

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبو بكر بلقايد - تلمسان

UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID- TLEMCEM -

FACULTE DES SCIENCES ECONOMIQUE DE GESTION ET DES SCIENCES
COMMERCIALES



THESE

Présentée pour l'obtention du **grade de DOCTORAT 3^{ème} Cycle**

En : SCIENCES ECONOMIQUES

Spécialité : Economie de la Firme et des Marchés « Economie Quantitative »

Par

GHOUALI Yassine Zakarya

Modélisation Bottom-up pour la planification énergétique à long terme dans le contexte algérien

Soutenue publiquement le 22/ 09/ 2021, devant le jury composé de :

Mr. MALIKI Samir bahaa Eddine	Professeur	Univ. Tlemcen	Président
Mr. BELMOKADDEM Mostefa	Professeur	Univ. Tlemcen	Directeur de thèse
Mr. MOKHTARI Fayçal	Professeur	Univ. Mascara	Examineur
Mr. SOUAR Youcef	Professeur	Univ. Saida	Examineur
Mr. BETTAHAR Samir	Professeur	Univ. Tlemcen	Examineur
Mr. GHRISSI laarbi	Professeur	Univ. Mascara	Examineur

*Modélisation Bottom-up pour la planification énergétique
à long terme dans le contexte algérien*

Auteur : GHOUALI Yassine Zakarya

Prof. Responsable : BELMOKADDEM Mostefa

Sujet proposé au sein du laboratoire *POLDEVA*

*A mes parents,
Ils sauront pourquoi...*

L'ignorance mène à la peur, la peur mène à la haine et la haine conduit
à la violence. Voilà l'équation.

-Averroès

Remerciements

Je remercie chaleureusement toutes les personnes qui m'ont aidé pendant l'élaboration de ma thèse et notamment mon directeur, le professeur Belmokaddem Mostefa, pour son intérêt et son soutien, sa grande disponibilité et ses nombreux conseils durant la rédaction de ma thèse, ainsi que les professeurs qui ont accepté d'être membres de mon jury de soutenance de thèse et pour leurs enrichissantes remarques et suggestions.

Au terme de ce parcours, je remercie enfin celles et ceux qui me sont chers et que j'ai quelque peu délaissés ces derniers mois pour achever cette thèse. Leurs attentions et encouragements m'ont accompagné tout au long de ces années.

Je suis redevable à mes parents, Mohammed et Badia, à mes frères Riadh, Choukri, Samir, à ma sœur Amina et à mes neveux et nièces, pour leur soutien moral et matériel et leur confiance indéfectible dans mes choix. Enfin, j'ai une pensée toute particulière pour mes grands-parents qui, à leurs manières m'ont toujours inspiré.

Table des matières

Remerciements	4
Liste des figures	12
Liste des tableaux	14
Glossaire	16
Introduction générale.....	21
CHAPITRE I : <i>La situation énergétique de l'Algérie : entre bilan énergétique et potentialités de réformes.</i>	
I.1. Situation énergétique en Algérie :introduction.....	26
I.2. Bilan énergétique national	26
I.2.1. La baisse des prix des hydrocarbures	26
I.3. Vue d'ensemble du secteur énergétique algérien.....	27
I.3.1. Les réserves	27
I.3.2. Le gaz	27
I.3.2.1. Mise à jour.....	28
I.3.2.2. Nouvelles découvertes.....	28
I.3.3. Pétrole brut.....	29
I.3.3.1. La récupération assistée du pétrole (RAP).....	29
I.3.3.2. Nouvelle exploration.....	30
I.3.3.3. Le schiste.....	31
I.3.4. Cycle d'octroi des licence	31
I.3.5. Législation	31
I.3.6. Sécurité	32
I.3.7. Exportations	32
I.3.8. Consommation intérieure	33
I.3.9. La demande d'électricité	34
I.4. La production d'électricité.....	34
I.4.1. Energies renouvelables	35
I.4.2. Le contexte des énergies renouvelables.....	35
I.4.3. Disponibilité et potentiel des énergies renouvelables en Algérie	35
I.4.3.1. Énergie solaire.....	35
I.4.3.2. L'énergie éolienne	37

I.4.4. Efficacité énergétique	39
I.4.5. Perspective.....	39
I.4.6. Sources de CO2 en Algérie.....	39
I.5. Les politiques engagées.....	41
I.6. Le recours à la modélisation prospective.....	45
I.7. L'énergie électrique : Intérêt pour Sonelgaz de l'étude.....	46

CHAPITRE II : *Prospective énergétique et modélisation : état de l'art.*

II.1. Les scénarios énergétiques : une revue de la littérature.....	48
II.1.1. Les dix messages-clé des scénarios énergétiques mondiaux	48
II.1.2. Les conclusions des scénarios du CME	50
II.1.3. Trois scénarios énergétiques pour le 21ème siècle	50
II.2. Des scénarios aux modèles.....	56
II.2.1. Un regard historique sur le développement de la « boîte à outils ».....	56
II.2.2. Cadre de l'analyse énergétique	57
II.3. Les grandes familles de modèles	59
II.3.1. A la recherche d'une alternative aux approches prévisionnistes en échec	59
II.3.3.1. La question des coûts : un déclencheur de la mobilisation de l'équilibre général.....	63
II.3.2. Les modèles pour les exercices de prospective	64
II.3.2.1. Les modèles économiques et l'approche descendante (Top down).....	67
II.3.2.2. Les modèles technologiques et l'approche ascendante (Bottom-Up).....	67
II.3.2.3. Les modèles IAM (Integrated Assesment Models) : approche climatique.....	69
II.3.3. Les modèles de prospective	69
II.4. Markal Standard : concepts et théorie.....	70
II.4.1. Résumé du modèle.....	70
II.4.2. Markal : vue d'ensemble	70
II.4.2. Résumé des éléments clés de Markal.....	73
II.4.3.1. L'horizon temporel.....	73
II.4.3.1. Le concept du SER.....	74
II.5. Le modèle TIMES : concepts et théorie	74
II.5.1. L'utilisation du modèle TIMES	77
II.5.1.1. Les entrées du modèle TIMES.....	77
II.5.1.1.1. La demande.....	77

II.5.1.1.2. L'offre.....	78
II.5.1.1.3. Définition des politiques énergétiques.....	78
II.5.1.1.4. La composante technico-économique d'un scénario TIMES.....	79
II.5.2. Le système énergétique de référence (RES).....	79
II.5.1.3. Présentation des attributs du modèle TIMES (paramètres).....	81
II.5.1.3.1. Les paramètres associés aux technologies	82
II.5.1.3.2. Les paramètres associés aux commodités	82
II.5.1.3.3. Les paramètres attachés à l'ensemble du SER.....	83
II.6. Formulation mathématique du modèle TIMES	83
II.6.1. Optimisation du système énergétique.....	84
II.6.2. Les indices	84
II.6.3. Les variables de décisions.....	85
II.6.4. La fonction-objectif de TIMES : coût total du système actualisé.....	86
II.6.5. Contraintes.....	87
II.7. Comparaison entre le modèle TIMES et les modèles Markal : similitudes	91
II.7.1. TIMES caractéristiques non en Markal.....	91
II.7. Conclusion.....	95

CHAPITRE III : *Enjeux et situation économique : l'Algérie face aux défis*

III.1. Conjoncture : une vue d'ensemble de l'économie algérienne.....	97
III.1.1. Introduction : un aperçu historique.....	97
III.1.2. La croissance actuelle	97
III.1.3. Le PIB par habitant.....	98
III.1.4. L'inflation.....	98
III.1.5. Emploi et chômage.....	99
III.1.6. Régime de taux de change.....	100
III.1.7. Le commerce	101
III.1.8. Partenaires commerciaux	101
III.1.9. Restrictions à l'importation	101
III.1.10. Accès aux apports	102
III.1.11. Investissement	102
III.1.12. Hydrocarbures	103
III.1.13. La diversification de l'économie algérienne	104
III.1.14. Environnement des affaires	104

III.1.15. Participation du secteur privé	106
III.1.16. Perspective.....	106
III.1.17. Des réformes réactives.....	107
III.1.18. Réduire l'écart.....	107
III.2. Politique macroéconomique.....	108
III.2.1. Politique budgétaire	108
III.2.2. Politique monétaire.....	109
III.2.3. Politique de la dette	110
III.3. Gouvernance économique et politique.....	111
III.3.1. Secteur privé	111
III.3.2. Secteur financier	112
III.3.3. Gestion des ressources naturelles et environnement	112
III.4. Contexte social et développement humain	113
III.4.1. Développement des ressources humaines	113
III.4.2. Réduction de la pauvreté, protection sociale et travail	114
III.5. L'apport de la théorie économique aux débats énergétique.....	115
III.5.1. Les débats liés aux relations énergie-croissance et à la modélisation de la demande d'énergie.....	116
III.6. Les modèles de prévision de la demande d'énergie	118
III.6.1. Gestion de la demande d'énergie.....	118
III.6.2. Modèles de demande énergétique	118
III.6.3. Les débats liés à la tarification optimale de l'énergie.....	120
III.6.3.1. Le juste prix d'une ressource épuisable.....	120
III.6.3.2. Critères économiques guidant les méthodes de tarification des réseaux	122
III.6.3.2.1. Un kaléidoscope théorique	122
III.6.3.2.2. Les ambiguïtés du prix marginal local.	123
III.6.3.2.3. Conflits de principes.....	123
III.6.3.2.4. Une nouvelle tarification de l'électricité et du gaz en Algérie.	124
III.7. L'efficacité énergétique : un défi à relever pour l'Algérie.....	124
III.7.1. Le contexte actuel	125
III.7.2. Contexte sectoriel.....	125
III.7.3. Dispositif national de la maîtrise de l'énergie	126
III.7.3.1. Le programme national de maîtrise de l'énergie (PNME)	126
III.7.3.2. Le fonds national pour la maîtrise de l'énergie (FNME).....	127
III.7.3.3. Le comité intersectoriel de la maîtrise de l'énergie (CIME).....	127
III.7.3.4. L'agence nationale en charge de la maîtrise de l'énergie (APRUE)	128

III.7.4. Présentation des axes d'intervention	128
III.7.4.1. Le secteur du bâtiment.....	128
III.7.4.2. La généralisation de l'utilisation des lampes à basse consommation d'énergie.....	128
III.7.4.3. L'introduction de la performance énergétique dans l'éclairage public.....	129
III.7.4.4. La promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel	129
III.7.4.5. Le secteur des transports	129
III.7.4.6. Le cadre juridique et réglementaire	129
III.8. Prospective de l'économie algérienne à l'horizon 2030.....	130
III.8.1. Le modèle utilisé	131
III.8.2. Les principales hypothèses retenues	132
III.9. Les transformations structurelles de l'économie algérienne	133
III.10. Evolution de l'économie algérienne : les différents scénarios possibles.....	134
III.10.1. Scénario de la déchéance.....	134
III.10.2. Scénario de la normalité.....	135
III.10.3. Scénario de l'émergence.....	135
III.11. Etude prospective du FMI	137
III.11.1. Scénario de référence	137
III.11.2. Scénario sans changement de politique	137
III.11.3. Scénario ambitieux	138
III.11. Conclusion	138

CHAPITRE IV : Modélisation Bottom-up du secteur énergétique algérien

IV.1. Introduction.....	141
IV.2. Le SMED : méthodologie et développement	141
IV.3. Processus de collecte de données	144
IV.4. Demande énergétique finale.....	144
IV.4.1. Construction de modèle SMED	144
IV.4.1.1. Le secteur résidentiel	145
IV.4.1.1.1. Situation actuelle	145
IV.4.1.1.2. Scénario du laisser-faire	146
IV.4.1.2. Le secteur industriel	147
IV.4.1.2.1. Situation actuelle	147

IV.4.1.2.1. Scénario du laisser faire .	148
IV.4.1.3. Le secteur des transports.	150
IV.4.1.3.1. Situation actuelle.....	150
IV.4.1.3.2. Scénario du laisser faire.	150
IV.4.1.4. Le secteur du commerce.....	151
IV.4.1.4.1. Situation actuelle.....	151
IV.4.1.4.2. Scénario du laisser faire.	152
IV.4.2. Le module de transformation énergétique	152
IV.4.2.1. Production d'électricité .	153
IV.4.2.1.1. Situation actuelle.....	153
IV.4.2.1.2. Scénario du laisser faire.	154
IV.4.2.2. Raffinage du pétrole .	155
IV.4.2.2.1. Situation actuelle.....	155
IV.4.2.2.2. Scénario du laisser faire.	155
IV.4.2.3. Extraction du charbon minéral .	155
IV.4.3. Emissions	155
IV.5. Les autres scénarios développés	156
IV.5.1. Deuxieme scénario : gestion de la demande (GED)	156
IV.6. Analyse couts- bénéfices	157
IV.7. Création de scénarios de politique énergétique	158
IV.7.1. Saisie de données des couts	158
IV.7.2. Scénario de l'éclairage efficace	158
IV.7.3. Scénario réfrigérateurs efficace.....	159
IV.7.4. Scénario d'efficacité énergétique industrielle	159
IV.7.5. Scénario Bus GNV	160
IV.7.6. Scénario du gaz naturel et des énergies renouvelables.....	160
IV.7.7. Couts de la transformation	160
IV.8. Scénarios : résultats et interprétations	161
IV.8.1. Scénario du laisser-faire « LAI »	161
IV.8.1.1. Demande énergétique globale.....	161
IV.8.1.1.1. Demande énergétique finale.....	161
IV.8.1.1.2. Demande énergétique finale par type de combustibles	162
IV.8.1.1.3. Emissions de gaz à effet de serre	165
IV.8.2. Scénario de gestion de la demande	168
IV.8.2.1. Demande énergétique globale.....	168

IV.8.2.1.1. Demande énergétique finale.....	168
IV.8.2.1.2. Demande énergétique finale par type de combustibles	169
IV.8.2.1.3. Emissions de gaz à effet de serre	172
IV.8.3. Scénario Atténuation	175
IV.8.3.1. Demande énergétique globale.....	175
IV.8.3.1.1. Demande énergétique finale.....	175
IV.8.4. Comparaisons entre les différents scénarios développées.....	176
IV.8.4.1. Scénario atténuation vs scénario laisser faire	176
IV.8.4.2. Scénario atténuation vs scénario gestion de la demande.....	180
IV.9. Analyse coûts-bénéfices	188
IV.9.1. Rapport récapitulatif.....	188
IV.9.1.1. Analyse coûts bénéfice : scénario atténuation.....	189
IV.10. Discussion et proposition de réforme	189
IV.11. Conclusion	191
Conclusion générale	192
Bibliographies.....	194
Travaux associés à cette thèse	195

Liste des Figures

CHAPITRE I : Situation énergétique de l'Algérie : entre bilan énergétique et potentialités de réformes

Figure 1.1: Sites potentiels d'approvisionnement en électricité solaire en Afrique du Nord et exemple de l'exposition quotidienne totale reçue (en kWh / m ² / Jour) en Algérie.....	36
Figure 1.2: la carte du vent en Algérie. À gauche : 12 sites de vent identifiés. Droite : topographie des sites identifiés.....	38
Figure 1.3: Production moyenne d'électricité dans les huit endroits de vent identifiés.....	38
Figure 1.4: Emissions de CO ₂ provenant de la combustion de carburant par secteur en Algérie	40

CHAPITRE II : Prospective Energétique et Modélisation : Etat de l'art

Figure 2.1: Cadre synthétique pour l'analyse énergétique et environnementale.....	57
Figure 2.2: Schéma explicative des approches « Bottom-up », « Top-Down » et « IAM »	66
Figure 2.3: Blocs de construction MARKAL.....	71
Figure 2.4: Subdivision périodique dans le modèle TIMES	76
Figure 2.5: Vue partielle d'un système d'énergie de référence simple.....	81
Figure 2.6: Pyramide de précision du système énergétique dans le modèle TIMES	81

CHAPITRE III : Enjeux et situation économique : l'Algérie face aux défis

Figure 3.1: Taux de croissance du PIB Réel	99
Figure 3.2: Part de l'encours de la dette extérieure dans le PIB et ratio du service de la dette sur les exportations	111
Figure 3.3: Evolution de la structure sectorielle du PIB-Année 2010-2030.....	133
Figure 3.4: Dépenses – Scénario de référence (pourcentage du PIB non hydrocarboné)	137
Figure 3.5: Dépenses – Scénario ambitieux (Pourcentage du PIB non Hydrocarboné).....	138

CHAPITRE IV : Modélisation Bottom-up du secteur énergétique Algérien

Figure 4.1: Structure du modèle SMED	142
Figure 4.2: Structure du modèle de transformation.....	143
Figure 4.3: Diagramme de sankey.....	143
Figure 4.4: Structure détaillée du module de transformation	152
Figure 4.5: Courbe de charge du système	154
Figure 4.6: Courbe de charge du système dans le scénario GED.....	157
Figure 4.7: Demande énergétique finale : Scénario Laisser Faire.....	161
Figure 4.8: Demande énergétique finale par produits : Scénario Laisser Faire.....	162
Figure 4.9: Demande énergétique désagrégé finale : Scénario Laisser Faire.....	164
Figure 4.10: Le potentiel de réchauffement global (PRG) : Scénario Laisser Faire	166
Figure 4.11: Demande énergétique finale : Scénario Gestion de la Demande	168
Figure 4.12: Demande énergétique finale par produits : Scénario Gestion de la Demande	169
Figure 4.13: Demande énergétique désagrégé finale : Scénario Gestion de la Demande	170
Figure 4.14: Le potentiel de réchauffement global (PRG) : Scénario Gestion de la Demande.....	172
Figure 4.15: Demande énergétique finale : Scénario Atténuation.....	175
Figure 4.16: Demande énergétique finale : Scénario Atténuation vs. Scénario Lai	176
Figure 4.17: Demande énergétique désagrégé finale : Scénario Atténuation vs. Scénario Lai	177

Figure 4.18: Demande énergétique finale : Scénario Atténuation vs. Scénario GED	180
Figure 4.19: Demande énergétique désagrégé finale : Scénario Atténuation vs. Scénario GED	181
Figure 4.20: Demande énergétique finale : Scénario Atténuation.....	183
Figure 4.21: Demande énergétique désagrégé finale : Scénario Atténuation.....	184
Figure 4.22: Le potentiel de réchauffement global (PRG) : Scénario Atténuation	186
Figure 4.23: Rapport récapitulatif pour l'année 2040	188

Liste des Tableaux

CHAPITRE I : Situation énergétique de l'Algérie : entre bilan énergétique et potentialités de réformes

Tableau 1.1: Potentiel solaire en Algérie.	36
Tableau 1.2 :Principales sources de CO ₂ en Algérie.	41

CHAPITRE II : Prospective Energétique et Modélisation : Etat de l'art

Tableau 2.1: Résumé des trois cas de développement de l'énergie en 2050 et 2100 par rapport à 1990	51
Tableau 2.2: Caractéristiques de durabilité en trois scénario de développement de l'énergie en 2050 et 2100 par rapport) 1990.....	54
Tableau 2.3: Caractéristiques et roles des deux principales familles de modèles Top-Down et Bottom- up.....	68
Tableau 2.4: Vu d'ensemble de la familles du modèle MARKAL	72

CHAPITRE III : Enjeux et situation économique : l'Algérie face aux défis

Tableau 3.1: Indicateurs Macroéconomiques.....	99
Tableau 3.2: Finances publiques (pourcentage du PIB au prix actuels).....	108
Tableau 3.3: Exemple d'études sur le lien entre croissance et consommation énergétique.	117

CHAPITRE IV : Modélisation Bottom-up du secteur énergétique Algérien

Tableau 4.1: Consommation énergétique de type d'équipement de cuisson en milieu rural	145
Tableau 4.2: Consommation énergétique par secteur industriel.....	147
Tableau 4.3: Evolution de la production brute par secteur d'activité et par secteur juridique entre 2010 et 2017	148
Tableau 4.4: Tableau des pertes énergétique enregistré entre 2010 et 2017	153
Tableau 4.5: Production électrique par type de technologie entre 2010 et 2017.....	153
Tableau 4.6: Caractéristique technologique des procès de production.....	153
Tableau 4.7: Caractéristiques techniques des futures centrales électriques	160
Tableau 4.8: Demande énergétique finale : Scénario Laisser Faire	161
Tableau 4.9: Demande énergétique finale par produits : Scénario Laisser Faire	163
Tableau 4.10: Demande énergétique désagrégé finale : Scénario Laisser Faire	164
Tableau 4.11: Le potentiel de réchauffement global (PRG) : Scénario Laissr Faire.....	166
Tableau 4.12: Demande énergétique finale : Scénario Gestion de la Demande.....	168
Tableau 4.13: Demande énergétique finale par produits : Scénario Gestion de la Demande.....	169
Tableau 4.14: Demande énergétique désagrégé finale : Sénario Gestion de la Demande.....	171
Tableau 4.15: Le potentiel de réchauffement global (PRG) : Scénario Gestion de la Demande	173
Tableau 4.16: Demande énergétique finale : Scénario Atténuation	175
Tableau 4.17: Demande énergétique finale : Scénario Atténuation vs. Scénario LAI.....	177
Tableau 4.18: Demande énergétique désagrégé finale : Scénario Atténuation vs. Scénario Lai	178
Tableau 4.19: Demande énergétique finale : Scénario Atténuation vs. Scénario GED	180
Tableau 4.20: Demande énergétique désagrégé finale : Scénario Atténuation vs. Scénario GED.....	181
Tableau 4.21: Demande énergétique finale : Scénario Atténuation	184
Tableau 4.22: Demande énergétique désagrégé finale : Scénario Atténuation	184

Tableau 4.23: Le potentiel de réchauffement global (PRG) : Scénario Atténuation.....	187
Tableau 4.24: Rapport récapitulatif pour l'année 2040.....	188
Tableau 4.25: Coûts et bénéfices cumulatifs : 2018-2040. Scénario Atténuation.....	189

Glossaire

A

ALNAFT: l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures

APRUE : l'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie Rationalisation de l'utilisation de l'énergie

AIE : Agence international de l'énergie

ABARE: Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics

AF: availability factor

ANDI: l'Agence Nationale de Développement de l'Investissement en Algérie

ADS: l'Agence de développement social

ANGM: l'Agence nationale de gestion du microcrédit

B

Bpj : Baril par jour

BU: Bottom-up

BoA: Banque d'Algérie

BIT: Bureau international du travail

C

CNDG: Centre national de distribution de gaz

CDER : Centre de Développement des Énergies Renouvelables

CME : Conseil mondial de l'énergie

CREG: Commission Réglementaire de l'Electricité et du Gaz

CRTM: Carbon Rights Trade Model

CES: Constant Elasticity of Substitution

CNES: Conseil national économique et social

CNY: cotation en yuan

CIME: Comité Intersectoriel de la Maîtrise de l'Énergie

D

DA: Dinars algériens

E

EFOM: Energy Flow Optimization Model

EIA: l'Administration américaine de l'information sur l'énergie

F

FMI: Fonds monétaire international

FRR: Fonds de régulation des recettes

FEM: Forum économique mondial

FNME: Fonds National pour la Maîtrise de l'Énergie

G

GPL: Gaz de pétrole liquéfié

GNL: Gaz naturel liquéfié

GE: General electric

GtCO₂: Gigatons CO₂

GIEC: Groupe Intergouvernemental pour l'Étude des Climats

GAMS: General Algebraic Modeling System

GES: Gaz à effet de serre

I

IGCE: Industries grandes consommatrices d'énergies

ISO: l'Organisation Internationale de normalisation

IIASA: International Institute for Applied Systems Analysis.

IAM: integrated assesment models

IDE: d'investissements directs étrangers

IDH: l'Indice de développement humain

IPEM: Integrated Energy Planning Model

ICOR: l'incrémental capital output rati

K

KVA: kilovoltampère

L

LEAP: Long-range Energy Alternatives Planning System

M

Mbpj: Million de baril par jour

MEM: Ministère de l'énergie et des mines

MARKAL: MARKet Allocation

MPEI: Planification énergétique intégrée

O

OPEP: L'Organisation des pays exportateurs de pétrole

OBG: Oxford business group

OCDE: L'Organisation de coopération et de développement économiques

ONS: Office national des statistiques

OEA: Opérateur économique agréé

OMD: Objectifs du Millénaire pour le développement

OIT: l'Organisation internationale du travail

OGSM: Modèle d'approvisionnement en pétrole et en gaz

P

PIB: Produit intérieur brut

PNB: Produit national brut

PPM: Partie par million

PJ : pétajoules

PED: Pays en développement

PCG: Primary commodity group

PME: Petite et moyenne entreprise

PNAEDD: Plan national d'action pour l'environnement et le développement durable

PNME: Programme National de Maîtrise de l'Energie

R

RNCan: Ressources naturelles Canada

RCREEE: The Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency

S

SWGP: Sowth west gas project

SKTM: Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida

SER: Système énergétique de reference

SNE: Stratégie nationale de l'environnement

SNAT: schéma national d'aménagement du territoire

SIE: système intégré d'énergie

Sonelgaz: Sociétés de transport et de distribution de l'électricité et du gaz

SEI: l'Institut de l'environnement de Stockholm

T

TEP: Tonnes équivalent pétrole

TG: Turbine à gaz

TV: Turbine à vapeur

TD: Top Down

TIMES: The Integrated MARKAL-EFOM System

TVA: taxe sur la valeur ajoutée

TCER: Taux de change réel d'équilibre

TIC: Technologies de l'information et de la communication

U

UE : Union européenne

V

VEDA: Versatile Data Analysis

W

WEC: World Energy Council

WEC: World Economic Forum

Introduction Générale

Le thème de la consommation énergétique nationale est au centre de l'actualité économique en Algérie. Les spécialistes du secteur multiplient les mises en garde qui se résument en une sorte de leitmotiv : la poursuite des trends de consommations énergétiques actuels risque de compromettre l'équilibre offre-demande à long terme.

En 2014, le prix du baril de pétrole a entamé une longue et forte baisse qui a engendré des conséquences très négatives pour les économies pétrolières comme celle de L'Algérie. Ainsi, le prix du baril du pétrole Brent qui valait 110 \$ fin juin 2014 ne valait que 41,6 \$ en moyenne pour l'année 2015, soit une baisse de plus de 40 %, avec un minimum à 48 \$ au mois de janvier et une moyenne de 51,6 \$ en moyenne pour l'année de 2017.

Vu que l'économie algérienne est fortement dépendante des recettes des hydrocarbures, cette baisse a entraîné des conséquences dramatiques à bien des égards.

La croissance réelle du produit intérieur brut (PIB) en 2016 était de 3,5%, contre 3,8% en 2015, L'inflation s'est élevée à 6,4% en 2016, contre 4,8% en 2015, après deux années consécutives (2013 et 2014) dans lesquelles elle a diminuée. Cela peut être attribué en particulier aux restrictions sur les importations, à une hausse de 30% du prix du carburant en 2016 et à l'anticipation de la hausse de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) en 2017.

Les finances publiques ont vu plus de 60% des ressources du fonds de régulation des recettes [FRR] consommée. Son plafond légal de 740 milliards de DZD (dinars algériens) a été abrogé en 2017. Le fonds a servi entre autres à financer le déficit budgétaire général qui s'est élevé en 2016 à 13,2% du PIB après un record de 15,3% en 2015.

Le compte courant a affiché un déficit de 13,5% du PIB en 2016, contre un déficit de 16,60% en 2015, tandis que les réserves de change officielles ont diminué de 20% passant à 114 milliards USD à la fin de 2016. Cette situation résulte des déficits de la balance commerciale de 10,8% en 2016 et 8,4% en 2015, année où la balance commerciale s'est révélée négative pour la première fois depuis 16 ans, une autre conséquence directe de la chute du prix du pétrole. Au cours des 30 dernières années, l'Algérie a été désindustrialisée. En 2015, l'industrie manufacturière, à l'exclusion des hydrocarbures, ne représentait pas plus de 5% du PIB, contre 35% à la fin des années 1980. Cette dégradation industrielle peut être confirmée par la consommation énergétique du pays, en effet la quasi-totalité de la consommation énergétique va aux secteurs non productifs qui sont le secteur résidentiel et le secteur des transports.

En effet, l'Algérie est l'un des pays, les plus énergivores, non pas seulement du point de vue de la consommation d'énergie (58,3 millions de tonnes équivalent pétrole « Tep » en 2016 avec 40 millions d'habitants contre 17 millions de Tep en 2005 avec 33 millions d'habitants, soit 1,2 tep par an et par habitant), mais surtout du point de vue de l'affectation de cette consommation

d'énergie, dont l'essentiel est utilisé par les ménages et le transport sans retour de plus-value ou de richesse quelconque, alors que le secteur de l'industrie consomme moins de 20% du bilan énergétique national.

En outre, si le rythme de consommation interne d'énergie se poursuit à la même tendance, il risque de doubler à l'horizon 2030, voire tripler à l'horizon 2040. Avec un scénario laisser-faire, la production totale d'énergie risque d'être égale à la consommation interne d'énergie à l'horizon 2030.

Il y a lieu de signaler, que la moyenne de consommation d'énergie de l'algérien est le triple de la moyenne mondiale.

Ainsi, par type d'énergie : plus de 18 millions de tonnes de produits pétroliers ont été consommés en 2016 contre 8 millions de tonnes en 2005 (dont 80% de carburants). Cette hausse a été tirée par la demande sur les essences et gasoil. On estime que cette demande triplera d'ici 2020, sous l'effet de la croissance économique et démographique.

Un responsable auprès de l'Agence nationale pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie (APRUE) a indiqué à l'APS, que la consommation électrique des foyers algériens est dix fois plus par rapport aux normes internationales et deux fois plus que la moyenne des pays maghrébins. A l'origine de cette consommation excessive est le choix porté par les ménages algériens sur des équipements « énergivores », et aussi l'accès à l'énergie en général et à l'électricité en particulier, à un prix subventionné et donc très bon marché.

Le coût financier de la politique de subvention du prix de l'énergie mise en œuvre depuis des décennies, était jusqu'à une date récente quasiment passé sous silence aussi bien par les pouvoirs publics que par les médias nationaux. C'est seulement au cours des dernières années qu'on a commencé à l'évoquer. Et pour cause : si le coût du soutien des prix des produits alimentaires est relativement bien connu, un peu plus de 300 milliards de dinars (environ 3 milliards de dollars) par an selon la dernière Loi de finances, celui de la subvention des produits énergétiques n'était jusqu'à une date récente pas mesuré avec précision du fait qu'il s'opère par d'autres moyens que le budget de l'État essentiellement sous forme de rachat des dettes des entreprises concernées par le Trésor public.

Selon l'ancien ministre des finances Abdellatif Benachenhou qui évalue le coût annuel des subventions énergétiques au montant faramineux de près de 20 milliards de dollars (17 milliards pour l'électricité et les carburants et 3 milliards pour l'eau) en 2013.

Tout cela nous pousse à penser que ce modèle de consommation énergétique est insoutenable : ce qui impose en premier lieu d'adopter et en urgence un nouveau modèle énergétique basé sur l'utilisation des énergies renouvelables de l'économie d'énergie et de l'efficacité énergétique.

Problématique posée :

Les prix du marché mondial des hydrocarbures chutent fortement, la consommation énergétique nationale explose, le volume des exportations des hydrocarbures se contracte, la situation économique du pays ne permettra plus de subventionner les prix de l'énergie pour longtemps. Etant donné ces éléments, faut-il continuer sur la même politique énergétique et/ou à la rationaliser ? Ou bien, réfléchir à des scénarios alternatifs ou de substitution dans un horizon court, moyen et long terme.

De cette problématique deux questions en découlent :

- ✓ Quel modèle de production et de consommation énergétique pour l'Algérie ?
- ✓ Quel scénario de transition énergétique pour l'Algérie à l'horizon 2040 ?

Dans ce cadre et pour construire des scénarios énergétiques possibles et plausibles en matière d'énergie et d'environnement, il est primordial de s'appuyer sur des modèles de prospectives énergétiques.

Les modèles de prospective énergétique constituent une alliée précieuse dans l'aide à la décision. Dans une vision de long terme et en intégrant l'ensemble des facteurs économiques et politiques, ils permettent de tracer une image cohérente des systèmes énergétiques. D'innombrables modèles de prospective énergétique peuvent être utilisés. Chaque modèle est caractérisé par la problématique qui est à traiter

La modélisation prospective n'a pas pour vocation de fournir des résultats sûrs du futur. Ce n'est en aucun cas de la prévision. En effet, elle ne nous permet que d'anticiper un cadre d'évolution probable à partir de scénarii plausibles.

Dans ce cadre et pour éclairer les choix, les modèles de prospective énergétique constituent une aide précieuse à la décision. Ils permettent d'évaluer sur le long terme plusieurs scénarios possibles d'évolution du système énergétique. L'évolution des connaissances et des puissances de calcul, ont ainsi favorisé l'émergence d'un grand nombre de modèles énergétiques développés et utilisés indépendamment par différentes institutions. Si ces modèles ne constituent certainement pas des outils prophétiques, leur apport reste indéniable : ils permettent de formaliser une vision cohérente des nombreuses interactions du monde de l'énergie, et de faire l'économie de l'expérience directe de choix inappropriés.

Dans une problématique énergétique actuelle dont le long terme sera sans doute fait de ruptures relativement fortes avec les tendances passées, le potentiel d'ajustement offert par les technologies de transformation et d'utilisation de l'énergie, fait partie des leviers les plus prometteurs. Le travail qui va être réalisé dans le cadre de cette thèse porte sur le développement d'une modélisation de type TIMES pour la prospective énergétique Algérienne. Ce type de modélisation est particulièrement adapté au traitement sur le long terme des enjeux technologiques de l'énergie. A partir d'une représentation explicite des caractéristiques techniques et économiques de l'ensemble des technologies actuelles et futures d'offre et de demande, la modélisation TIMES détermine une structure optimale en termes de niveaux d'investissement et d'utilisation des technologies et calcule pour chaque technologie sélectionnée, les niveaux d'émissions atmosphériques correspondants. Ce modèle développé sous l'égide de l'AIE, est aujourd'hui utilisé par plusieurs équipes de modélisation dans plus de 63 pays ce qui permet les échanges au sein d'une communauté internationale d'utilisateurs. Enfin, il est à noter qu'aucun exercice Algérien de modélisation TIMES n'a à notre connaissance été mené à ce jour.

La thèse présentée ici part des questionnements cités ci-dessus, afin (i) d'identifier les sources d'insatisfaction du modèle énergétique algérien existant, (ii) l'élaboration d'une architecture de modélisation innovante afin de répondre efficacement aux insatisfactions détectées et (iii) proposer de nouveaux scénarios énergétique pour remédier au chaos énergétique que traverse le pays.

Le chapitre I dresse un bilan énergétique global en termes de consommation et de production d'énergie et esquisse les potentialités des ressources énergétiques existantes du pays.

Le chapitre II met en exergue l'intérêt de la prospective énergétique pour simuler à long terme les effets des mesures politiques en matière d'énergie et d'environnement. Il décrit les modèles existants et les critères de choix d'un modèle adapté à l'Algérie.

Le chapitre III décrit la situation économique du pays toute en décrivant l'apport de la théorie économique aux débats énergétique.

Le chapitre IV aborde les hypothèses de modélisation retenues et analyse les résultats obtenus sur quelques scénarios pratiques.

Enfin nous concluons sur les apports du modèle réalisé et sur quelques perspectives de recherche et d'amélioration futures.

CHAPITRE I:
***Situation énergétique de l'Algérie : Entre bilan
énergétique et potentialités de réformes***

I.1. Situation énergétique en Algérie : Introduction

La croissance de l'Algérie au cours des dernières décennies est due en grande partie aux fortes dépenses publiques, qui sont rendues possibles par la richesse des hydrocarbures du pays. Par conséquent, la chute des prix du pétrole de près de 70% entre l'été 2014 et le début de 2016, ont eu des conséquences considérables sur l'économie du pays, l'Algérie ayant enregistré un déficit courant équivalant à environ 18% de son PIB en décembre 2016. Cette situation a été exacerbée par des contraintes sectorielles, notamment la maturation de la production dans les champs pétrolifères et gaziers et l'intérêt limité des majors internationaux pour les appels d'offres en amont. Cependant, le gouvernement en partie par le biais de Sonatrach, l'entreprise pétrolière d'État (et l'une des plus grandes entreprises d'Afrique) a cherché à assouplir la réglementation afin de stimuler de nouveaux investissements pour aider à développer les grands gisements de schistes du pays. Avec deux tiers du territoire encore inexploré et le marché d'exportation de l'UE juste à côté, il reste encore beaucoup à faire pour accroître la production et les revenus même dans le contexte actuel de prix bas [62,64].

I.2. Bilan énergétique national

I.2.1. La baisse des prix des hydrocarbures

La baisse des prix du pétrole a eu une forte incidence sur la balance commerciale de l'Algérie et sur les recettes des hydrocarbures en 2015 et 2016. Les bénéfices du secteur énergétiques du pays ont chuté de près de 41% en 2015 par rapport à 2014, passant de 60,3 milliards de dollars en 2014 à 35,7 milliards de dollars en 2015. Cette baisse a déclenché un déficit commercial de 13,7 milliards de dollars (12,4 milliards d'euros), un changement radical par rapport à l'excédent de 4,3 milliards de dollars (3,9 milliards d'euros) enregistré en 2014. La baisse des prix du pétrole a continué d'avoir un effet sur le déficit commercial de l'Algérie au premier trimestre de 2016, atteignant 5,6 milliards de dollars (5 milliards d'euros) durant cette période contre 3,5 milliards de dollars (3,2 milliards d'euros) au premier trimestre de 2015, ce qui a incité le FMI à avertir le gouvernement algérien de la nécessité de compenser le rôle négatif joué par la baisse des prix du pétrole [66].

En février 2016, l'Algérie a entamé des pourparlers avec différents pays producteurs de pétrole pour tenter de dégager un consensus autour d'une baisse organisée de la production, et a averti qu'il ne participerait pas à la réunion de l'OPEP si un accord sur une baisse de la production n'était pas atteint au préalable. Les efforts du pays, aux côtés d'autres producteurs. Avec des prix d'équilibre élevés, y compris le Nigeria et le Venezuela, ont finalement été couronnés de succès, l'OPEP ayant accepté de réduire la production globale de 700 000 barils par jour en septembre 2016, ce qui devrait contribuer à dynamiser les revenus de l'Algérie. Toutefois, il faudra attendre un certain temps avant que les effets de la réduction ne se fassent sentir et le gouvernement algérien a prévu que les bénéfices liés à l'énergie diminueraient de 26%, passant

de 35,7 milliards de dollars en 2015 à 26,4 milliards de dollars (23,8 milliards d'euros) En 2016, selon Reuters [64].

I.3. Vue d'ensemble du secteur énergétique algérien

I.3.1. Les réserves

- Selon BP 2016 «Revue statistique de l'énergie mondiale», L'Algérie a estimé des réserves de 12,2 milliards de barils de pétrole brut, le quatrième en Afrique après la Libye (48,4 milliards de barils), le Nigeria (37,1 milliards de barils) et l'Angola (12,7 milliards de barils).
- Le pays est le troisième producteur de pétrole brut sur le continent africain, à 1,59 million de b / j en 2015, après le Nigeria (2,3 millions de bpj) et l'Angola (1,8 millions de bpj). La production a progressé de quelque 8% entre 2013 et 2014, passant d'un minimum de 10 ans de 1,48 millions bpj en 2013 à environ 1,6 millions bpj en 2014. Ce pic récent a été suivi d'un creux de 0,4% en 2015.
- En termes de production, la production estimée du pays pour 2016 a augmenté à 69m tonnes d'équivalent pétrole (tep), En hausse de près de 3% par rapport à l'année précédente, où la production était d'environ 67 millions de (tep). Selon un rapport publié par Sonatrach, Le gouvernement s'attend à ce que la production augmente de 8% d'ici la fin de 2017 à 75 millions de (tep), et près de 9% au cours des trois prochaines années pour atteindre 82 millions de (tep) avant 2020.
- En outre, l'Algérie détient la deuxième plus grande réserve de gaz naturel en Afrique. A 4.5 milliards mètres cubes, Le pays arrive en deuxième place après le Nigéria avec 5.1tren mètres cubes. Toutefois, en termes de production, l'Algérie est le plus grand producteur de gaz naturel du continent, avec des niveaux de production estimés à 83 milliards de mètres cubes en 2015, soit 74,7 millions de (tep).
- Entre 2005 et 2015, la production de gaz naturel a diminué de près de 6%, passant d'un pic de 88,2 milliards de mètres cubes en 2005 à 83 milliards de mètres cubes en 2015, avec une baisse de 10 ans, l'année 2009 a enregistré le plus mauvais score avec 79,6 milliards de mètres cubes [5,27].

I.3.2. Gaz

La production actuelle de gaz du pays permet à l'Algérie de répondre à 63% de ses besoins intérieurs et représente environ 41% de sa production primaire d'hydrocarbures ainsi que 52% de ses exportations d'hydrocarbures. La société nationale de gaz et de pétrole Sonatrach est le plus grand producteur de gaz naturel, opérant à la fois indépendamment et aux côtés d'opérateurs étrangers comme Total et Engie (ex-GDF Suez), Le grand italien Eni, la société espagnole Repsol et la société britannique BG Group. La majeure partie de la production

algérienne de gaz naturel provient du champ de gaz naturel Hassi R'Mel, situé dans la wilaya (province) de Laghouat, à quelque 550 km au sud de la capitale, Alger. Découvert en 1956, le champ gazier Hassi R'Mel a commencé sa production en 1961. Avec des réserves estimées à environ 2,4 milliards de mètres cubes et des réserves probables situées entre 2,7 milliards mètres cubes et 3 milliards mètres cubes, le champ est considéré comme le plus important en Algérie et l'un des plus grands gisements de gaz au monde. Depuis sa découverte, le champ a une production annuelle d'environ 100 milliards de mètres cubes, bien que la production ait diminué régulièrement au cours des dernières années, pour atteindre 75 milliards de mètres cubes en 2008 et 55 milliards de mètres cubes en 2012.

Le reste de la production de gaz naturel du pays provient de champs associés et non associés situés dans le sud et le sud-est. Les champs les plus importants de cette zone font partie du projet In Salah - exploité conjointement par BP, Statoil et Sonatrach - et produisent 9 milliards de mètres cubes des champs de Krechba, Teg et Reg. À la suite de l'incident terroriste de janvier 2013 à l'usine d'In Amenas, exploitée par la coentreprise In Salah, la production de procédés a chuté en dessous de sa moyenne de 7,8 milliards de mètres cubes de gaz par an, Mais elle a depuis récupéré sa pleine capacité [27,62, 9].

I.3.2.1. Mise à jour

Le gouvernement cherche à augmenter la production de gaz de 13% d'ici à 2019, afin de mieux équilibrer la demande intérieure en hausse. Une partie de cette stratégie implique d'investir près de 35 milliards d'euros pour des techniques de récupération améliorées afin de maximiser la récupération dans les champs de maturation tels que le champ Hassi R'Mel. En juillet 2016, Sonatrach a signé deux accords avec des entrepreneurs publics pour la construction d'un gazoduc de 344 km entre les deux pays. El Menia et Hassi R'Mel à un coût de plus de 38,9 Mds DA (321,8 M €).

Le projet, baptisé le pipeline GR7, devrait fournir une production supplémentaire dans les nouveaux domaines de Hassi Mouina, Hassa Ba Hamou et Ahnet, Tous devant être livré d'ici 2019 au Centre national de distribution de gaz (CNDG), situé à Hassi R'Mel. D'ici à 2020, le gazoduc GR7 devrait transporter environ 22,2 milliards de mètres carrés de gaz au CNDG [62,66].

I.3.2.2. Nouvelles découvertes

Outre Hassi Mouina, Hassa Ba Hamou et Ahnet, développés par la société Sonatrach et la société norvégienne Statoil, qui devraient produire 7,2 milliards de mètres cubes de gaz par an, Plusieurs autres champs commenceront à produire dans les prochaines années. Environ 20 nouveaux champs devraient être mis en service d'ici 2020, dont sept du projet gazier du Sud-Ouest (SWGP).

Le SWGP devrait ajouter 16 milliards de mètres cubes à la production annuelle algérienne de gaz d'ici 2018, avec une première phase de développement du Touat (Engie), Reggane (Repsol)

et Timimoun (Total) sont attendus d'ici 2017. Le SWGP est financé par Sonatrach et devrait recevoir 2,9 milliards d'euros de financement entre 2016 et 2020 [62].

I.3.3. pétrole brut

L'Algérie a produit 1.6 mbpj de pétrole brut en 2015, selon BP 2016 "Revue statistique de l'énergie mondiale". Sonatrach exploite le plus grand champ du pays, celui de Hassi Messaoud, près de 60 ans, avec une production de pétrole brut d'environ 500 000 b / j, soit plus d'un tiers de la production nationale de pétrole brut. Le champ, qui est situé dans la province de Hassi Messaoud Dahar, détient environ 71% des réserves prouvées, probables et possibles de pétrole du pays, et a été estimé à 3.9 milliards de barils de réserves récupérables.

D'autres grands champs de production incluent le champ pétrolier de Hassi Berkine, qui est exploité conjointement par Sonatrach et la compagnie américaine de pétrole et de gaz Anadarko et produit entre 100.000 et 150.000 bpj; Et le champ pétrolier Ourhoud, qui produit quelque 150 000 à 200 000 b / j qui est exploité conjointement par Sonatrach, Anadarko et la Compagnie espagnole de Petroléos.

Au cours des dernières années, une poignée de nouveaux sites ont été mis en production, deux domaines entrant en exploitation en 2013 et 2015, respectivement. Le premier, El Merk, a été découvert en 1993 et a commencé la production en 2013. La production de pétrole brut, de condensat et de gaz de pétrole liquéfié (GPL) s'établirait en moyenne à 135 000 b / j à partir de 2015. Viennent ensuite Bir Seba en octobre 2015 et produisent 20 000 b / j, qui va doubler sa production à 40 000 b / j d'ici 2020. "Deux domaines remarquables vont être mis en production", a déclaré à l'OBG François Gauthier, directeur général d'Algiers Liason Office representing MAERSK oil in Algeria. "Un certain nombre de champs vont également être mise en ligne en 2017 et 2018"[62, 64, 66].

I.3.3.1. La récupération assistée du pétrole (RAP)

La production de pétrole brut a régulièrement diminué au cours de la dernière décennie. Au niveau macroéconomique, entre 2005 et 2015, la production de pétrole brut a chuté de près de 20%, passant de 1,9 mbpj en 2005 au taux actuel de 1,59 m. Afin d'atteindre son objectif d'augmentation de la production, Sonatrach a lancé de gros contrats de services pour cimenter, pomper et rénover les systèmes de production existants. En mai 2016, Sonatrach a attribué 180 millions de dollars (162,3 millions d'euros) de contrats de services à quatre sociétés de services pétroliers. Les firmes de services pétroliers américains Schlumberger et Weatherford ont obtenu un contrat de 75 millions de dollars (67,6 millions d'euros) et un contrat de 11 millions de dollars (9,9 millions d'euros), tandis que Baker Hughes, par l'entremise de sa filiale algérienne BJSP, a remporté un contrat de 45 millions de dollars, Et la firme Emirati NPS a obtenu le dernier contrat, d'une valeur de 44 millions de dollars (39,7 millions d'euros). Bien que les champs sur lesquels les travaux seront exécutés n'ont pas été divulgués, Sonatrach a confirmé que les contrats sont principalement destinés à la cimentation et au pompage. En outre, Sonatrach a octroyé un contrat de 339 millions de dollars (305,6 millions d'euros) à

l'entrepreneur japonais GJC pour moderniser et améliorer le système de production existant au champ pétrolier de Hassi Messaoud [62].

I.3.3.2. Nouvelle exploration

Afin de compenser la baisse de la production et d'attirer davantage de projets d'exploration, la société d'État Sonatrach a annoncé qu'elle investirait plus de 57 milliards d'euros pour forer 125 puits par an, ainsi que procéder à la cartographie sismique annuelle sur une superficie de 25.000 kilomètres carrés pour identifier les zones potentielles pour l'exploration future - onshore et offshore. Après avoir investi plus de 27 milliards d'euros entre 2012 et 2015 dans des activités d'exploration, la Sonatrach a découvert trois nouveaux champs, dont deux champs pétroliers près de la ville de Touggourt, dans le sud-est du pays, ainsi qu'à Ghardaia, à 300 km à l'ouest de Touggourt. Combinées au nouveau champ gazier d'El Bayadh, ces trois découvertes ont le potentiel combiné d'ajouter plus de 4 000 b / j à la production totale d'énergie du pays [27].

I.3.3.3. Le Schiste

Un domaine qui peut également aider à inverser la tendance de la production algérienne d'hydrocarbures est des ressources non conventionnelles. Selon une étude réalisée en 2013 par l'Administration américaine de l'information sur l'énergie (EIA), l'Algérie a estimé à 20 milliards de mètres cubes ce que l'on appelle les «ressources techniquement récupérables de gaz de schiste», plus de quatre fois les réserves de gaz classiques du pays. L'EIA estime même que c'est la troisième plus grande réserve de gaz de schiste techniquement récupérable dans le monde après la Chine et l'Argentine, plaçant l'Algérie légèrement en avance sur les États-Unis. Sonatrach travaille à l'exploitation du gaz de schiste d'ici 2020, avec un niveau de production ciblé de 30 milliards de mètres cubes dans la première étape. Cependant, la faisabilité à court terme de l'exploitation du gaz de schiste, qui tend à être plus coûteuse que la production conventionnelle, est sous pression, étant donné les bas prix actuels [27].

Sans surprise, l'intérêt des majors a été modeste. Le gouvernement a mis en vente 17 blocs de schistes lors du cycle d'octroi de licences de 2014, Avec une seule offre sur l'un des blocs issus d'un partenariat entre Statoil et Shell. Cela s'explique en partie par les prix élevés, ainsi que par la pression locale, avec des protestations anti-schistes des résidents au sujet des préoccupations liées à l'impact de fracking sur les ressources en eau. Des manifestations en 2015 ont été déclenchées au cours des travaux de forage dans les zones du bassin Ahnet, où la Sonatrach a identifié des ressources en gaz de schiste potentielles [62].

I.3.4. Cycle d'octroi des licences

L'Algérie a lutté ces dernières années pour attirer des entreprises étrangères à soumissionner sur ses blocs pétroliers et gaziers. Lors du cycle de 2011, les prix des hydrocarbures étant parmi les plus élevés de l'histoire récente, seuls deux contrats ont été attribués sur 10 permis offerts.

De même, malgré les modifications apportées en 2013 au cadre réglementaire de l'industrie, seuls quatre contrats ont été octroyés sur 31 licences à l'appel d'offres au cours de l'appel d'offres de 2014. Les quatre contrats remportés ont néanmoins été substantiels, en particulier avec les principaux acteurs Shell, Statoil et Repsol en Espagne [40].

En conséquence, le gouvernement a reporté le cycle d'octroi de licences de 2015, citant les inquiétudes concernant le climat actuel des prix et le désir de remanier le cadre réglementaire pour le secteur et d'améliorer la gouvernance et la surveillance, y compris un bouleversement en 2015 de la direction de Sonatrach suite à un scandale de corruption et des changements au partage des risques et des négociations des participations.

En mars 2016, Sonatrach a annoncé son intention d'engager des sociétés énergétiques internationales dans des négociations directes pour l'achat de participations dans 20 champs pétroliers et gaziers du centre et du sud de l'Algérie. Les champs que la Sonatrach a acquis de l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT) en septembre 2016 dans le cadre d'un processus de rationalisation sont situés dans les wilayas d'Ouargla et Adrar ainsi que Illizi, près de la frontière libyenne [56, 57].

I.3.5. Législation

Compte tenu du déclin progressif de la production et des exportations, dû en partie à l'augmentation de la maturité des gisements pétroliers et gaziers algériens, à l'expansion de la consommation et de la demande intérieure ainsi qu'à la baisse de la demande des États-Unis, le gouvernement algérien s'emploie à modifier la législation du secteur de l'énergie et à rendre le pays plus attrayant pour les compagnies pétrolières et gazières étrangères. "Après les tentatives de rondes des dernières sept ou huit années, le gouvernement a commencé à consulter les exploitants étrangers de pétrole et de gaz en 2016 pour travailler à l'amélioration en suscitant l'intérêt et la participation", a déclaré Toyoki Nishibayashi, directeur général de l'exploration et de la production pétrolière et gazière irlandaise. Société Petroceltic Algérie, a déclaré à OBG. L'un des changements majeur annoncé par Sonatrach en mars 2016 a été la simplification du processus de négociation des participations étrangères dans les champs pétroliers et gaziers. Traditionnellement, l'organisme national de licences pétrolières, ALNAFT, négociait d'abord les enjeux des producteurs étrangers dans les champs pétroliers et gaziers algériens, après quoi une compagnie pétrolière internationale discuterait des détails avec la Sonatrach sur les modalités opérationnelles, Un processus lourd et bureaucratique qui a contribué à un faible intérêt pour appels d'offres précédents. Aujourd'hui, les sociétés pétrolières et gazières étrangères peuvent négocier directement leurs participations, qui restent assujetties au plafond de participation étrangère de 51:49, avec la Sonatrach. Le nouveau modèle simplifié est moins coûteux et plus efficace, ce qui rend plus facile et plus attrayant pour les investisseurs étrangers d'acheter des participations dans les gisements pétroliers et gaziers algériens.

Réformes visant à réduire les risques : Le gouvernement a également adopté d'autres réformes au cours des dernières années pour réduire les risques et tenir compte d'une exploration plus difficile des champs offshore et non conventionnels. En 2013, les modifications visaient à prolonger de sept à onze ans les périodes d'octroi de licences d'exploration pour les actifs

classiques et à étendre les périodes de production pour les actifs non conventionnels de 30 à 40 ans, passant de 25 à 30 ans. Les frais d'exploration continuent d'être couverts par l'exploitant au cours de la période d'exploration, avec un recouvrement ultérieur des fonds jusqu'à la part participative si l'exploration se transforme en production commerciale.

Traditionnellement, la plupart des contrats en Algérie suivent un modèle de partage de production, qui a été mis en place au milieu des années 1980 avec la Loi 86/14, bien que la poussée pour des terrains non conventionnels et offshore plus coûteux et plus risqués affecte l'attractivité de ce type d'offre. Les modifications apportées en 2013 à la Loi sur les hydrocarbures comprenaient également une disposition visant à alléger le régime fiscal du pays. Les sociétés étrangères sont désormais taxées sur la base du profit plutôt que sur les recettes totales d'un projet, ce qui est un écart par rapport à ce que certains opérateurs appelleront taxe sur le bénéfice exceptionnel, considéré comme un problème important pour les opérateurs pétroliers et gaziers portant Le poids des investissements lourds et risqués[62].

I.3.6. Sécurité

À la suite de l'empiétement de l'instabilité de la Libye et du Mali, qui ont tous deux lutté contre la violence et le terrorisme général ces dernières années, l'Algérie a cherché à améliorer l'environnement sécuritaire de ses grands sites de production dans le sud du pays. L'importance de cette situation a été soulignée par l'attaque de janvier 2013 contre l'usine de gaz de Tigantourine, exploitée par BP et Statoil, à In Amenas, qui a entraîné la mort de 39 otages. Dans une attaque distincte, en mars 2016, des terroristes ont lancé une série de mortier vers l'usine de gaz de Khrechba, située dans les champs de gaz du sud d'In Salah.

Bien que les attaques n'aient causé ni dommages ni pertes, elles ont également mis en évidence la menace à la sécurité et la vulnérabilité de l'industrie à cet égard. L'opérateur britannique BP et son partenaire, la société norvégienne de pétrole et de gaz Statoil, ont annoncé en avril 2016 qu'ils retireraient leur personnel international de deux usines de gaz voisines, en invoquant des problèmes de sécurité accrus.

En conséquence, le gouvernement algérien a pris des mesures importantes pour protéger les infrastructures pétrolières et gazières du pays de ces risques d'insécurité, notamment en remplaçant les forces de sécurité privées qui gardaient et protégeaient les installations d'hydrocarbures du pays. Le gouvernement a également élargi la présence militaire à la frontière et multiplié les opérations antiterroristes à l'échelle nationale [56, 27].

I.3.7. Exportations

Des représentants du gouvernement avaient prédit une baisse de 50% des exportations de pétrole et de gaz pour 2015, en raison d'une combinaison de facteurs tels la baisse de la production intérieure et l'augmentation de la demande intérieure, parallèlement à la baisse de la demande américaine. Selon les données publiées par le ministère de l'Énergie, les ventes totales d'énergie en 2015 ont stagné à 100 millions de tep, soit au même niveau qu'en 2014. Au cours

des neuf premiers mois de 2015, les volumes d'exportation du pays ont chuté de 2,8%, Les exportations totales d'énergie atteignant 74,7 millions de tep durant cette période, contre 76,9 millions en 2014 et la vente de produits pétroliers raffinés à l'étranger a chuté de 5,3% au cours des neuf premiers mois de 2015, selon la publication énergétique locale 'Algerian Energy'. Au premier trimestre de 2016, les douanes ont enregistré une baisse de 39,7% des exportations de pétrole et de gaz La baisse des exportations est largement attribuable à une baisse de la production pétrolière et gazière du pays, conjuguée à une forte hausse de la demande intérieure du pays. En effet, la demande d'énergie globale a augmenté de 7,5% en 2015, selon les statistiques du ministère de l'Énergie, avec la consommation de gaz naturel augmentant de 8% à près de 40 milliards de mètres cubes, à titre d'exemple.

Le ministère a également noté que les produits raffinés étaient plus demandés ; Avec une augmentation de 5,7% de la demande d'essence et de 5,6% de plus de diesel utilisé en 2015. Dans une tentative de limiter la demande et de réduire la consommation d'énergie domestique, le gouvernement a lancé une campagne de réduction des subventions pour l'électricité, l'essence et le diesel. Peu d'impact sur l'évolution actuelle de la demande.

En 2015, le pays a exporté 540 000 b / j de pétrole brut, dont 76% en Europe et 17% en Amérique. Le pays a également exporté 42,5 milliards de mètres cubes de gaz naturel en 2014. L'Europe a également reçu la grande majorité de ces exportations, représentant près de 90%, ce qui a fait de l'Algérie le deuxième fournisseur de gaz naturel en Europe après la Russie. L'Algérie a également signé un mémorandum d'accord avec la Jordanie en mai 2016 pour les exportations, y compris le pétrole, le gaz naturel liquéfié (GNL) et le GPL, dès septembre 2016 [57,82].

I.3.8. Consommation intérieure

Une hausse de la demande intérieure a mis les exportations et les recettes d'exportation sous une pression croissante. Selon BP 2016 «Analyse statistique de l'énergie mondiale», la consommation de gaz naturel a augmenté de 4,1% entre 2014 et 2015, passant de 37,5 millions de mètres cubes en 2014 à 39 millions de mètres cubes en 2015. Ce chiffre correspond approximativement à la prévision du ministère de l'Énergie d'une augmentation de 5% de la consommation de gaz naturel en 2016, en raison de la croissance de la population et de l'amélioration du niveau de vie. Bien que le taux de croissance soit inférieur à celui enregistré sur de nombreux autres marchés sur le continent africain, la hausse globale de ces dernières années a été considérable : depuis 2005, la consommation de gaz naturel a globalement augmenté de 68%, passant de 23,2 millions de mètres cubes en 2005 à 39 millions de mètres cubes En 2015.

Une grande partie de l'augmentation de la consommation provient de la demande d'électricité : 93% de la production d'électricité du pays provient du gaz naturel et la consommation d'électricité a augmenté à un taux annuel moyen de 6,6% et devrait augmenter à un taux de 8% en 2017.

En termes de produits pétroliers et dérivés, l'Algérie a consommé 422 000 b / j en 2015, en hausse de 5,8% par rapport aux niveaux de 400 000 b / j en 2014. La consommation de pétrole

en Algérie a connu un taux de croissance rapide de près de 70% entre 2005 et 2015, passant de 249 000 b/j en 2005 à 422 000 b/j en 2015. Cela s'explique en grande partie par l'augmentation substantielle du nombre de véhicules sur la route, passant de 2,9 millions au début des années 2000 à 5,5 millions en 2013 [27, 56,57].

I.3.9. La demande d'électricité

Les ménages algériens sont considérés comme consommant près de 10 fois plus d'électricité que la moyenne internationale et près du double de ce que d'autres pays d'Afrique du Nord consomment selon l'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie Rationalisation de l'utilisation de l'énergie, APRUE), l'une des agences de régulation du secteur. Bien que la demande maximale n'augmente que légèrement par rapport à 2014, elle a clairement évolué depuis 2012. «Entre 2012 et 2015, la demande maximale a augmenté d'environ 27%», a déclaré à OBG Hamid Bennour, gestionnaire de portefeuille à Siemens. "Cela est largement dû à l'utilisation généralisée de climatiseurs, qui ne sont plus considérés comme un élément de luxe."

Selon l'APRUE, les ménages moyens consomment environ 1,8 à 2 MWh par an, bien au-dessus de la moyenne internationale de 200 à 250 KWh par an, Résultant non seulement de la grande taille des ménages mais aussi d'un pouvoir d'achat plus élevé. L'augmentation de l'activité industrielle a également entraîné une hausse de la demande des grands consommateurs [62].

I.4. La production d'électricité

Le gaz naturel reste la principale ressource utilisée pour la production d'électricité en Algérie, mais avec l'avènement de projets récents visant à augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix de production d'ici à 2030, les énergies renouvelables devraient jouer un rôle plus important à plus long terme. La capacité totale actuelle de production d'électricité en Algérie se situait autour de 15 GW en 2015, inchangée par rapport à 2014, mais en hausse de 2 GW par rapport à 2012. Selon Bennour, l'équivalent de 13,8 GW est actuellement en construction, dont 10,8 GW seront cycle combiné et 3 GW seront en cycles ouverts et des turbines à gaz. "L'aspect cycle combiné de ce programme devrait être livré d'ici 2017, tandis que le reste devrait être livré d'ici 2019", a déclaré Bennour à OBG. Sonelgaz envisage d'investir plus de 6,8 milliards d'euros en capacité thermique d'ici 2017 et a contracté une centrale à cycle combiné de 1250 MW pour un coût de 641,3 millions d'euros. En outre, environ 600 MW par an devraient être mis en ligne entre 2019 et 2025 grâce à différents partenariats signés en 2013 entre le distributeur d'électricité Sonelgaz et General Electric, à la suite d'un grand appel d'offres. Les accords prévoient la construction de quatre à six nouvelles turbines par an, selon Hamid Bennour [27, 82].

I.4.1. Energies renouvelables

L'Algérie a lancé en 2011 un ambitieux programme national de développement des énergies renouvelables dans le but de produire 22 GW issue d'énergies renouvelables d'ici 2030. «Les énergies renouvelables représentent environ 35% de la capacité installée à ce moment si l'on prend en compte l'augmentation de la capacité en 2019», a déclaré Bennour à OBG. En février 2016, le ministre de l'Énergie annonçait déjà l'intention du gouvernement de commander environ 4500 MW de projets d'énergie renouvelable d'ici 2020, conformément à l'objectif ultime de la production de 22 GW [62].

I.4.2. Le contexte des énergies renouvelables

Pour renforcer les investissements dans le secteur des énergies renouvelables, le gouvernement a annoncé une garantie de vente d'électricité en mai 2016. La garantie fait partie du nouveau cadre juridique du secteur des énergies renouvelables adopté par le Conseil des ministres en mai 2015. Grâce à cela, toutes énergies provenant de sources renouvelables bénéficieraient d'une garantie de 20 ans sur les ventes, considérée comme un moyen d'inciter les entreprises à investir dans ce secteur.

Un certain nombre de sociétés étrangères ont commencé à manifester leur intérêt à investir en faveur des énergies renouvelables en Algérie. Outre son contrat avec Sonelgaz, en juin 2016, GE a signé un accord avec le CDER (Centre de Développement des Énergies Renouvelables) pour commencer à coopérer sur des projets d'énergies renouvelables en Algérie par le transfert de technologie ainsi que des techniques de gestion durable du réseau. La multinationale italienne Eni a également exprimé son intérêt pour le développement de son portefeuille en Algérie en collaborant sur des questions liées au développement des énergies renouvelables [5, 6, 27].

I.4.3. Disponibilité et potentiel des énergies renouvelables en Algérie

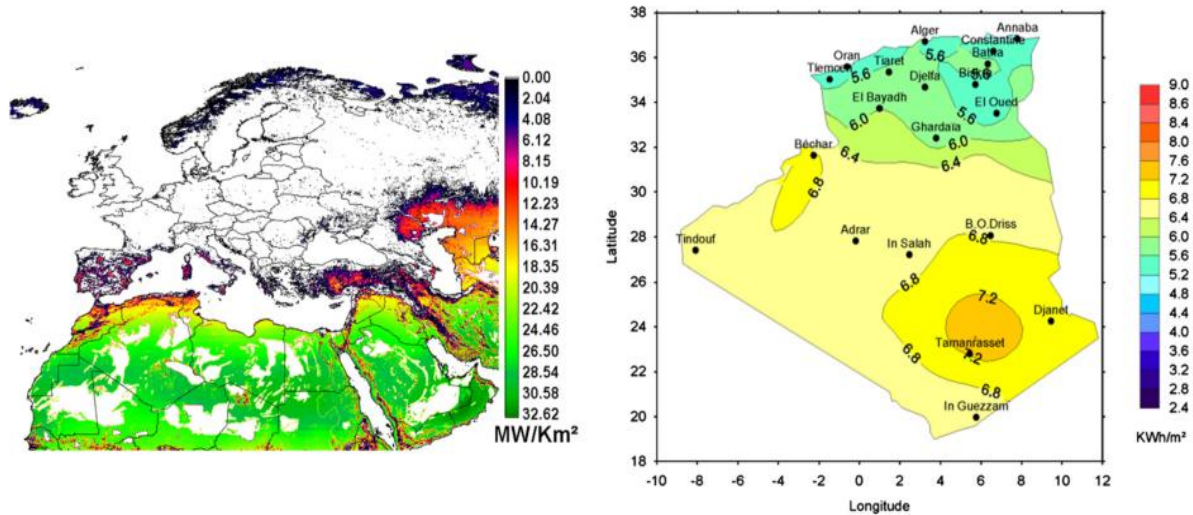
I.4.3.1. Énergie solaire

L'énergie solaire représente une ressource abondante et la source la plus prometteuse de ressource énergétique pure, qui théoriquement pourrait répondre à la demande énergétique mondiale et donc, résoudre les problèmes liés à la production énergétiques dans le monde. Les conditions climatiques en Algérie sont favorables au développement de l'énergie solaire en raison de l'ensoleillement abondant tout au long de l'année, en particulier dans la région du Sahara, largement confirmée par le Conseil mondial de l'énergie (CME) est représenté dans la Figure. 1.1 et le Tableau. 1.1

Avec un taux d'insolation élevé de 1700 KWh par mètre carré dans le nord, 1900 KWh par mètre carré dans le plateau central et 2650 KWh par mètre carré dans le sud, l'Algérie a cherché à développer la production solaire non seulement pour la consommation domestique, et garde aussi un œil à l'exportation. Le pays dispose déjà d'un volume important de production solaire: les données du CDER montrent que le pays a pu ajouter 268 MW d'énergie solaire en 2015,

principalement grâce aux investissements de la filiale d'électricité et d'énergie renouvelable de Sonelgaz, Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM), Qui s'emploie également à ajouter 400 MW supplémentaires d'énergie solaire d'ici la fin du premier trimestre de 2017 [18,19].

Figure.1.1 : Sites potentiels d'approvisionnement en électricité solaire en Afrique du Nord et exemple de l'exposition quotidienne totale reçue (en kWh / m2/ Jour) en Algérie.



Source : Stambouli, Khiat, Flazi, Kitamura. 2012. Review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues. Renewable and Sustainable Energy Reviews : 4445-4460.

Tableau. 1.1 : Potentiel solaire en Algérie.

<i>Domaines</i>	<i>Zone côtière</i>	<i>Haute plaine</i>	<i>Sahara</i>	<i>Total</i>
Surfaces (%)	4	10	86	100
Superficie (km2)	95,270	238,174	2, 048,297	2, 381,741
Durée moyenne de l'ensoleillement quotidien (h)	7.26	8.22	9.59	
Durée moyenne de l'ensoleillement (h / an)	2650	3000	3500	
Energie moyenne reçue (kWh / m2 / an)	1700	1900	2650	
La densité d'énergie quotidienne solaire (kWh / m2)	4.66	5.21	7.26	
Potentiel d'énergie quotidienne (TWh)	443.96	1240.89	14,870.63	16,555.48

Source : Stambouli, Khiat, Flazi, Kitamura. 2012. Review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues. Renewable and Sustainable Energy Reviews : 4445-4460.

Avec cette énorme quantité de soleil par an, l'Algérie est l'un des pays avec les niveaux de rayonnement solaire les plus élevés dans le monde. Les données présentées par le Centre pour le Développement des Energies Renouvelables (CDER) et le MEM sont soutenues par le CME qui reste dans la même gamme. Ce potentiel solaire dépasse les 6 milliards GWh / an.

La centrale hybride Hassi R'Mel fonctionne depuis 2011 comme la plus grande centrale solaire thermique combinée d'Algérie, avec une production de 25 MW d'énergie solaire et 130 MW de production de turbines combinées. La wilaya méridionale d'Adrar a également commandé six centrales solaires totalisant 48 MW de capacité combinée, qui ont été mise en ligne la fin 2016. La première phase du plan de 400 MW de SKTM implique la construction de 13 centrales solaires dans les hautes terres du pays et de sept usines photovoltaïques dans In Salah et Adrar dans la région sud-ouest. L'investissement privé a également progressé dans le secteur de l'énergie solaire, avec Condor Electronics Algeria qui est en train de développer un projet solaire de 2 MW avec Renewable Energy Partner, une société solaire britannique. Power China a également introduit une centrale solaire de 233 MW en ligne dans la wilaya d'Adrar en janvier 2016. Le ministère de l'Énergie espère également que le développement de l'énergie solaire entraînera la fabrication d'équipements fabriqués localement, ce qui non seulement augmenterait l'emploi et l'activité industrielle, Mais selon les calculs du ministère, réduirait également le coût par KW, qui s'élève actuellement à 11 DA (0,09 €) [22,33].

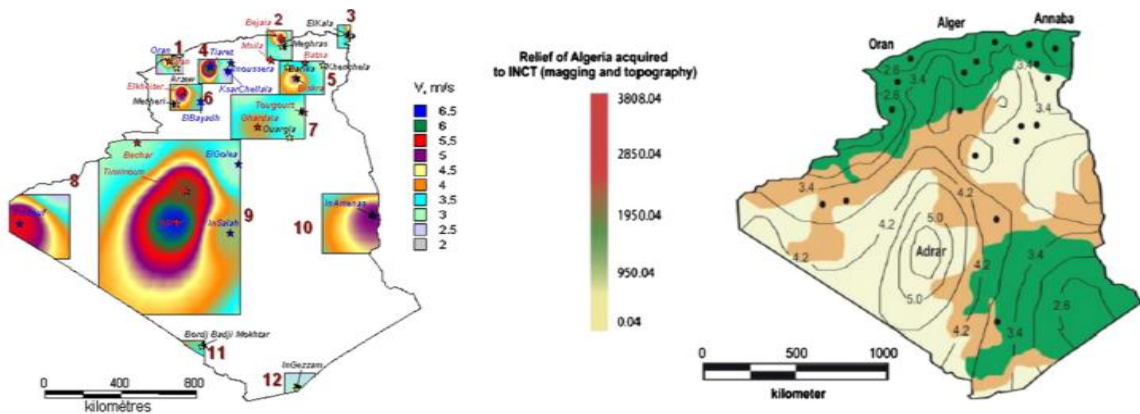
I.4.3.2. L'énergie éolienne

L'énergie éolienne est considérée comme une technologie d'énergie verte pour avoir des impacts mineurs sur l'environnement. Les centrales éoliennes ne produisent pas de polluants atmosphériques ni de gaz à effet de serre. À la fin de 2009, la capacité mondiale des générateurs éoliens était de 159,2 GW. Toutes les éoliennes installées dans le monde génèrent 340 TWh / an, soit environ 2% de la consommation mondiale d'électricité. L'énergie éolienne est la source d'énergie qui connaît la croissance la plus rapide dans le monde elle ait aussi l'une des sources d'énergie alternatives les plus utilisées aujourd'hui, qui a doublé au cours des trois dernières années.

L'énergie éolienne est un autre secteur renouvelable que le pays cherche à développer, car il a le potentiel d'apporter 35 TWh par an en ligne. Selon les cibles 2030 du gouvernement en matière d'énergies renouvelables, l'énergie éolienne devrait ajouter 5 GW au mix énergétique d'ici 2030, la première phase 2015-20 étant de 1 GW et la deuxième phase (2021-30) représentant les 4 GW restantes. Le potentiel de production d'énergie éolienne en Algérie dépend de la disponibilité de la ressource éolienne qui varie en fonction de l'emplacement. Comprendre la nature spécifique du site du vent est une étape cruciale dans la planification d'un projet d'énergie éolienne et une connaissance détaillée du vent sur le site est nécessaire pour estimer la performance d'un projet d'énergie éolienne. La quantité d'énergie produite par une éolienne dépend principalement de la vitesse du vent, mais aussi de la zone balayée par les pales et de la densité de l'air. Par conséquent, une évaluation générale du potentiel de l'énergie éolienne à l'échelle nationale est nécessaire.

Le potentiel éolien national sur terre est considéré comme faible, bien que le littoral algérien mesure 1200 km. Toutefois, au début des années 2000, le CDER a collecté des données éoliennes sur 75 sites répartis sur toute l'Algérie pour une période de 5 ans et les résultats montrent que les conditions climatiques en Algérie sont favorables à l'utilisation de l'énergie éolienne. La carte du vent représentée par la Figure.1.2, établie par le CDER et le MEM montre que 50% de la surface du pays présente une vitesse moyenne considérable du vent [19].

Figure. 1.2 : la carte du vent en Algérie. À gauche : 12 sites de vent identifiés. Droite : topographie des sites identifiés.

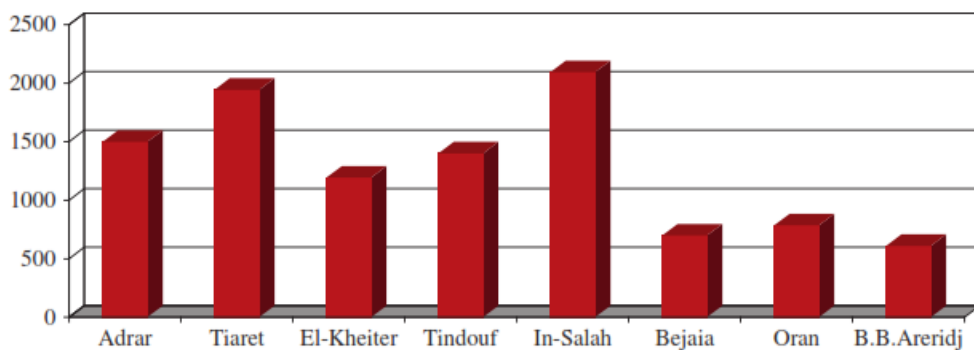


Source : Stambouli, Khiat, Flazi, Kitamura. 2012. review on the renewable energy development in Algeria : Current perspective, energy scenario and sustainability issues. Renewable and Sustainable Energy Reviews: 4445-4460.

Il existe un certain nombre de sites prometteurs pour l'énergie éolienne. Ils sont situés dans la région d'Adrar au sud, Oran au nord-ouest, la région s'étendant de Meghress à Biskra à l'est et la région s'étendant de El Kheiter à Tiaret à l'ouest. Aussi un certain nombre de sites le long de la côte ont des vitesses de vent moyennes supérieures à 5,0 m / s, atteignant plus de 8,5 m / s à 80 m.

La carte montre également que la région Sud-Ouest connaît des vitesses de vent élevées pour une période importante de l'année, comme le montre la Figure.1.3 montrant la puissance moyenne annuelle produite sur ces sites.

Figure.1.3 : Production moyenne d'électricité dans les huit endroits de vent identifiés.



Source : Stambouli, Khiat, Flazi, Kitamura. 2012. review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues. Renewable and Sustainable Energy Reviews : 4445-4460.

TARIFS : En février 2016, la Commission Réglementaire de l'Electricité et du Gaz (CREG) a annoncé ses nouveaux prix 2016 pour l'électricité et le gaz. Les factures d'électricité en Algérie sont divisées en quatre catégories, dont deux sont considérées comme des utilisateurs à faible consommation d'électricité et deux sont considérés comme des utilisateurs à forte consommation d'électricité. La première catégorie comprend des taux de consommation de 0 à 125 KWh par trimestre, tandis que le second couvre 125-250 KWh. La catégorie 3 comprend la consommation entre 250 et 1000 KWh par trimestre, alors que la catégorie 4 s'applique à la consommation de plus de 1000 KWh. Les augmentations tarifaires n'affecteront pas particulièrement les consommateurs des deux catégories les plus basses. D'autre part, les consommateurs de la troisième catégorie verront leur facture d'électricité augmenter de 15,15%, et ceux de la catégorie supérieure connaîtront une hausse de 31,13%. La CREG estime que la première augmentation touchera environ 54% des consommateurs d'électricité, alors que cette dernière affectera environ 22% des consommateurs d'électricité. Cette hausse des prix est largement présentée comme une tentative visant à inciter les gros utilisateurs d'électricité à réduire leur consommation sans affecter les ménages à faible revenu. Ce mouvement devrait également aider les finances de Sonelgaz [27, 5, 6, 18].

I.4.4. Efficacité énergétique

Dans un effort pour satisfaire la demande et améliorer la consommation d'électricité, les autorités ont annoncé une série de mesures en 2016 pour améliorer l'efficacité énergétique. L'APRUE travaille à la mise en place d'un système de classification des équipements électriques semblable à celui en place en Europe. L'équipement serait classé de la catégorie A à la G, du plus économe en énergie au plus énergivore, et l'APRUE a conseillé au ministère du Commerce de mettre au point des laboratoires d'essai pour surveiller les niveaux de consommation d'énergie des produits électriques importés [23,84].

I.4.5. Perspective

Alors que le gouvernement essaie de freiner l'impact du ralentissement mondial des prix du pétrole et de soutenir la croissance économique, l'augmentation de la production d'hydrocarbures pour compenser la baisse des prix et la croissance de la demande intérieure est une priorité. Il est fondamental de rendre le marché attractif pour les investisseurs étrangers, tout comme les mesures visant à assurer une consommation durable d'énergie [62, 40].

I.4.6. Sources de CO₂ en Algérie

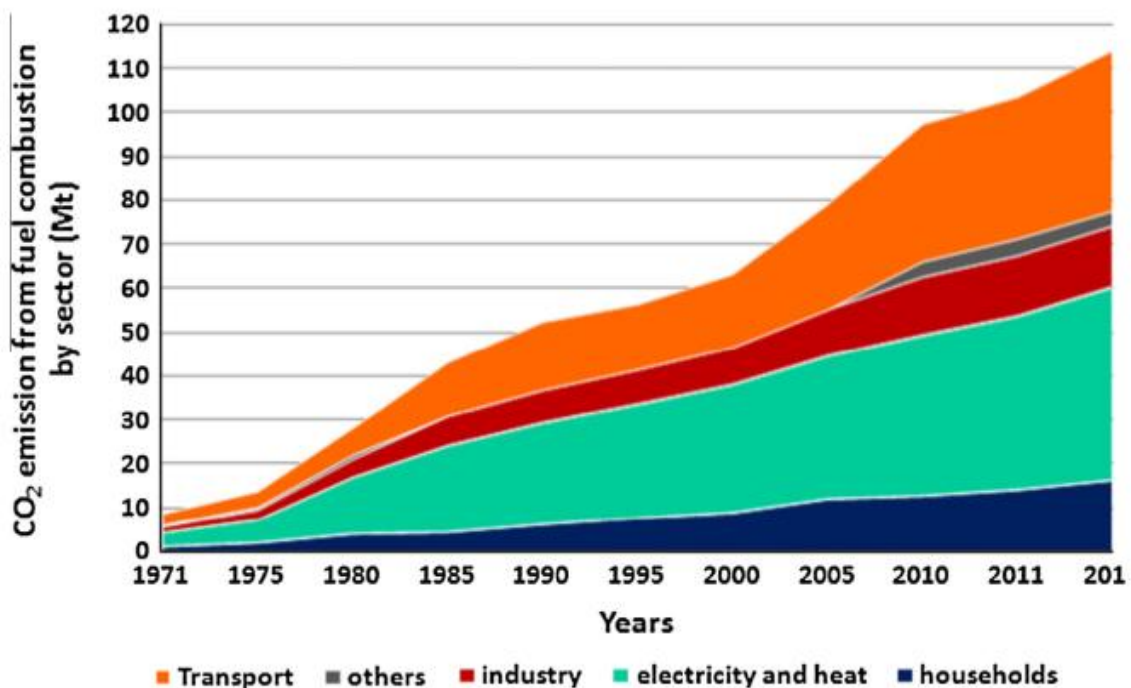
Le dioxyde de carbone est considéré comme le principal facteur contribuant à l'effet des gaz à effet de serre, ses concentrations dans l'atmosphère ont augmenté de manière significative au cours du siècle dernier. En 2012, les émissions mondiales de CO₂ étaient de 31,7 GtCO₂ (AIE, 2014). Deux secteurs ont produit près des deux tiers des émissions mondiales de CO₂ :

l'électricité et la production de chaleur, sont de loin la plus importante, représentaient 42%, tandis que le transport représentait 23% (AIE, 2014). En 2013, les émissions mondiales annuelles de CO₂ par personne étaient de 5,1 tonnes. Cependant, il ne représentait que 3,7 tonnes en Algérie, ce qui représentait 0,39% des émissions mondiales (CDER, 2014). Figure. 4 montre les émissions de dioxyde de carbone provenant de la combustion de carburant par secteur en Algérie.

En Algérie, les émissions de dioxyde de carbone provenant de la combustion des combustibles fossiles et des procédés industriels (production de ciment et de métaux) ont augmenté en 2012 pour atteindre le nouveau record de 114,4 millions de tonnes de CO₂, soit 10,53 millions de tonnes de plus que le record précédent (AIE, 2014). Une grande partie de ces émissions est produite par les secteurs de l'électricité / de la chaleur et des transports, ce qui représente respectivement 38,46% et 32% du CO₂, comme le montre la Fig. 4. Les émissions de CO₂ dans l'industrie ne représentaient que 12% des émissions totales (AIE, 2014). La part des émissions dans le secteur des ménages était de 14,6%. Le secteur des transports est l'un des principaux émetteurs d'énergie primaire et de dioxyde de carbone en Algérie. Ses émissions de CO₂ partagées sont passées de 26,26% en 2000 à 32% en 2012. Ses émissions totales sont passées de 16,68 millions de tonnes en 2000 à environ 36,6 millions de tonnes en 2012, avec un taux de croissance annuel moyen de 6,76%.

Les centrales électriques, les raffineries, le ciment et l'acier, les usines de fer étaient le plus grand producteur d'émissions de CO₂ en Algérie avec un montant de 49,32 millions de tonnes, comme indiqué dans le tableau 2 [18,67].

Figure.1.4 : Émissions de CO₂ provenant de la combustion de carburant par secteur en Algérie (AIE, 2014).



Reciou et al. 2016. Valorization of carbon dioxide by conversion into fuel using renewable energy in Algeria. Transportation Research Part D: 145-147.

Tableau. 1.2 : Principales sources de CO₂ en Algérie.

Sources	Technologies	Nombre d'unités	Émissions (Mt / années)
Raffineries	Ref	6	7.34
Centrales électriques	Cycle combiné	4	13.86
	Turbine à gaz	29	6.8
	Turbine à vapeur	6	7.4
Usine de ciment	Cem	14	13.12
Usine d'acier et de fer	St&I	1	0.8
Total		60	49.32

Reciouï et al. 2016. Valorization of carbon dioxide by conversion into fuel using renewable energy in Algeria. Transportation Research Part D: 145-147.

I.5. Les politiques engagées

Au cours de ces dernières années d'importants moyens ont été alloués pour la protection de la planète : notamment par la mise en place d'une politique d'efficacité énergétique au cœur des débats et des politiques internationale, cela passe inévitablement par l'instauration d'objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de programme d'économies d'énergies pour le développement économique, le durcissement de la législation en vigueur ainsi que la réduction des inégalités [27].

Lors du sommet mondial sur le climat organisé à Paris en 2015 il a été conclu d'adopter de nouvelles mesures pour inciter les états et surtout les industries grandes consommatrices d'énergies (IGCE) à utiliser des énergies moins polluantes, l'instauration de nouvelles technologies pour une meilleure maîtrise de la demande en énergie et l'expérimentation par le lancement de plusieurs projets pilotes de nouvelles façons d'économies d'énergies dans le secteur de l'habitat et des transports.

Dans une optique de fournir des réponses globales et durables aux défis environnementaux et aux questions liées à la conservation des ressources énergétiques d'origine fossile. L'Algérie est vigoureusement engagée à promouvoir les énergies renouvelables c'est dans ce cadre qu'une nouvelle législation en faveur du développement des énergies renouvelables a été adoptée [27, 56, 68].

Avec l'un des plus grands potentiels solaires dans le monde, l'Algérie aspire à devenir le leader sur le marché des énergies renouvelables. En effet le potentiel solaire de l'Algérie est évalué à plus de 3000 heures d'ensoleillement par an et 5 KWh d'énergie quotidienne reçue sur une surface horizontale sur la plupart des régions du pays.

D'ici 2030 l'Algérie espère produire à partir des énergies renouvelables, 40% des besoins du pays en électricité. Pour atteindre cet objectif l'Algérie a lancé un ambitieux programme national pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique qui comprend la réalisation de 67 projets, 27 centrales solaires, 27 centrales hybrides diesel et TG, six centrales solaires thermiques et sept parcs éoliens [22, 23, 27, 33, 49, 56, 58, 68].

A. Stratégie énergétique algérienne dans le contexte du développement durable :

- Décret exécutif n° 13-218 du 18 Juin 2013 fixant les conditions d'octroi de primes pour les coûts de diversification de la production d'électricité [14, 15, 16].

Par ce décret, l'Algérie veut encourager la production d'électricité renouvelable ou de cogénération.

En effet, le producteur d'électricité, des installations citées ci-dessous, peut bénéficier des primes grâce à la vente de son électricité à un taux d'achat garanti. Il est entendu par les primes pour les coûts de diversification de la production d'électricité, le revenu qui peut couvrir les coûts additionnels générés par la production de l'électricité renouvelable ou de cogénération, tout en assurant une rentabilité financière de l'installation de la production, grâce du taux d'achat garanti qui est applicable à celle-ci.

Sont concernées par les dispositions du présent décret, l'électricité produite à partir de chaque installation utilisant les sources suivantes :

- ❖ Solaire photovoltaïque et thermique ;
- ❖ L'énergie éolienne ;
- ❖ Géothermie ;
- ❖ La valorisation des déchets ;
- ❖ Petite hydraulique ;
- ❖ Biomasse.
- ❖ Toute installation hybride existante à la date de la publication du présent décret au Journal officiel et dont la production annuelle d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable est d'au moins 5% de sa production annuelle totale.

Peut bénéficier du prix d'achat garanti sous le régime spécial prévu par le présent décret. Toute installation de cogénération dont la puissance installée dans les conditions ISO ne doit pas dépasser 50 MW.

Pour bénéficier du prix d'achat garanti, le producteur doit déposer une demande auprès de la commission de réglementation de l'électricité et du gaz. Cette dernière est déposée en même temps que la demande d'autorisation d'exploiter.

La décision d'attribution de prestations est formulée au demandeur par le ministre de l'Énergie après avoir été examinée par la commission de réglementation de l'électricité et du gaz (CREG). Cela permettra de signer un contrat d'achat avec un distributeur d'électricité au prix d'achat garanti en vigueur à la date de sa notification.

- Arrêté ministériel du 2 Février, 2014 fixation du prix d'achat garanti pour l'électricité produite à partir d'installations utilisant l'énergie solaire photovoltaïque et les conditions de leur application [14].

L'article 8 du décret exécutif n° 13-218 du 18 Juin 2013, fixe les conditions d'applications des prix d'achat garantis pour l'électricité produite à partir d'installations utilisant l'énergie solaire photovoltaïque.

En effet, la capacité de production et le potentiel solaire détermine les prix d'achats garantis pour la vente de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire est calculé en nombre d'heures équivalentes de fonctionnement à pleine charge de l'installation par an.

Le contrat qui lie les deux parties s'étale sur vingt ans à compter de la date de mise en service de la connexion. Lors des cinq premières années de cette période, le producteur perçoit un prix d'achat fixe qui est calculée sur une base de 1500 heures de fonctionnement à pleine charge ce qui correspond à un potentiel de production de référence.

Ce prix unique peut être revu à la hausse ou à la baisse en fonction du potentiel réel du site, tout cela est réajusté pendant la durée restante du contrat.

- Arrêté du 2 Février, 2014 fixation du prix d'achat garanti et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir d'installations utilisant l'énergie éolienne [14].

L'article 8 du décret exécutif n° 13-218 du 18 Juin 2013, fixe les conditions d'applications des prix d'achat garantis pour l'électricité produite à partir d'installations utilisant l'énergie éolienne. En effet, les prix d'achat garantis pour la vente de l'électricité produite par les installations éoliennes sont fixés par action de capacité et en fonction du potentiel éolien. Le potentiel éolien est exprimé en nombre d'heures équivalentes de fonctionnement à pleine charge de l'installation par an. Une installation éolienne est définie comme un dispositif qui convertit l'énergie éolienne en énergie mécanique, cette énergie est ensuite elle-même transformée en énergie électrique. Pareil que pour l'énergie solaire, le contrat entre producteur et distributeur s'étend sur vingt ans à compter de la date de la mise en service. Lors des cinq premières années de cette période, le producteur perçoit un prix d'achat fixe qui est calculée sur une base de 1900 heures de fonctionnement à pleine charge ce qui correspond à un potentiel de production de référence. Dans une deuxième phase, et pour la durée restante du contrat, ce prix unique peut être réajusté en fonction du potentiel réel du site.

Afin de lutter contre le problème du réchauffement climatique et aussi pour encourager la production d'énergies d'origine renouvelables, l'Algérie a mis le paquet en adoptant ces arrêtés ministériels fixant les prix d'achat garantis pour l'électricité produite à partir d'installations utilisant l'énergie solaire et l'énergie éolienne.

B. Quelques projets :

- Un ambitieux programme a été mis en place pour le développement des énergies renouvelables. Ce programme comprend l'installation d'une capacité de production d'énergie à partir de sources renouvelables allant jusqu'à 22 000 MW entre 2011 et 2030, pour faire face à une demande intérieure d'électricité galopante jusqu'à 12 000 MW lui sera allouée et 10 000 MW destinés à l'exportation. Dans sa stratégie énergétique et économique, l'Algérie mise sur ce programme pour faire face à la croissance effrénée de la demande énergétique du pays : en effet il est escompté que d'ici 2030, 40% de la production électrique destinée à la consommation intérieure sera à partir de sources d'énergie renouvelables.
- La production nationale d'électricité issue de l'énergie solaire devrait atteindre un niveau de 37% d'ici 2030. Aussi l'énergie éolienne contribuera à hauteur de 3% au

développement de la production électrique, même si cette contribution peut sembler marginale néanmoins l'énergie éolienne n'est pas exclu du programme.

Dans un souhait de tester différentes technologies dans le traitement des énergies renouvelables telles que le dessalement de l'eau saumâtre, la biomasse et l'énergie géothermique. L'Algérie examine la possibilité d'installer des unités expérimentales.

D'ici quelques années l'Algérie aura construit trois grandes centrales électriques d'une capacité de 150 MW qui seront implantée dans les régions du sud à El Oued et Bechar. Ces dernières seront du type solaire thermique.

La wilaya de Djelfa bénéficiera de la plus importante centrale photovoltaïque d'une capacité de (48 MW), suivie par celle de M'sila, les 26 autres centrales photovoltaïques, ils seront reliés au réseau interconnecté au Nord du pays. Parmi les villes concernées par l'installation de ces centrales photovoltaïques sont Mghair, Ain Beida, El-Bayadh, Tolga, Saida et Naama.

Les localités du sud isolé qui sont mal approvisionnées en centrales électriques tels que idless Deb-Deb, Tinzaouten, M'Guiden et Tin Alkoum. Bénéficieront de centrales diesel et TG, l'une des plus puissantes sera situé Adrar (20MW). Enfin, pour les sept éoliennes inclus dans le programme, ils seront d'une capacité de 50 MW et 20 MW pour chacun d'eux.

Un projet de 6032 panneaux solaires (fixes et orientables) pour la récupération et la transformation de la lumière du soleil en électricité sur une surface de 10 hectares a vu le jour à Ghardaia. Cette station photovoltaïque pourra fournir la région en énergie électrique à courant alternatif moyenne tension de 30 KVA. À un coût total de 744 millions de dinars, cette centrale, qui a été transféré de Tindouf à Ghardaia dans l'intérêt du rapprochement avec le centre de recherche pour les énergies renouvelables de Ghardaia, est un projet pilote divisé en 8 sous-zones contenant 4 modules photovoltaïques de différentes technologies et deux types de structures.

Les travaux expérimentaux qui ont été menés par des chercheurs de l'annexe de Ghardaia sont arrivés à conclusion qu'une installation de panneaux photovoltaïques d'une puissance de 1100 KVA devrait fournir une production de 1 MW d'énergie électrique. En Mars 2012 les travaux pour la réalisation de cette centrale ont commencé, la date de la mise en service étant retardée pour des problèmes techniques, le démarrage effectif de la centrale a eu lieu le 10 juillet 2014. En outre, la région de Kabertène situé à 72 km au nord de la wilaya d'Adrar, a bénéficié d'un parc éolien qui a été mis en service en juillet 2014, pour une capacité de 10 MW, cette nouvelle centrale de production d'électricité est établie sur une surface de 30 hectares. Ce projet contient 12 éoliennes pour une capacité de 10.2 MW et pour une puissance unitaire évalué à 0.85 MW chacune et dont l'énergie produite sera déchargé au poste 220 / 30KV situé dans la même localité [22, 23, 27, 33, 49, 56, 58, 62, 68].

A travers le programme national de développement des énergies renouvelables pour atteindre 40% d'électricité renouvelable d'ici 2030, l'Algérie réaffirme son intérêt et s'engage à développer les énergies renouvelables en général, néanmoins, il convient d'apporter les améliorations suivantes :

- ❖ Il serait plus judicieux d'élargir le champ d'application des prix d'achat garantis pour les petites installations inférieure à 1MW afin d'impliquer et de sensibiliser les citoyens

algériens à travers les petites installations telles que les installations de connecteurs au réseau sur les toits et les terrasses des maisons, etc. toute en respectant les ordres fixant les prix d'achat garantis applicables uniquement aux installations supérieures à 1MW.

- ❖ Afin d'atteindre une parité telle que certain pays dans le monde entre les énergies fossile et les énergies renouvelables, il semble évident que le gouvernement algérien doit réduire progressivement les subventions de l'électricité d'origine fossile [22, 23, 33].

I.6. Le recours à la modélisation prospective

Dans une vision de long terme qui intègre l'ensemble des facteurs économique et politiques, Les modèles de prospective énergétique constituent une alliée précieuse dans l'aide à la décision, en effet ils permettent de tracer une image cohérente des systèmes énergétiques. Plusieurs modèles de prospective énergétique peuvent être utilisés. Chaque modèle est caractérisé par la problématique qui est à traiter.

En aucun cas la modélisation prospective a pour vocation d'apporter des résultats sûrs du futur. Ce n'est en aucun cas de la prévision. En effet, à partir de scénarii plausibles elle nous permet d'anticiper un cadre d'évolution probable [7, 32].

L'apparition d'un grand nombre de modèles énergétiques développés et utilisés indépendamment par différentes institutions est le fruit de l'évolution des connaissances et des puissances de calcul. En effet, la construction et l'évaluation sur le long terme de plusieurs scénarios possibles et plausibles nous permettent de dessiner une tendance d'évolution du système énergétique. Si les modèles prospectives ne constituent certainement pas des outils prémonitoires, néanmoins, leur contribution reste indiscutable et ils constituent une aide précieuse à la décision.

Dans une problématique énergétique actuelle dont le long terme sera sans doute fait de ruptures relativement fortes avec les tendances passées, le potentiel d'ajustement offert par les technologies de transformation et d'utilisation de l'énergie, fait partie des leviers les plus prometteurs. Le travail qui va être réalisé dans le cadre de cette thèse porte sur le développement d'une modélisation de type TIMES pour la prospective énergétique Algérienne. Ce type de modélisation est particulièrement adapté au traitement sur le long terme des enjeux technologiques de l'énergie. A partir d'une représentation explicite des caractéristiques techniques et économiques de l'ensemble des technologies actuelles et futures d'offre et de demande, la modélisation TIMES détermine une structure optimale en termes de niveaux d'investissement et d'utilisation des technologies et calcule pour chaque technologie sélectionnée, les niveaux d'émissions atmosphériques correspondants. Ce modèle développé sous l'égide de l'AIE, est aujourd'hui utilisé par plusieurs équipes de modélisation dans plus de 35 pays ce qui permet les échanges au sein d'une communauté internationale d'utilisateurs [32, 39, 51, 53].

I.7. L'énergie électrique : Intérêt pour Sonelgaz de l'étude

L'électricité occupe une place centrale dans les systèmes énergétiques modernes par la multiplicité de ses usages et par la flexibilité des sources d'énergie primaire utilisables pour sa production. En Algérie, pour l'année 2014, Sonelgaz a produit plus de 60TWH d'électricité comparé à la production de 2006 qui été à hauteur de 34,41 TWH. Cette évolution mérite une grande réflexion. Les industries grandes consommatrices d'énergies (IGCE) représentent une partie importante de la consommation d'électricité en Algérie. Pour Sonelgaz, ces entreprises sont souvent bien plus que de simples clients. En effet, leurs politiques industrielles ont des répercussions évidentes sur le chiffre d'affaire de Sonelgaz et conditionnent ses choix d'investissement.

Pour Sonelgaz, en tant que producteur d'électricité, il est important de comprendre et d'anticiper les volumes d'énergies consommés. Cela permet de prévoir les futurs besoins électriques et d'envisager les investissements associés. Les usines du secteur des IGCE représentent des foyers localisés de forte consommation. La perte ou la croissance de ces unités sont des éléments structurants dans le paysage énergétique.

Pour Sonelgaz, en tant que commercialisateur d'énergies, il est important d'avoir une vision la plus objective possible de la pérennité des sites de production des IGCE. Il est nécessaire de comprendre l'influence exacte du coût de l'énergie, mais aussi de la contrainte environnementale (CO₂), dans la compétitivité de l'industrie.

Enfin Sonelgaz s'est donné pour ambition de contribuer à imaginer, développer, produire ou commercialiser des solutions énergétiques qui permettront à tous de réduire leurs émissions de CO₂. Dans l'industrie, cela passe préalablement par l'analyse des procédés consommateurs d'énergie, l'analyse des systèmes énergétiques et la détection des gisements possibles d'économie d'énergie. La modélisation de type bottom-up des secteurs industriels gros consommateurs d'énergie est une approche privilégiée pour détecter, quantifier et qualifier les gisements d'efficacité énergétique dans l'industrie et identifier ensuite les meilleures solutions [27, 33, 81].

CHAPITRE II :
Prospective Energétique et Modélisation : Etat de
l'art

II.1. Les scénarios énergétiques : une revue de la littérature

Après les deux chocs pétroliers qui se sont produits dans les années 70, l'attitude des économistes et des énergéticiens a connue un important changement dans la manière d'appréhender le futur, en tirons la sonnette d'alarme des méthodes purement prévisionnistes, en effet les outils économétriques étant basés essentiellement sur les tendances du passés, les études menées pendant cette période ont clairement échouées à préparer les agents économique à une telle rupture. Il devint alors primordial de cesser de raisonner sur une prédiction unique et qu'il est nécessaire d'envisager des scénarios multiples face aux incertitudes nombreuses qui caractérisent le futur [66, 65].

Au jour d'aujourd'hui la construction de scénarios contrastés s'articule sur la double base de la formulation d'une vision qualitative du futur, via des représentations cohérentes des évolutions technologiques, économiques, démographiques et sociales, et de la traduction quantitative de cette vision dans des modèles numériques. Dans le domaine de l'énergie, cette deuxième étape est rapidement devenue indispensable du fait (i) de la complexité des mécanismes à modéliser pour projeter précisément l'offre et la demande d'énergie, (ii) d'un horizon temporel de plus en plus lointain, avec l'émergence des questions de sécurité d'approvisionnement, de sûreté nucléaire et de changement climatique. Le modèle numérique s'impose comme le moyen de calculer les états futurs de systèmes complexes, d'assurer un minimum de cohérence des projections qualitatives, de procéder à des analyses de sensibilité et, en fin, de tester l'effet de certaines politiques. Ces scénarios sont conçus pour aider différents partenaires à faire face au « trilemme énergétique » : équilibrer respect de l'environnement, sécurité énergétique et équité énergétique, en présentant différentes options politiques [66, 65].

L'adoption de nouvelles politiques a ses coûts. Le coût d'application d'un scénario comparé à d'autres ne doit pas prendre en compte uniquement les couts liés aux investissements financiers nécessaires ou d'impact sur la croissance économique ; le calcul doit comprendre les avantages environnementaux globaux et les coûts d'adaptation au changement climatique économisés. Cela signifie qu'un scénario n'est pas intrinsèquement meilleur que l'autre. Il convient d'adopter une perspective plus large pour évaluer les implications globales de chacun des scénarios [3, 30].

II.1.1. Les 10 messages-clés des scénarios énergétiques mondiaux

- ❖ La complexité du système énergétique va s'accroître d'ici 2050.
- ❖ L'efficacité énergétique est cruciale pour résorber l'avance de la demande sur l'offre.
- ❖ Le bouquet énergétique de 2050 restera majoritairement fossile.
- ❖ Les priorités régionales diffèrent : il n'y a pas de solution « taille unique » au trilemme énergétique.
- ❖ Ce sera un vrai défi pour l'économie mondiale d'atteindre l'objectif de 450 ppm sans prix du carbone inacceptable.

- ❖ Un futur « bas carbone » ne dépend pas que des énergies renouvelables : le captage, l'utilisation et le stockage du carbone et le comportement des consommateurs doivent contribuer au changement.
- ❖ Le captage et stockage du carbone, l'énergie solaire et le stockage de l'énergie sont les incertitudes majeures d'ici 2050.
- ❖ Répondre au trilemme énergétique implique des choix difficiles.
- ❖ Les marchés énergétiques exigent des investissements et une intégration régionale pour bénéficier à tous les consommateurs.
- ❖ La politique énergétique doit garantir le fonctionnement des marchés de l'énergie et du carbone.

Le CME a développé deux scénarios qui chacun à leur manière pourront décrire la situation énergétique pour beaucoup de pays et de régions du monde en 2050. Pour atteindre cet objectif le CME a généralisés plusieurs éléments afin qu'il puisse les appliquer au monde entier (un monde imaginaire) : le scénario Jazz se concentre sur les consommateurs et le scénario Symphonie sur les électeurs. Si ces deux scénarios sont d'inspiration musicale, ils sont de nature complètement différente [3].

JAZZ

Le scénario Jazz est focalisé sur l'équité énergétique et donne la priorité, en s'appuyant sur la croissance économique, à l'accès individuel à l'énergie à un prix abordable.



Le Jazz est un style musical caractérisé par sa structure rythmique forte mais flexible, avec des solos et des improvisations basées

SYMPHONIE

Le scénario Symphonie est focalisé sur les enjeux environnementaux grâce à de bonnes pratiques et des politiques internationales coordonnées.



Une Symphonie est un morceau de musique complexe dont la structure est fixe et qui est écrite pour un orchestre symphonique.

sur des thèmes et des accords simples. Les musiciens de jazz sont libres de prendre l'initiative et d'improviser ; souvent d'autres membres du groupe les suivent.

L'orchestre est composé d'un chef et d'environ 80 musiciens qui ont chacun un rôle précis et une partition à suivre.

II.1.2 Les conclusions des scénarios du CME

Les conclusions et les enseignements tirés par le CME prévoient un paysage énergétique 2050 totalement différent de celui d'aujourd'hui. Le défi majeur à l'avenir sera de pouvoir répondre à la demande énergétique de plus en plus importante dans le monde, en effet avec une population mondiale qui va passer d'environ 7 milliards en 2014 à environ 8,7 milliards dans le scénario Jazz et 9,4 milliards dans le scénario Symphonie en 2050, ce qui correspond à des augmentations respectives de 26 % et 36 %. Par ailleurs le PIB par habitant va lui aussi connaître un rebond en passant d'un peu plus de 9 000 US\$2010 en moyenne en 2010 à environ 23 000 US\$2010 dans le scénario Jazz et environ 18 000 US\$2010 dans le scénario Symphonie en 2050. Cela représenterait des augmentations respectives de 153 % et 100 %. En outre des augmentations de 98 % et 57 % de voitures vont être enregistré pour les deux scénarios respectifs, en passant de 124 voitures pour 1000 habitants en 2010 pour le scénario jazz à 244 en 2050 et à 193 dans le scénario symphonie.

II.1.3. Trois scénarios énergétiques pour le 21ème siècle

Nakićenović, Grübler, et McDonald, 1998, ont entrepris une étude conjointe de prospectives énergétiques mondiales pour l'IIASA et le WEC, qui a été publiée cinq ans plus tard. Le but de l'étude étaient d'incorporer les stratégies à court terme jusqu'en 2020 avec des possibilités à long terme à 2100 ; étudier les évolutions alternatives futures ; garantir la cohérence et la reproductibilité utilisant des bases de données formelles et un cadre méthodologique unifié ; intégrer une analyse dynamique du changement technologique et essayer d'harmoniser les ambitions régionales avec des possibilités mondiale. L'étude se compose de trois cas de développement économique, technologique et social future pour 11 régions du monde. Ces trois cas s'organisent en six scénarios des systèmes énergétiques alternatifs. Ces scénarios couvrent un large éventail de développements futurs alternatifs et des forces motrices. A, B et C désigne les trois cas étudiés. Le premier cas A comprend trois scénarios de variantes et exprime des améliorations technologiques rapides à fortes croissance et un développement économique vigoureux. L'une de ses variantes (A3) comprend de nombreuses caractéristiques du développement durable. Le deuxième cas désigné par B représente une alternative moyenne, avec des améliorations technologiques plus modestes et une croissance économique intermédiaire. Le dernier cas c'est une alternative plus écologique (constitué de deux variantes : C1, qui est axé principalement sur l'introduction de nouvelles formes d'énergies renouvelables et une élimination progressive de l'énergie nucléaire d'ici 2100, et C2, qui penche plutôt pour un mix énergétique avec l'intégration de nouvelles énergies renouvelables et la création de nouvelles centrales nucléaires); à noter que ce dernier scénario ils intègrent les taxes

énergétiques et environnementales pour que conjointement ils puissent protéger l'environnement et transférer la richesse du nord au sud pour améliorer l'équité économique. Avec cette démarche on aura une croissance globale plus élevée, en particulier dans le sud et une consommation énergétique plus faible. Le cas C illustre parfaitement les critères pour atteindre un degré élevé de durabilité et d'équité dans le monde [3, 30, 78].

Le tableau ci-dessus donne un aperçu des trois cas et leurs six scénarios de développement de l'énergie. Une documentation complète est disponible dans le rapport d'étude publié (Nakićenović, Grübler, et McDonald, 1998) et sur le site Web de l'étude (http://www.iiasa.ac.at/cgi-bin/ecs/book_dyn/bookcnt.py).

Tableau.2.1 : Résumé des trois cas de Développement de l'énergie en 2050 et 2100 par rapport à 1990.

		CAS A FORTE CROISSANCE	CAS B CROISSANCE MOYENNE	CAS C FORCE ECOLOGIQUE
Population (en milliards)	1990	5.3	5.3	5.3
	2050	10.1	10.1	10.1
	2100	11.7	11.7	11.7
Le produit mondial brut (milliers de milliards de dollars de 1990)	1990	20	20	20
	2050	100	75	75
	2100	300	200	220
Le produit mondial brut (variation annuelle en pourcentage)	1990–2050	Elevé	Moyen	Moyen
	1990–2100	2.7	2.2	2.2
		2.5	2.1	2.2
Intensité énergétique primaire (mégajoules par 1990 dollar du produit mondial brut)	1990	19.0	19.0	19.0
	2050	10.4	11.2	8.0
	2100	6.1	7.3	4.0
Taux d'amélioration de l'intensité énergétique primaire (variation annuelle en pourcentage)	1990–2050	Moyen	Faible	Elevé
	1990–2100	–0.9	–0.8	–1.4
		–1.0	–0.8	–1.4
Consommation d'énergie primaire (exajoules)	1990	379	379	379
	2050	1,041	837	601
	2100	1,859	1,464	880
La consommation cumulative d'énergie primaire, 1990-2100 (en milliers d'exajoules)	Charbon	8.9 – 30.7	17.5	7.1 – 7.2
	Pétrole	27.6 – 15.7	15.3	10.9
	Gaz naturel	18.4 – 28.7	15.8	12.2 – 12.9
	Nucléaire	6.2 – 11.2	10.5	2.1 – 6.2
	hydroélectricité	3.7 – 4.2	3.6	3.6 – 4.0
	biomasse	7.4 – 14.3	8.3	9.1 – 10.1
	Énergie solaire	1.8 – 7.7	1.9	6.3 – 7.4
		3.0 – 4.7	4.3	1.4 – 2.2

	Autre Total	94.0 – 94.9	77.2	56.9
La réduction des coûts de la technologie de l'énergie (par le biais de l'apprentissage)	Fossile Non-fossiles	Elevée Elevée	Moyenne Moyenne	Faible Elevée
Technologie de l'énergie des taux de diffusion	Fossile Non-fossiles	Elevée Elevée	Moyenne Moyenne	Moyenne Elevée
Les taxes environnementales (hors taxes sur le dioxyde de carbone)		Non	Non	Oui
Les émissions de dioxyde de soufre (en millions de tonnes de soufre)	1990 2050 2100	58.6 44.8 – 64.2 9.3 – 55.4	58.6 54.9 58.3	58.6 22.1 7.1
Les contraintes et les taxes sur les émissions de dioxyde de carbone		Non	Non	Oui
Les émissions nettes de dioxyde de carbone (gigatonnes de carbone)	1990 2050 2100	6 9 – 15 6 – 20	6 10 11	6 5 2
Les émissions cumulées de dioxyde de carbone (gigatonnes de carbone)	1990–2100	910 – 1,450	1,000	540
Les concentrations de dioxyde de carbone (parties par million en volume)	1990 2050 2100	358 460 – 510 530 – 730	358 470 590	358 430 430
L'intensité de carbone (grammes de carbone par dollar de 1990 produit mondial brut)	1990 2050 2100	280 90 – 140 20 – 60	280 130 60	280 70 10
Les investissements dans le secteur de l'approvisionnement en énergie (milliards de dollars de 1990)	1990–2020 2020–50 2050–2100	15.7 24.7 93.7	12.4 22.3 82.3	9.4 14.1 43.3
Nombre de scénarios		3	1	2

Source : Nakićenović, Grübler, McDonald.1998. Global Energy Perspectives.

Les trois éventualités A, B et C, se décomposent en six scénarios alternatifs du système énergétique : trois scénarios pour la première éventualité A (A1, avec une importante exploitation du pétrole et du gaz ; A2, utilisation du charbon, et A3, construire un avenir énergétique en utilisant les énergies non fossiles), un seul scénario est développé pour le cas B qui est désigné (le juste milieu), et enfin deux scénarios sont construits pour le cas C (C1, déployer de nouvelles formes d'énergies renouvelables, et le scénario C2, avec la construction de nouvelles centrales nucléaires et l'utilisation des énergies renouvelables). A noter que certains aspects des scénarios comme les émissions cumulées de dioxyde de carbone, la consommation cumulative d'énergie et la décarbonisation, sont présentées sous formes de fourchettes pour les trois cas A et les deux scénarios C.

Plus de 100 experts en énergie de premier plan se sont déployés afin d'examiner ces six scénarios développés lors de cette étude. Tout d'abord une approche top down sur base d'un ensemble intégré de variables économique, énergétiques et des modèles environnementaux pour développer l'ensemble des scénarios a été amorcée, ensuite une appréciation bottom-up des perspectives régionales fournies par l'examen des 11 groupes. L'un des objectifs majeurs de cette étude a été d'essayer d'illustrer dans quelle mesure les concepts de développement durable sont capturés dans les scénarios. Ces six scénarios ont été choisis parce qu'ils sont tout à fait représentatifs de la littérature récente de scénario et qu'ils couvrent une large gamme de développements alternatifs futurs.

Afin d'illustrer les conditions alternatives pour réaliser des transitions des systèmes d'énergies vers la durabilité, trois scénarios ont été utilisés. Le tableau suivant met en exergue certains éléments qui peuvent être mis en place pour atteindre la réalisation du développement durable dans les scénarios énergétiques et montre comment les trois scénarios retenus pour cette évaluation tarifaire changent par rapport aux autres. Au regard qu'il a été conçu pour représenter un avenir caractérisé par des changements progressifs et graduels le scénario de juste milieu (B) a été choisi pour servir de base de référence. L'application de ce scénario constituerait une avancée importante dans le système énergétique mondial et de son utilisation, mais il ne remplit pas les critères de nombreux indicateurs de la durabilité suggérés dans le tableau ci-dessus. Les deux autres scénarios présentés dans le tableau suivant (A3 et C1) décrivent des futurs qui comprennent des caractéristiques de durabilité. Le troisième scénario (C2), qui peut également être caractérisé dans le même sens, inclut la dépendance continue de l'énergie nucléaire, contrairement à l'autre scénario écologique, qui a une sortie du nucléaire mondiale d'ici 2100 (C1).

A noter que l'ensemble des scénarios n'affiche pas de très bons résultats pour les 13 indicateurs de durabilité retenus dans le tableau ci-dessus. Dans le même temps, le scénario C1 sort du lot et enregistre les meilleurs résultats comparés aux autres scénarios, par conséquent le scénario C1 est le plus compatible avec le développement durable [3].

Tableau. 2.2 : Caractéristiques de durabilité en trois scénarios de développement de l'énergie en 2050 et 2100 par rapport à 1990.

Indicateur de durabilité	1990	Scénario A3	Scénario B	Scénario C1
Eradiquer la pauvreté	Faible	Très haut	Moyen	Très haut
Réduire les écarts de revenus relatifs	Faible	Haut	Moyen	Très haut
Fournir un accès universel à l'énergie	Faible	Très haut	Haut	Très haut
L'augmentation de l'accessibilité de l'énergie	Faible	Haut	Moyen	Très haut
Réduire les impacts négatifs sur la santé	Moyen	Très Elevé	Elevé	Très Elevé
Réduction de la pollution de l'air	Moyen	Très Elevé	Elevé	Très Elevé
Limitation de radionucléides à vie longue	Moyen	Très Faible	Très Faible	Elevé
La limitation des substances toxiques. a	Moyen	Elevé	Faible	Elevé
Limiter les émissions de GES	Faible	Elevé	Faible	Très Elevé
Augmenter la consommation d'énergie indigène	Moyen	Elevé	Faible	Très Elevé
Améliorer l'efficacité de l'offre	Moyen	Très Elevé	Elevé	Très Elevé

L'augmentation de l'efficacité finale	Faible	Elevé	Moyen	Très Elevé
Accélérer la diffusion des technologies	Faible	Très Elevé	Moyen	Moyen

Source: Nakićenović, Grübler, McDonald.1998. Global Energy Perspectives.

Les trois cas ont un certain nombre de caractéristiques communes. Tous prévoient un développement social et économique important, en particulier dans les régions en développement et leur donnent un accès beaucoup plus large à une énergie fiable et abordable dans le monde entier. Au cours du 21^{ème} siècle, comme l'affluence augmente dans le monde entier, la distinction actuelle entre les régions en développement et les régions industrialisées deviendront de moins en moins appropriée dans les scénarios envisagés ici. Tous les scénarios prévoient une amélioration des rendements énergétiques et la compatibilité environnementale, et donc pour la croissance associée à la fois la quantité et la qualité des services énergétiques. La tâche est en effet difficile. Près de 2 milliards de personnes, soit un tiers de la population mondiale, n'a pas accès à des services énergétiques adéquats, abordables, propres et pratiques, telles que l'électricité. Les disparités actuelles dans l'utilisation de l'énergie reflètent les disparités dans l'accès à des services énergétiques abordables et dans la répartition des richesses les plus riches 20 pour cent de la population mondiale utilisent 55 pour cent de l'énergie finale, tandis que les 20 pour cent les plus pauvres utilisent seulement 5 pour cent. Exclusion des services énergétiques modernes est généralement associée à la pauvreté et la dégradation environnementale.

Bien qu'il soit vrai que les deux tiers environ de la population mondiale, soit environ 4 milliards de personnes, sont maintenant connectés à l'électricité et que de grands progrès ont été accomplis, le défi à relever est gigantesque ; un calcul simple montre son ampleur. En plus de 2 milliards de personnes aujourd'hui qui ont encore besoin d'être connecté à la distribution d'énergie ou de systèmes décentralisés et doté d'un pouvoir d'achat suffisant pour être en mesure de s'offrir des services énergétiques modernes, deux à trois fois plus de personnes sont susceptibles d'être ajoutés à la population globale au cours du nouveau siècle. Cela signifie qu'il faudrait entre 6 et 8 milliards de personnes à fournir avec l'accès à des services énergétiques abordables, propres, souples et pratiques au cours du 21^{ème} siècle, un nombre plus grand que la population mondiale actuelle. Tous les scénarios envisagés ici réalisent cette transition à des degrés divers et à travers différents développements du système énergétique. Certains d'entre eux le font tout en respectant certains critères de développement durable.

Dans les trois cas, la structure de l'énergie finale se développe vers une plus grande flexibilité, la qualité, et la compatibilité environnementale, et les intensités d'énergie à améliorer de façon constante. Pour faciliter les comparaisons entre les trois cas, tous partagent la même hypothèse de base démographique centrale, dans lequel la population mondiale croît à 10 milliards de personnes en 2050 et à près de 11,7 milliards en 2100. Ce chiffre est supérieur aux projections

moyennes d'environ 10,4 milliards en 2100 par la Banque mondiale, des Nations Unies, et IIASA. Cela signifie que 6-8 milliards de personnes supplémentaires permettraient d'obtenir l'accès à des services énergétiques adéquats dans les trois cas [3, 30, 29].

II.2. Des scénarios aux modèles

Afin d'essayer de comprendre les pratiques de modélisations et de décrypter le paysage des modèles actuelles, nous devons absolument faire la chronologie depuis les années 70 du développement de la boîte à outils. Un tel suivi fait rapidement apparaître la possibilité de resituer les modèles actuels par rapport aux principales « filiations » temporelles dont ils sont issus. Les trois dernières décennies d'expertise et de recherche sur les sujets de l'énergie et du climat a fait naître le paysage actuel de la modélisation de long terme. Dans cette section nous allons présenter brièvement les développements des différentes démarches de modélisation sur le long terme [7].

II.2.1. Un regard historique sur le développement de la « boîte à outils »

Au début des années 70, deux événements majeurs ont fait passer la question de l'énergie au premier plan de la scène politique et scientifique :

- ✓ Le rapport «Limits to Growth » publié par le club de Rome en 1972, sonne le glas sur la finitude des ressources naturelles et environnementales, cela va marquer un tournant important sur les débats concernant la durabilité de la croissance économique ;
- ✓ Le premier choc pétrolier qui s'est produit en 1973 a fait ressortir dans l'actualité de court terme, la problématique de la sécurité du système énergétique, point névralgique au cœur de nos économies modernes.

La problématique liée à la vulnérabilité énergétique et à la finitude des ressources naturelles n'est pas inédites, vu que la question été déjà débattue par de nombreux experts et elle a fait l'objet de plusieurs publications et études (notamment celles de la Fondation Ford, initiées peu avant le début du premier choc pétrolier), seulement les choses ont changées dès le début des années 70 ce qui a fait précipiter l'ensemble des experts et décideurs de la question énergétique face à deux problématiques peu explorées jusque-là : premièrement, le long terme et l'incertitude, le choc pétrolier vient rappeler aux chercheurs et experts que l'évolution du monde futur hérite de plusieurs éléments de contexte politique et de décisions multiples pour que la prévision économétrique soit fiable, même à court-terme. Deuxièmement, trois questions viennent confirmer l'indispensabilité à repenser la planification énergétique sur des horizons temporels de plus en plus lointains : le changement climatique lié aux émissions de gaz à effet de serre, la sécurité d'approvisionnement énergétique et les risques liés à l'énergie nucléaire. Dès lors l'approche « prévisionniste » laisse place à la modélisation prospective fondé sur la construction de scénarios multiples. Ces évolutions dans la modélisation énergétique

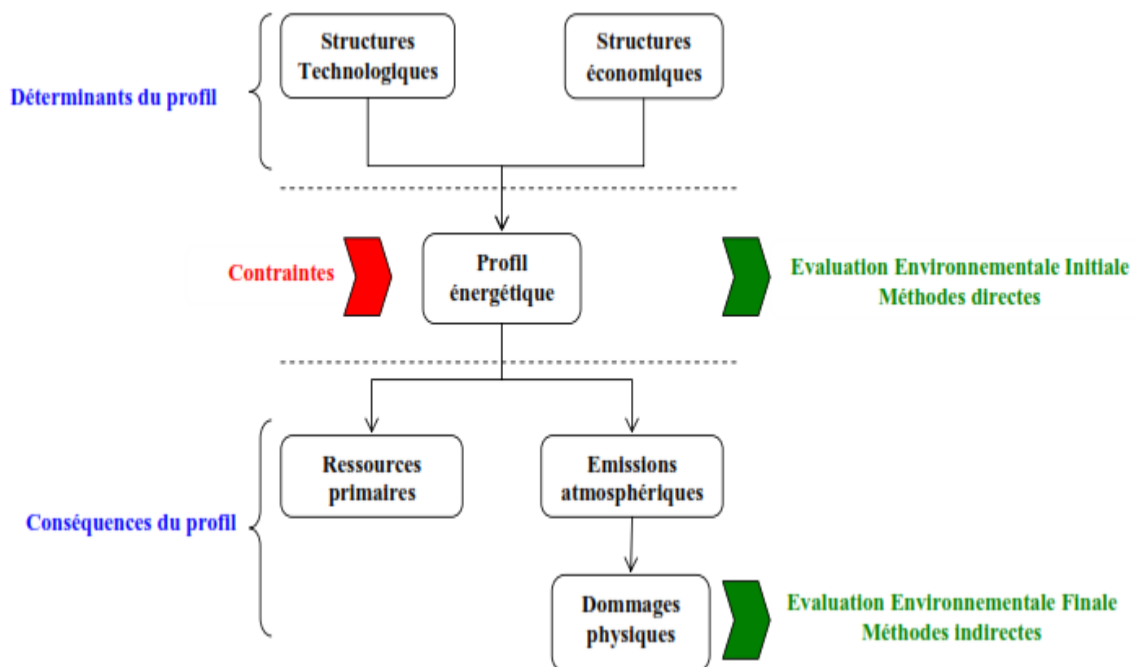
constitueront la base méthodologique pour les questions liées aux émissions de gaz à effet de serre.

Basés sur une formulation mathématique des comportements, la modélisation prospective énergétique est fondée sur des modèles d'aide à la décision. En incorporant les trois domaines qui sont l'énergie, l'économie et l'environnement, ces outils permettent aux décideurs de prioriser selon son un ordre d'importance et un axe stratégique prédéfini et dans un cadre concurrentiel et en forte évolution. Plusieurs modèles d'aide à la décision existent et ils sont nombreux et différents selon leur fonction. L'une des étapes les plus cruciales pour le décideur reste le choix d'un modèle adapté à répondre efficacement aux problématiques posées [7,32, 39, 68 78].

II.2.2. Cadre de l'analyse énergétique

L'analyse énergétique est une notion générique qui renvoie au sens large à des réflexions ou expertises sur les sujets liés à l'énergie. Du fait des liens étroits entre l'énergie et la plupart des activités humaines, elle embrasse dans son propos un champ vaste où les aspects techniques, économiques, environnementaux, aussi bien que politiques, sociologiques, philosophiques et éthiques, ont droit de cité. La multitude de thèmes abordés dans le troisième rapport d'évaluation du Groupe Intergouvernemental pour l'Etude des Climats (GIEC) en témoigne. Afin de préciser l'apport des différents modèles, cette analyse sera entendue ici au sens de l'étude objective du profil énergétique, défini comme la photographie à un instant donné de la manière dont l'énergie est transformée et consommée. La Figure 2.1 en illustre le cadre global [32].

Figure. 2.1 : Cadre synthétique pour l'analyse énergétique et environnementale.



Source : Assoumou. 2006. MODELISATION MARKAL POUR LA PLANIFICATION ENERGETIQUE LONG TERME DANS LE CONTEXTE FRANÇAIS. Ecole des Mines de Paris.

❖ Déterminants du profil :

Le profil énergétique est le résultat d'une structure technique et d'une structure économique que des liens étroits rendent, dans la pratique, indissociables. La technologie à travers l'innovation et le progrès technique, met à la disposition du système énergétique, des options de transformation et d'utilisation de l'énergie à un instant et pour un coût donnés. Les performances des technologies actuellement utilisées et celles des options futures permettent alors de situer les gains potentiels de substitution. Les caractéristiques objectives de coûts et d'efficacité pour chaque technologie, de même que les flux physiques explicites en pétajoules (PJ) ou en térawattheures (TWh) produits ou consommés, sont les données représentatives.

L'énergie est aussi un facteur de production clé pour les industries et un bien de consommation essentiel pour les consommateurs. Chaque catégorie d'acteurs est ici définie par un comportement propre et des contraintes budgétaires spécifiques ; l'énergie a alors un prix qui sert de signal et qui définit le niveau des échanges. Le remplacement sémantique du coût par le prix établit la présence des marchés et le caractère stratégique ou comportemental des décisions des différents acteurs. La description du profil énergétique passe dès lors par la description, à différents niveaux de détail, des flux économiques associés : structure globale de l'économie, circuits financiers et mobilisation de ressources en capital, comportement des acteurs, types de marchés.

❖ Conséquences du profil :

Les conséquences en termes d'épuisement des ressources primaires et d'émissions de polluants atmosphériques du profil énergétique sont ensuite évaluées. Contrairement aux énergies renouvelables, les ressources naturelles fossiles sont épuisables L'utilisation continue d'énergie affecte alors la structure du gisement dans le temps et les prix traduisent le niveau de compétition entre états pour l'accès à ces ressources.

Cette consommation dans des processus de combustion ou comme matière première génère des émissions polluantes dans l'air et des niveaux de concentration gouvernés par les lois de diffusion atmosphérique. Les polluants locaux tels que les oxydes de soufre et d'azotes (SO_x, NO_x) ou les composés organiques volatiles, affectent à l'échelle locale la qualité de l'air. À leur tour, ces émissions atmosphériques causent des dommages physiques sur les écosystèmes et sur les personnes : maladies respiratoires, pluies acides etc....

❖ Evaluation environnementale du profil :

L'évaluation environnementale du profil énergétique peut se limiter à la comptabilité des émissions en sortie des procédés émetteurs ou peut inclure les dommages physiques générés en aval. Deux méthodes sont ainsi isolées. La première, l'évaluation initiale directe, emploie des méthodes de type coûts efficacité. L'objectif d'émission final ou de réduction d'émission étant fixé, il s'agit d'examiner le coût des mesures (efficaces) à mettre en œuvre pour le réaliser. Cette approche se limite principalement au profil énergétique et aux déterminants ayant un impact direct sur le niveau des émissions. L'approche du protocole de Kyoto par des quotas nationaux est de ce type.

La seconde méthode, l'évaluation finale, passe par l'évaluation des dommages environnementaux et leur traduction monétaire. Les méthodes de l'économie de l'environnement du type coûts avantages ou coûts des dommages sont utilisées. Il s'agit d'équilibrer pour chaque situation le coût des actions engagées et l'évaluation monétaire des dommages qui sont évités ou causés. Le calcul des externalités des moyens de production électrique dans le cadre du projet ExternE s'inscrit dans cette logique. L'évaluation exhaustive des dommages dans le temps et leur évaluation monétaire sur lesquels repose cette deuxième approche est une tâche incertaine mais nécessaire. Pour la problématique des gaz à effet de serre, cette approche vise à évaluer les conséquences de différents niveaux de concentration sur les écosystèmes.

La définition d'un objectif de limitation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450ppm correspond en amont au résultat d'une première évaluation par le GIEC de type coûts des dommages et sert en aval de base à une évaluation coût efficacité à partir de contraintes d'émissions déclinées par pays ou groupes de pays [7, 33].

II.3. Les grandes familles de modèles

II.3.1. A la recherche d'une alternative aux approches prévisionnistes en échec

Entre 1970 et 1990, les recherches sur le dossier climatique se développent selon trois démarches complémentaires (Baron et Salles, 1991) :

- ✓ Des approches exploratoires visant à identifier les risques,
- ✓ Des approches normatives proposant des visions alternatives du futur et démontrant la possibilité de minimiser ces risques
- ✓ La recherche de stratégies optimales pour gérer le problème climatique à long terme.
- ✓ Des approches exploratoires du style « et si... »

Logiquement, les premières recherches s'organisent autour de la nécessité d'explorer l'espace des futurs possibles pour mettre en évidence les enjeux et quantifier l'ampleur des risques [7]. Les premiers essais sont de simples projections de « coin de table », fondées sur l'extrapolation des taux de croissance des émissions et sur l'estimation de la quantité de carbone contenue dans les réserves fossiles et susceptible d'être relarguée dans l'atmosphère tôt ou tard (Keeling et Bacastow, 1977 ; Siegenthler et Oeschger, 1978 ; MacDonald et al., 1979 ; Hansen et al. 1981). Ces projections ne prennent en compte aucun élément économique ou technologique, elles se contentent d'un bilan massique sur le carbone enfoui et potentiellement libéré, avec ou sans contrainte de rythme d'exploitation. Elles permettent simplement de générer une série de scénarios d'émissions présentant un degré minimal de « plausibilité » pour tester les modèles climatiques.

Conjointement, le recours à des approches modélisées se développe et se généralise rapidement. A ce stade, l'objectif de la modélisation est de fournir des scénarios exploratoires cohérents et plausibles, pour comprendre comment tel ou tel jeu d'hypothèses sur le futur se traduit en

termes de trajectoires d'émissions. A cet effet, ce sont des outils préexistants qui sont mobilisés, préfigurant les deux grandes familles de modélisation classiquement désignées « top-down » et « bottom-up ».

La première voie est celle que suit W. Nordhaus (1977a, 1980) : il fonde ses analyses successives sur des modèles compacts, qui représentent une économie globale à un seul bien, dont la production requiert de l'énergie primaire, composées de sources d'énergies d'origine fossile et non fossile, le recours aux premières induisant des émissions de CO₂. Dans ces modèles, le prix de l'énergie fossile est lié à l'épuisement des ressources, le prix de l'énergie non fossile varie en fonction d'un progrès technique autonome, tandis que le moteur de la croissance, fondé sur les dynamiques de population et de productivité du travail, suit une trajectoire exogène. Les scénarios ainsi générés reposent sur des hypothèses économiques explicites et jugées plausibles ; elles restreignent les possibles par rapport aux pures extrapolations physiques évoquées plus haut. La compacité de ce type de modèle permet à Nordhaus de développer une approche probabiliste de la génération de scénarios exploratoires (Nordhaus et Yohe, 1983), en partant de distributions a priori sur les paramètres incertains du modèle. Cette approche aura peu d'échos par la suite, surtout parce qu'elle est difficile voire impossible à étendre à des modèles plus complexes, dont le nombre de paramètres augmente très rapidement. Cependant, la notion de scénarios probabilistes revient aujourd'hui dans les discussions autour des nouveaux scénarios (GIEC, WGNES, 2006), notamment en raison de l'embaras des décideurs face à des fourchettes d'incertitude aussi larges que celles des SRES et non probabilisées.

La seconde voie est celle des « modèles d'ingénieurs » du système énergétique. Ces outils reposent sur une représentation précise du système de production et de transformation de l'énergie, avec des hypothèses exogènes sur la disponibilité des ressources naturelles, la croissance et la demande finale de services énergétiques. On distingue des variantes sur l'architecture des modèles, leur degré de précision et leurs limites :

Lancé en 1973, le programme de modélisation de l'IASA débouche sur la publication en 1981 du rapport « Energy in a Finite World » (Häfele, 1981). L'architecture de modélisation est très détaillée pour la partie énergétique, il repose essentiellement sur le bouclage des modèles de simulation MESSAGE et MEDEE, le premier représentant l'offre et la conversion d'énergie et le second la demande de services finaux. L'architecture complète comprend aussi le modèle IMPACT qui permet de calculer le lien entre les dynamiques énergétiques et la croissance, et le modèle MACRO qui représente le partage entre consommation et investissement. La conception de l'ensemble est censée assurer un bouclage macroéconomique complet, bien qu'en réalité ce bouclage n'ait pas été effectif dans le rapport publié en 1981, comme cela a été mis en évidence par Hourcade (1984).

Quelques années avant ce rapport, Nordhaus (1977b, 1979) avait déjà publié des simulations effectuées à partir d'un modèle d'optimisation linéaire du système énergétique, dans la filiation directe des développements importants d'après-guerre autour de l'analyse d'activités (Koopmans, 1951 ; Manne et Markowitz, 1961). Le principe de ce type de modèle est de minimiser le coût de fourniture des services énergétiques liés à un scénario de croissance exogène, sous contraintes des technologies, des stocks de ressources naturelles, des prix de

production et de l'élasticité-prix de la demande de services énergétiques. Une des premières architectures de ce type consacrée au système énergétique dans son ensemble a été développée sous l'impulsion du Department of Energy américain, avec le modèle BESOM – « Brookhaven Energy System Optimization Model » (Hoffman, 1973) couplé ensuite au modèle économétrique de demande finale de Jorgenson (Bernanke et Jorgenson, 1975). Nordhaus et Ausubel (1983) ont cependant souligné la grande sensibilité des simulations aux hypothèses exogènes de croissance et de prix futurs, pointant là un défaut intrinsèque à ce type de modèles. Edmonds et Reilly (1983) proposent une structure de modélisation proche de l'architecture de l'IIASA dans son principe, mais conçue pour corriger l'écueil de la trop grande complexité souvent reprochée à cette dernière. De fait, le modèle d'Edmonds et Reilly repose sur des relations explicites et en nombre restreint et il est publié avec un effort de transparence remarquable en termes de documentation (Edmonds et Reilly, 1982, Edmonds et Reilly, 1983, Edmonds, 1983). Le système énergétique est simulé en équilibre partiel, sous contrainte d'un ensemble de déterminants macroéconomiques exogènes, avec une demande énergétique élastique aux prix des énergies. Le bouclage macroéconomique, annoncé mais inachevé dans les travaux de l'IIASA cités ci-dessus, apparaît cette fois réalisé avec succès, bien que très modeste dans ses prétentions – une simple élasticité du PIB aux prix de l'énergie. Ce modèle restera une référence pendant une dizaine d'année, largement exploité et amélioré par l'Agence Internationale de l'Énergie et le World Resources Institute (Mintzer, 1987) [2, 28, 30, 32, 44, 48].

- Des utopies normatives pour identifier les alternatives possibles :

Parallèlement à ces approches positives qui visent à évaluer les futurs possibles et les risques associés, certains auteurs prennent le parti de projections à caractère explicitement normatif pour montrer les possibilités de trajectoires alternatives minimisant ces risques.

Dès 1977, Amory Lovins amorce la réflexion sur les 'soft energy paths', trajectoires de découplage fort entre la croissance économique et les besoins en énergie primaire d'une part, et entre les besoins en énergie primaire et le recours aux énergies fossiles d'autre part. A. Lovins critique ouvertement les travaux de l'IIASA (Lovins et al., 1982) : en particulier, il argumente que la complexité de l'approche modélisée masque des a priori déterminants sur les besoins futurs d'énergie, surtout sur la croissance de la demande finale, lesquels a priori donnent aux projections un statut quasi normatif. Pour étayer son discours, il propose des scénarios alternatifs (Lovins, 1977, Lovins et al., 1981) fondés sur une frugalité énergétique extrême et une très large pénétration des énergies renouvelables. Son approche n'est pas véritablement modélisée, elle repose sur un calcul de comptabilité énergétique et des jeux d'hypothèses technologiques qui génèrent un découplage important entre croissance et demande d'énergie. Ces estimations furent critiquées à divers titres, soit parce que les hypothèses traduisaient une vision du monde jugée extrême et peu plausible (Hafele, 1981), soit pour des incohérences économiques, par exemple au sujet des besoins de financement des PED (Hourcade, 1984).

Ce positionnement fut le point de départ de nombreux travaux visant à explorer des scénarios alternatifs de frugalité énergétique ou d'abandon des énergies fossiles. La publication, quelques années plus tard, de 'Energy for a Sustainable World' (Goldemberg et al., 1988) s'inscrit directement dans cette tradition, mais en prenant cette fois appui sur le cadre quantitatif d'un modèle technico-économique. Concrètement, ces auteurs élaborent des jeux d'hypothèses de gains d'efficacité à tous les échelons du système énergétique ainsi que des hypothèses de cadrage macroéconomique, pour projeter un bilan énergétique comptable en 2020. Cette méthode permet d'examiner l'effet résultant de bifurcations importantes dans les choix d'équipements énergétiques futurs à tous les échelons. Sur le plan de la modélisation proprement dite, l'approche ne présente pas d'innovation significative, si ce n'est l'inclusion de l'énergie traditionnelle de la biomasse non-commerciale, négligée dans bon nombre de simulations. En filigrane, ces travaux ont le mérite d'alimenter la réflexion sur le rôle respectif des hypothèses exogènes et du modèle dans les projections : ces auteurs reconnaissent la nature normative de leur travail, tout en soulignant que les autres travaux de projection tels que ceux de l'IIASA par exemple ne sont pas exempts de prescription normative sur la façon dont « le monde devrait fonctionner », à travers les hypothèses macroéconomiques et technologiques qu'ils adoptent. Leur scénario volontariste leur permet de mieux cerner l'espace d'incertitude autour du monde énergétique futur ; surtout, ces travaux mettent en exergue le fait que cette incertitude relève autant de choix collectifs encore à faire que d'inconnus technologiques ou macroéconomiques.

Une approche différente des deux précédentes, et qui illustre le flou de cette frontière entre « normatif » et « exploratoire » dans les projections de long terme, est celle de Frisch et al. (1989) dans « Horizons Énergétiques Mondiaux », étude menée pour le Conseil Mondial de l'Énergie. Ce rapport contient deux scénarios énergétiques à 2020, réalisés uniquement à partir de consultations itératives d'experts sur leur vision du futur énergétique mondial. Ici, la subjectivité des projections ne fait aucun doute, et les scénarios obtenus ont une nature hybride : d'une part, ils restent exploratoires, et répondent bien à une question du style « et si notre mode de croissance économique et son contenu énergétique se poursuivent sans rupture, alors... », D'autre part, ils traduisent des probabilités subjectives sur un futur « tendanciel ». Deux aspects sont intéressants dans cette approche :

- ✓ L'intégration d'avis d'experts et de décideurs dans la prospective puis la validation des futurs projetés par ces mêmes experts, à la fois source de crédibilité et moyen de diffusion des études de prospective ;
 - ✓ Le rôle de « prophétie auto-négatrice » que ces scénarios sont censés jouer : mettant en évidence les frictions qui pourraient provenir d'un futur énergétique construit autour des mêmes tendances, ces scénarios peuvent convaincre de la nécessité de bifurquer vers d'autres trajectoires.
- La recherche de stratégies optimales :

Au-delà du grand écart entre scénarios tendanciels risqués et scénarios volontaristes extrêmes, le troisième temps logique est celui de la définition des politiques climatiques et/ou

énergétiques adaptées, voire optimales. Nordhaus (1977a, 1979) est le premier à esquisser des simulations en analyse coûts-efficacité pour différents niveaux de stabilisation des concentrations en CO₂, avant d'étendre son analyse à une analyse coûts-bénéfices globale (1980, 1992). Ses premiers travaux préfigurent le succès ultérieur des modèles DICE (Nordhaus, 1993) et RICE, qui gardent une position de modèles de référence sur la question du tempo optimal. La longue « descendance » de cette approche s'explique d'une part par la nature du modèle, qui a l'avantage d'être compact, transparent et reproductible, d'autre part par la rigueur avec laquelle Nordhaus présente et utilise son outil, notamment en effectuant des tests systématiques d'analyse de sensibilité à chaque fois qu'il le juge nécessaire. Cependant, du fait de sa compacité et des hypothèses simplificatrices sur lesquels il est construit, la portée de ce modèle est principalement heuristique. Il ne contient qu'une description frustrante du changement technique et il présente le grave défaut de négliger l'inertie des efforts de réduction (Gilotte, 2004) [68].

II.3.1.1. La question des coûts : un déclencheur de la mobilisation de l'équilibre général

Dans les travaux que nous avons évoqués jusqu'ici, on peut distinguer deux grandes catégories d'outils : d'un côté, les modèles technico-économiques, fondés sur une description physique et technologique détaillée du système énergétique et soumis à des hypothèses de cadrage macroéconomique, de l'autre côté, les modèles macroéconomiques plus compacts, permettant de soumettre le problème climatique à une analyse coûts-bénéfices globale. A la fin des années 80, les termes du problème de long terme posé par les émissions du CO₂ sont énoncés clairement et le dossier prend de l'ampleur sur la scène politique internationale. La question des actions à entreprendre devient prioritaire : l'enjeu principal devient la définition des modalités et du tempo des politiques à mettre en œuvre et l'évaluation de leur coût potentiel. En fait, ce déplacement des préoccupations vers les coûts de l'action va offrir une opportunité de « revanche » de la communauté des modélisateurs « top-down » par rapport à celle des ingénieurs, qui avait largement dominé la scène depuis le quasi abandon des modèles économétriques dans les années 70 (Hourcade et Kalaydjian, 1987).

Manne et Richels (1990) sont les premiers à examiner spécifiquement cette question des coûts d'une réduction des émissions. A cet effet, ils utilisent l'architecture Global 2100, constituée de deux modules ETA et MACRO : ETA est un modèle technologique du système énergétique, prenant en compte le renchérissement des ressources fossiles et la pénétration de technologies non carbonées « backstop » au-delà d'un certain niveau de prix des énergies fossiles ; MACRO est un modèle macroéconomique agrégé proche de celui de Nordhaus (1980), avec une unique fonction de production et un équilibre global emploi-ressources. En incluant différents niveaux de taxes linéaires sur les énergies fossiles, Manne et Richels évaluent les pertes de PIB correspondant en 2020 à un objectif de -20% par rapport à 1990 pour les pays industrialisés et un doublement des émissions pour le reste du monde. Les auteurs reconnaissent le caractère très limité de cette évaluation, étant donné que tous les mécanismes macroéconomiques déterminants pour le coût net des politiques – commerce international, mode de recyclage des

recettes d'une taxe, interactions sectorielles, etc. – sont absents du modèle ; il s'agit en fait du modèle d'équilibre général le plus sommaire possible, qui ne fait que traduire une élasticité non nulle de la demande d'énergie.

C'est pour tenter de répondre aux insatisfactions qui restent entières sur les mécanismes de propagation des coûts liés à une politique climatique que les modèles d'équilibre général vont être mobilisés et adaptés au champ des politiques climatiques, dès 1990, avec quelques variantes méthodologiques :

- Jorgensen et Wilcoxon (1990) utilisent le modèle DGEM, qui a la double particularité d'inclure des fonctions de production indirectes estimées économétriquement (translog) et de représenter le progrès technique endogène.
- Perroni et Rutherford (1991) élaborent le modèle CRTM (Carbon Rights Trade Model), modèle statique visant à simuler, à partir des résultats de Manne et Richels, un marché de quotas échangeables, en tenant compte des variations des prix des commodités énergétiques, de l'équilibre des positions extérieures des régions et d'éventuelles localisations industrielles. Ici, c'est donc le développement de l'analyse des interactions sur les marchés internationaux qui fait l'objet d'un effort particulier, les interactions intersectorielles au sein des régions n'étant pas représentées.
- Whalley et Wigle (1991), chercheurs spécialisés dans les modèles d'équilibre général, apportent leur compétence dans le domaine de l'énergie et du climat pour rationaliser le débat sur les modalités et les effets d'éventuelles taxes sur les émissions de CO₂ : assiette des taxes, différenciation des signaux selon les régions ou les secteurs, recyclage fiscal. Leur modèle est un modèle d'équilibre général multi régions et multi secteurs, qui calcule un point d'équilibre de projection statique à un horizon donné, 2005, 2030 ou 2100. Il permet donc d'analyser l'impact d'une taxe appliquée à la marge d'un équilibre de référence pour un horizon donné.

Burniaux et al. (1991) développent le modèle GREEN au sein de l'OCDE. Fondé sur la maquette du modèle WALRAS préexistant à l'OCDE et destiné à étudier l'impact des mesures concernant le commerce international, il est enrichi de développements importants sur la partie énergétique, grâce à la collaboration de l'Agence Internationale de l'Energie. Il s'agit d'un modèle dynamique récursif, incluant 8 régions et 8 secteurs, dont 5 concernant la production ou la transformation d'énergie. Le modèle est fondé sur un emboîtement de fonctions CES permettant des substitutions partielles ou complètes entre facteurs de production ; tous les secteurs de production sont supposés en compétition parfaite, sauf le secteur pétrolier, pour lequel le prix est fixé de manière exogène. Une part importante des modèles d'équilibre général encore utilisés aujourd'hui appartiennent à la « filiation » de ce modèle GREEN [7, 32, 68].

II.3.2. Les modèles pour les exercices de prospective

La prospective permet d'explorer le futur à partir de la connaissance du présent et du passé dans le but d'examiner les évolutions possibles en fonction des décisions prises et des actions

réalisées. Les modèles de prospective permettent d'évaluer une représentation de l'ensemble du système énergétique, tenant compte ou non des secteurs qui lui sont directement liés. A l'aide de ces modèles, il est possible d'étudier différentes questions relatives aux externalités du système, tels que les émissions de gaz à effet de serre, les objectifs de limitation d'augmentation de température, les utilisations d'eau dans les différents procédés énergétiques, etc [7, 68].

A la fin des années 1960, le Club de Rome s'est interrogé sur les bienfaits du progrès et a cherché à évaluer les conséquences de la croissance économique sur des domaines variés tels que l'écologie, l'éducation, la pauvreté ou encore les institutions politiques à l'aide d'une modélisation mathématique reposant sur la dynamique des systèmes. A cet effet, différentes simulations ont été réalisées à l'aide du modèle WORLD dans le but d'évaluer les conséquences des activités humaines, analyses qui ont débouché sur le rapport *Limits to Growth* en 1972. Ce rapport a permis de prendre conscience de la nécessité d'étudier les possibles évolutions futures au regard des impacts à très long terme générés par les différents flux physiques pris en compte dans le modèle WORLD.

Ce rapport a suscité une certaine émulation dans la communauté scientifique. Dans ce contexte, Nordhaus a notamment développé le modèle DICE, dérivé du modèle de croissance optimale de Ramsey, paradigme à l'origine des modèles dits « top-down ». En parallèle, une approche basée sur l'analyse d'activités (procédés) a conduit au développement des modèles dits « technologiques » (bottom-up) [53].

Il n'existe pas de modèle capable de répondre dans un seul formalisme à toutes les questions de prospective avec une approche cohérente et détaillée sur tous les aspects [Assoumou, 2006]. Ainsi les différents besoins et objectifs ont gouverné le développement de nombreux types de modèles énergétiques. 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 Bréchet, 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) [AIE, 1998] [Rotmans et Van Asselt, 2001] [CGP, 2002] [Assoumou, 2006].

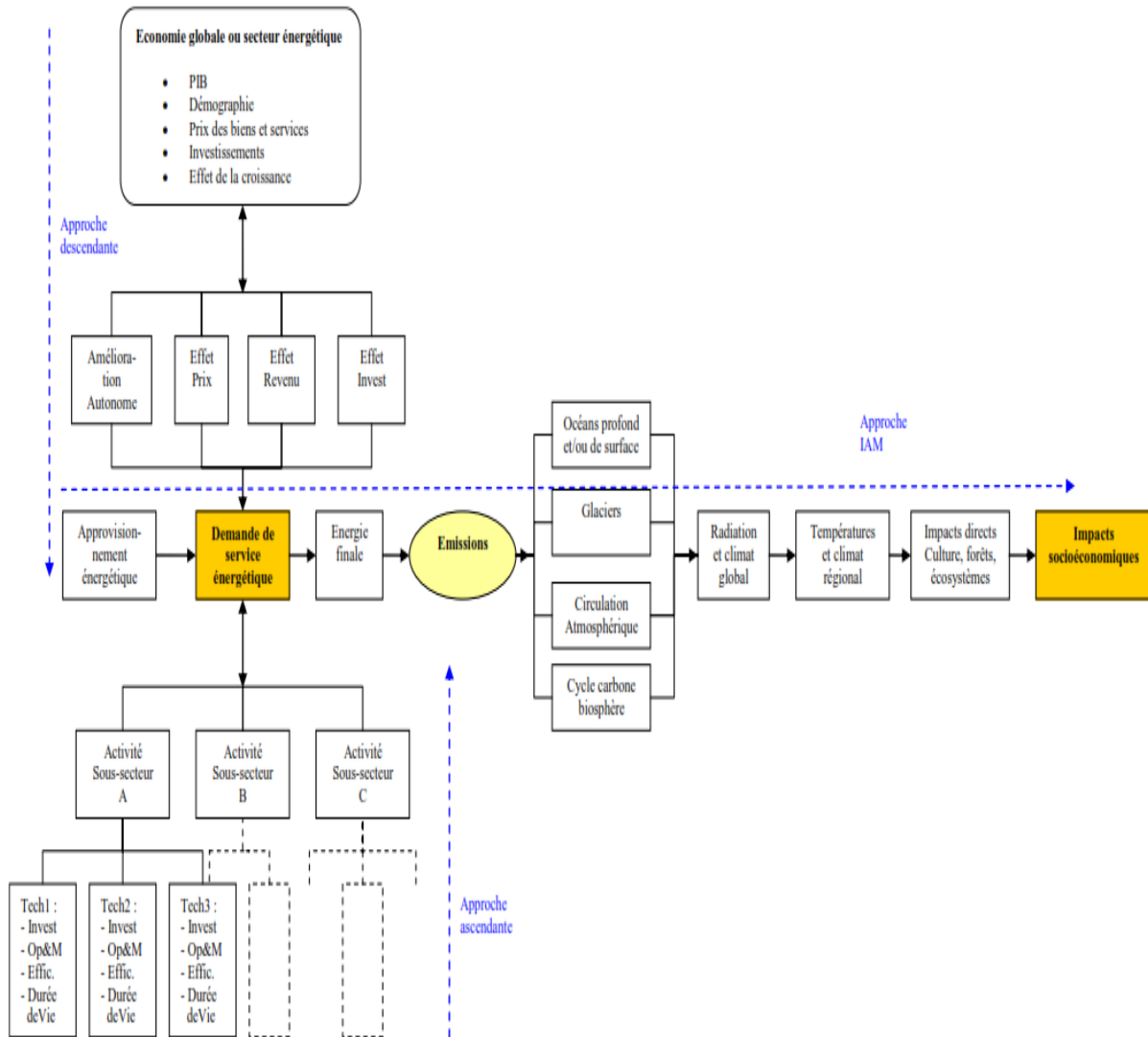
De nombreuses publications décrivent des classifications plus ou moins poussées de modèles ; la synthèse proposée dans ce paragraphe repose sur 4 références principales :

- Un rapport du plan sur l'effet de serre et la modélisation économique ;
- Le troisième rapport du GIEC ;
- Une publication de l'AIE sur les exercices de modélisation ;
- Un rapport de l'agence américaine de protection de l'environnement (EPA) sur le choix de plateformes de modélisation.

Elle présente quelques éléments utiles à la compréhension des différences entre modèles. L'approche climatique est peu détaillée dans les publications précédentes. La bibliographie sur

ce point est complétée par des publications supplémentaires. La structure ci-dessous tirée du document de l'AIE précité et complétée pour la dimension climatique par une publication de Parson et Fisher Vanden résume les différentes approches considérées [7, 32, 53, 68].

Figure. 2.2 : Schema explicative des approches “Bottom-Up” “Top-Down” et “IAM”.



Source : Assoumou. 2006. MODELISATION MARKAL POUR LA PLANIFICATION ENERGETIQUE LONG TERME DANS LE CONTEXTE FRANÇAIS. Ecole des Mines de Paris.

Les deux approches (TD) et (BU) ont en commun leur capacité d'analyser l'impact des différentes politiques telles que les coûts de la contrainte du dioxyde de carbone ou l'impact sur les choix technologiques effectués, suite par exemple, aux changements dans le prix des énergies [Berglund et al, 2006]. Les différences principales entre les deux approches seront revues en détail dans les sections qui suivent. La différence essentielle des deux approches réside dans la description technologique détaillée de la représentation du système énergétique pour l'approche Bottom-up, et la description théoriquement cohérente de l'économie générale pour l'approche Top-down [Löschel, 2002] [7].

II.3.2.1. Les modèles économiques et l'approche descendante (Top down)

En référence au cadre général précédent, cette famille de modèle s'attache à expliciter les liens entre l'énergie et l'activité économique. Les méthodes employées s'appuient sur différentes disciplines économiques : macroéconomie, économétrie, microéconomie. L'appellation « Top-down » traduit une perception du système énergétique à partir d'un nombre réduit de variables économiques agrégées [32].

Ces modèles sont caractérisés par leur haut niveau d'agrégation et prennent en considération les différents secteurs de l'économie, au sein desquelles des échanges de biens sont possibles [Le Henaff, 2005] [39].

Dans l'approche Top-down, on distingue essentiellement les modèles macro-économétriques et les modèles d'équilibre général calculables. De Tinbergen en 1937 [Armatte, 2005] (présentant le premier exemple de modèle macroéconomique complet) à Deleau et al (1986), les modèles macro-économétriques ont connu un essor important comme outils d'aide à la décision. Ils étaient largement utilisés pour guider les politiques économiques des pays développés. Ils sont conçus pour évaluer les impacts macro-sectoriels et budgétaires de politiques de stabilisation ou de stratégies de développement sectorielles. L'horizon de temps de ces modèles se limite à une dizaine d'années, car on considère que les structures économiques se modifient trop pour que les estimations économétriques gardent leur validité. Parmi les modèles macro-économétriques on cite les modèles de type HERMES ou NEMESIS développés en France par l'équipe ERASME [BFP, 2006].

Fondées sur une représentation Walrasienne de l'économie, les modèles d'équilibre général calculable (MEGC) traitent du couplage énergie-économie. Ces modèles reproduisent une économie à l'équilibre sur la base d'ajustement par les prix et les quantités sur les facteurs de production. Les modèles d'équilibre général calculable ont la fonction importante « d'appui aux exercices d'évaluation des coûts complets des politiques de long terme par la cohérence macro-économique qu'ils assurent, via la représentation des relations entre facteurs de production dans chaque secteur, des relations entre secteurs et celles assurant l'équilibre économique général, y compris dans les effets sur le commerce » [Finon, 2003]. On cite parmi les modèles d'équilibre général calculable, le modèle GEM E3 et le modèle GEMINI E3 [7].

II.3.2.2. Les modèles technologiques et l'approche ascendante (Bottom-Up)

Si l'on se réfère à nouveau au cadre global de l'analyse énergétique, l'approche ascendante s'intéresse aux composantes techniques du système énergétique. 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 [32]. On partira ici du nombre et du type de technologies utilisées, ainsi que des caractéristiques techniques d'utilisation pour définir la consommation d'énergie de chaque acteur ou secteur. Les avantages de ces modèles sont qu'ils permettent d'une part, de rendre compte des changements structurels au niveau technologique en faisant apparaître ou disparaître une technologie et ce choc sera répercuté dans

l'agrégat et d'autre part, de s'adapter à d'autres hypothèses (flexibilité) tout en générant des résultats facilement exploitables. On distingue deux approches qui sont les modèles d'optimisation et les modèles de simulation offre/demande.

Ce sont des modèles d'équilibre partiel dans le sens où seul (ici l'industrie par exemple) un secteur de l'économie est pris en compte alors que les interdépendances sectorielles sont très fortes. Ils négligent les effets de rétroaction possibles sur le reste de l'économie alors même que ces effets peuvent à leur tour affecter l'efficacité des politiques énergétiques. La prise en compte des agrégats économiques nécessite que l'on intègre un sous module macro-économique¹ à un modèle d'équilibre partiel ou que l'on réalise des couplages entre les modèles BU et les modèles TD. Parmi les modèles technico-économiques d'optimisation, nous pouvons en distinguer les modèles EFOM, MESSAGE, MARKAL, TIMES qui se caractérisent par le fait qu'ils minimisent (ou maximisent) une fonction « objectif » soumise à des contraintes (par exemple, les contraintes de disponibilité des technologies, contraintes de capacité...) et des hypothèses (par exemple, sur la demande) [Berglund et al, 2006]. Cette optimisation se fait au travers des méthodes mathématiques telles que la programmation linéaire afin de trouver l'optimum en un minimum d'opérations.

Les principales différences de caractéristiques, ainsi que le rôle principal et les limites associées à ces deux catégories de modèles dans leurs formes traditionnelles sont présentées dans le tableau qui suit. Rappelons que ces distinctions sont de moins en moins perceptibles avec le développement de modèles hybrides et intégrés [7, 32, 39, 69].

Tableau. 2.3 : Caractéristiques et rôles des deux principales familles de modèles Top-down et Bottom-up.

	Modèles ascendants (Bottom-up)	Modèles descendants (Top-down)
Bases de Données	Représentation explicite et détaillée des formes d'énergie et des technologies dans les secteurs énergétiques.	Représentation plus générale de l'offre et de la demande d'énergie dans les principaux secteurs économiques.
Approche	Flux énergétiques Approche technico-économique où les conditions de balance énergétique (offre = demande) sont maintenues dans tout le système	Flux monétaires Approche macroéconomique où les rétroactions économiques entre le secteur énergétique et les autres secteurs économiques sont pris en compte.
Équilibre	Équilibre partiel : secteur énergétique	Équilibre général : économie globale
Demande	Dirigé par la demande pour les services énergétiques, spécifiés de façon exogène par l'utilisateur.	L'utilisation de l'énergie est définie comme le résultat de l'équilibre économique.
Type	Les modèles d'optimisation Les modèles de simulation	Les modèles d'équilibre général Les modèles macro-économétriques Les modèles inputs-outputs
Exemple	EFOM (Commission européenne), MESSAGE (IIASA), MARKAL & TIMES (AIE, etc.), NEMS (US DOE), POLES (Commission européenne),	EPPA (MIT), GEM-E3 (Commission européenne), GMM (Oxford)

¹ On a le cas de MARKAL MACRO. Pour plus de détails [Loulou et al, 2004], [Bahn et al, 1997]

	MAED (AIEA), ISTUM (Colombie-Britannique)	
Approche hybride ou intégrée	Lien à des modules macro-économiques ou climatiques : MARKAL-MACRO, TIMES, NEMS, LEAP, ISTUM-CIMS	Avec description plus détaillée des secteurs énergétiques : MERGE, DICE, RICE, AIM
Rôle	Identifier la configuration optimale des systèmes énergétiques et mesurer les impacts technico-économique de la mise en œuvre de politiques	Évaluer l'impact des politiques sur l'économie globale et les variables macro-économiques telles que l'emploi et le produit national brut.
Limite	Limité au secteur énergétique pour l'analyse de politiques.	Limité à une analyse plus générale des politiques sur le secteur énergétique.

II.3.2.3. Les modèles IAM (Integrated Assesment Models) : approche climatique

Les modèles IAM (integrated assesment models) ont pour ambition, l'intégration de toute la chaîne des implications dans une approche que l'on peut qualifier de « puits à l'atmosphère ». Chaque dimension de la question est traitée à l'aide de modèles plus ou moins exhaustifs. L'intégration dans une seule et même approche de ces différents modèles constitue la force et aussi la principale faiblesse de cette catégorie de modèles. Comment réaliser l'intégration entre des domaines aussi variés, d'échelles de temps aussi différentes, et quel degré de simplicité choisir ? Les réponses apportées sont :

- ✓ Une suite de modèles indépendants, relativement complets et liés entre eux ;
- ✓ Une approche unique composée de formulations simples des modèles complets de départ [32].

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 [70].

II.3.3. Les modèles de prospective

Les enjeux énergétiques et climatiques dans le contexte de la globalisation économique sont à la base de la modélisation prospective. A la fin des années 1960, le Club de Rome s'est Interrogé sur les bienfaits du progrès et a cherché à évaluer les conséquences de la croissance économique sur des domaines variés tels que l'écologie, l'éducation, la pauvreté ou encore les institutions politiques a l'aide d'une modélisation mathématique reposant sur la dynamique des systèmes. A cet effet, différentes simulations ont été réalisées à l'aide du modèle WORLD dans le but d'évaluer les conséquences des activités humaines, analyses qui ont débouché sur le rapport Limits to Growth en 1972 [Limits to Growth. New American Library, 1972.]. Ce rapport a permis de prendre conscience de la nécessité d'étudier les possibles évolutions futures au regard des impacts à très long terme générés par les différents flux physiques pris en compte dans le modèle WORLD.

II.4. MARKAL Standard : Concepts et théorie

II.4.1. Résumé du modèle

MARKAL (MARKet ALlocation) est un formalisme d'optimisation développé sous l'égide de l'AIE au début des années 80 pour examiner l'impact sur le long terme de technologies (de production, de transformation et de demande) dans le secteur de l'énergie. C'est un « modèle » technologique d'optimisation [7, 32].

MARKAL représente à la fois l'offre d'énergie et la demande du système énergétique. MARKAL fournit aux décideurs et aux planificateurs du secteur public et privé des informations détaillées sur les technologies de production et de consommation d'énergie, et peut permettre de comprendre l'interaction entre la macroéconomie et la consommation d'énergie. En conséquence, ce cadre de modélisation a contribué à la planification énergétique nationale et locale et à l'élaboration de stratégies d'atténuation du carbone. La famille de modèles MARKAL est unique, bénéficiant d'une application dans une grande variété de contextes et d'un soutien technique mondial de la communauté internationale de recherche.

La mise en œuvre dans plus de 40 pays et par plus de 80 institutions, y compris les pays développés, les pays en transition et les pays en développement indique une grande acceptabilité [2, 70, 28].

II.4.2. MARKAL : vue d'ensemble

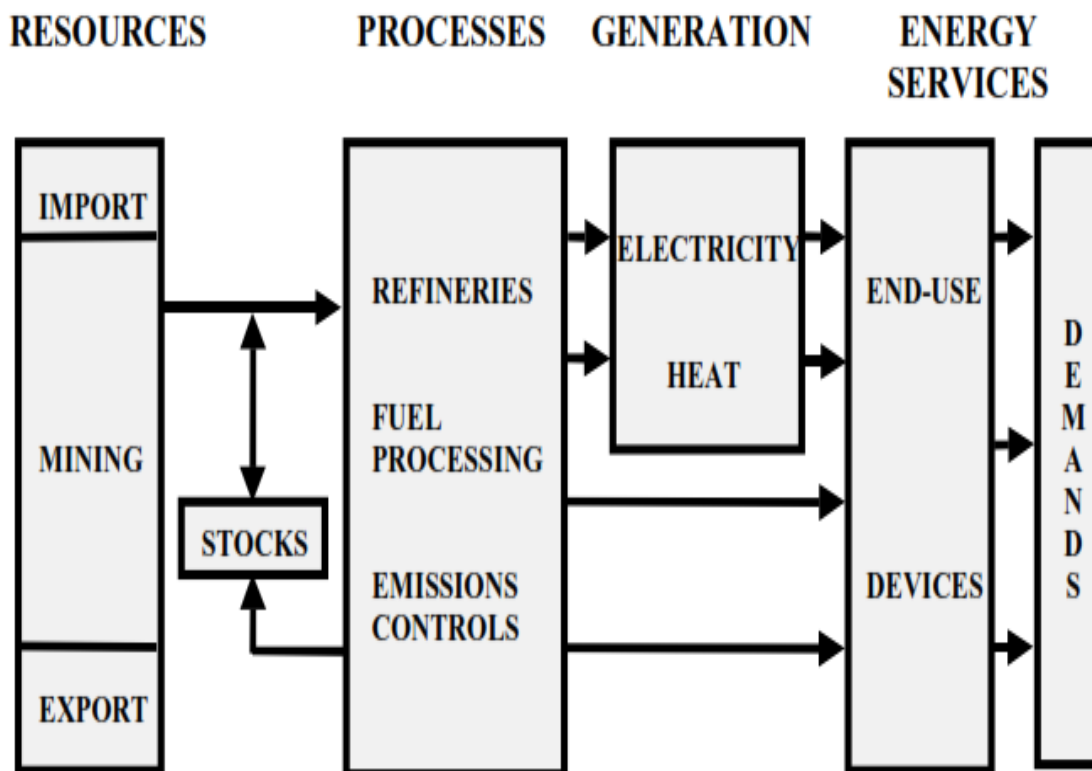
Comme pour la plupart des modèles de systèmes énergétiques, les vecteurs énergétiques dans le modèle MARKAL interconnectent la conversion et la consommation d'énergie. Ce réseau défini par l'utilisateur inclut tous les supports d'énergie impliqués dans des fournitures primaires (par exemple l'extraction minière, l'extraction pétrolière, etc.), la conversion et le traitement (par exemple des centrales électriques, des raffineries, etc.) et la demande d'utilisation finale de services énergétiques (par exemple, chaudières, automobiles, conditionnement de locaux résidentiels, etc.).

La demande de services énergétiques peut être désagrégée par secteur (par exemple, résidentiel, manufacturier, transport et commercial) et par des fonctions spécifiques au sein d'un secteur (par exemple, climatisation, chauffage, éclairage, eau chaude, etc.). Les blocs de construction illustrer dans la Figure ci-dessus représentent ce réseau, dénommé Système énergétique de référence (SER).

La démarche d'optimisation utilisée dans la solution du modèle sélectionne à partir de chacune des sources, des vecteurs d'énergie et des technologies de transformation pour donner la solution la moins coûteuse soumise à une variété de contraintes. L'utilisateur définit les coûts technologiques, les caractéristiques techniques (par exemple, l'efficacité de la conversion) et les demandes de services énergétiques. Grâce à cette approche intégrée, les technologies de l'offre sont adaptées à la demande de services énergétiques. La spécification des nouvelles technologies, qui consomment moins d'énergie ou de carbone, permet à l'utilisateur d'explorer les effets de ces choix sur les coûts totaux du système, les changements dans le mélange de

carburant et de technologie et les niveaux de gaz à effet de serre et autres émissions. Par conséquent, MARKAL est très utile pour comprendre le rôle de la technologie dans les efforts d'atténuation du carbone et d'autres paramètres de planification du système énergétique. Différentes contraintes peuvent être appliquées à la solution la moins coûteuse. Ces contraintes englobent celles liées à une représentation cohérente du système énergétique, Tels que l'équilibrage des entrées et sorties d'énergie, Utilisation des capacités installée, Remplacement de la capacité dépensée par de nouveaux investissements et satisfaction de la demande. En outre, les questions environnementales ou politiques, dans ce modèle Les émissions de gaz à effet de serre peuvent être examinées de plusieurs façons comprenant Des limites d'émissions sectorielles ou à l'échelle du système sur une base annuelle ou cumulative dans le temps. Alternativement, l'imposition d'une taxe sur le carbone ou d'une autre structure tarifaire pourrait être modélisée si on le désire. En conséquence, divers coûts pour le carbone peuvent être générés pour différents niveaux de réductions d'émissions. De cette façon, les configurations technologiques futures sont générées et peuvent être comparées. Si des contraintes sont également imposées aux types de technologies et aux taux de pénétration², la configuration de l'ensemble du système énergétique changera. Dans tous les cas, MARKAL produira la solution la moins coûteuse répondant aux contraintes prévues.

Figure. 2.3 : Blocs de construction MARKAL.



Source : Assoumou, 2006. MODELISATION MARKAL POUR LA PLANIFICATION ENERGETIQUE LONG TERME DANS LE CONTEXTE FRANÇAIS. Ecole des Mines de Paris.

² Calcul en pourcentage du rapport entre le nombre d'éléments d'une population sensibilisés (utilisateurs) par les caractéristiques d'un produit

Le tableau suivant donne un aperçu de la famille de modèles MARKAL actuelle. A quelques exceptions près, les versions individuelles sont additionnelles et peuvent être utilisées en combinaison les unes avec les autres, le cas échéant. Dans certains cas cependant, les caractéristiques sont mutuellement exclusives car elles représentent différentes techniques de modélisation qui répondent aux mêmes besoins. Par exemple, MACRO / MICRO s'adaptent aux changements de niveaux de demande qui répondent aux variations des prix de l'énergie. Cependant, comme chacune de ces versions a un développement théorique sous-jacent différent, elles ne peuvent pas être utilisées ensemble.

L'approche collaborative de MARKAL pour le développement de modèles est mise en œuvre à travers une architecture ouverte fournie par le Système général de modélisation algébrique (GAMS, voir Brooke et al. 1992). Bien que la théorie et les mathématiques qui sous-tendent le modèle soient complexes, les utilisateurs de MARKAL peuvent travailler efficacement avec le modèle sans maîtriser complètement les méthodes de calcul employées. Ce but est atteint grâce à l'utilisation d'une coque de support : Le Windows based ANSWER, développé par ABARE (Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics). ANSWER est implémenté dans Visual Basic. Les données et les résultats d'entrée MARKAL sont stockés dans des bases de données MS-Access, avec des routines d'importation et de sortie flexibles (par exemple, basées sur des fichiers Excel).

Tableau 2.4 : Vue d'ensemble de la famille du modèle MARKAL.

Version	Type du modèle	Brève description
MARKAL	PL	Modèle standard. Demande d'énergie exogène. (Fishbone et al. 1983)
MARKAL-MACRO	PNL	Couplage au modèle macro économique, demande énergétique endogène. (Hamilton et al., 1992)
MARKAL-MICRO	PNL	Couplage au modèle micro économique, demande énergétique endogène, sensible aux variations de prix. (Regemorter et Goldstein, 1998)
MARKAL-ED (MED)	PL	Comme MARKAL-MICRO mais avec une représentation linéaire par étapes de la fonction de demande (Loulou et Lavigne, 1996)
MARKAL Avec plusieurs régions	PNL	Liens entre MARKAL-MED et MARKAL-MACRO spécifiques à plusieurs pays, y compris le commerce des permis d'émission. (Bahn et al., 1998)
MARKAL avec flux de matières	PL	Outre les flux d'énergie (électricité, chaleur), les flux de matières et le recyclage des matériaux peuvent être modélisés dans le SER. (Gielen et al., 1998)
MARKAL avec des incertitudes	PS	Programmation stochastique. Seulement avec le modèle standard. (Ybema et al., 1998)
MARKAL- ETL	MIP	Apprentissage technologique endogène Basée sur l'apprentissage-by doing curve Diminution des coûts spécifiques en fonction de l'expérience accumulée. (Barreto et Kypreos, 1999)

II.4.3. Résumé des éléments clés de MARKAL

Le modèle énergétique de MARKAL est constitué de producteurs et de consommateurs de vecteurs d'énergie. MARKAL, comme la plupart des modèles d'équilibre économique calculables, suppose des marchés parfaitement concurrentiels pour les vecteurs d'énergie³ - les producteurs maximisent les bénéfices et les consommateurs maximisent leur utilité collective. Il en résulte un équilibre entre l'offre et la demande qui maximise l'excédent net total (c'est-à-dire la somme des excédents des producteurs et des consommateurs), à noter aussi que le modèle MARKAL peut toutefois s'écarter des hypothèses de marché parfaitement concurrentielles en introduisant des hypothèses spéciales telles que les limites à la pénétration technologique, la vitesse d'introduction des nouvelles technologies, les taux d'actualisation spécifiques aux agents, etc.

Sur le plan opérationnel, un circuit MARKAL configure le système énergétique (d'un ensemble de régions) sur un certain horizon de temps de manière à minimiser le coût total net (ou maximiser de façon équivalente l'excédent total net) du système, tout en satisfaisant un certain nombre de contraintes. MARKAL est généralement dirigé de manière dynamique, c'est-à-dire que toutes les décisions d'investissement sont prises à chaque période avec la pleine connaissance des événements futurs. En plus des périodes de temps (chacune habituellement de 5 à 10 ans), MARKAL reconnaît trois saisons (Hiver, Été, Intermédiaire) et deux divisions diurnes (Jour, Nuit). Ces divisions de temps aboutissent à six tranches de temps. Les tranches de temps ne sont reconnues que pour les technologies produisant de l'électricité (saisonnière et diurne) ou à basse température (saisonnière), qui peuvent ne pas être facilement stockées et nécessitent donc une désagrégation de temps plus fine que les autres vecteurs d'énergie. En conséquence, ces deux vecteurs d'énergie sont désagrégés en 6 ou 3 fois respectivement pendant chaque période de temps. En outre, une exigence de pointe est imposée pour ces deux vecteurs d'énergie, ce qui oblige à installer suffisamment de capacité supplémentaire pour répondre au pic de demande.

II.4.3.1. L'horizon temporel

L'horizon de temps est divisé en un nombre de périodes temporels choisis par l'utilisateur, chaque période ayant le même nombre d'années défini par l'utilisateur. Dans MARKAL, chacune des années appartenant à une période donnée est considérée comme identique. En d'autres termes, si chaque période a 5 ans, toute entrée ou sortie de modèle liée à la période (t) s'applique à chacune des 5 années de cette période. De même, Les flux d'énergie et les niveaux d'émissions indiqués dans les résultats représentent les flux annuels pour chacune des 5 années comprises dans une période. L'exception importante est que les investissements de la période sont supposés se produire au début de chaque période Avec la capacité installée qui en résulte disponible pendant toute cette période.

³ Un vecteur d'énergie, également noté dans ce manuscrit comme source d'énergie ou sous forme d'énergie, Est une matière dans le système d'énergie contenant de l'énergie utilisable et utilisé comme tel soit pour produire un autre support d'énergie.

La période initiale est une période antérieure, sur laquelle le modèle n'a aucune liberté et pour lequel les quantités d'intérêt sont toutes fixées par l'utilisateur à leurs valeurs historiques. Cet étalonnage à une période initiale est l'une des tâches importantes requises pour la mise en place d'un modèle MARKAL. Les principales variables à étalonner sont : les capacités et les niveaux de fonctionnement de toutes les technologies, ainsi que les quantités extraites, exportées et importées pour tous les vecteurs d'énergie. Les niveaux d'émission associés sont également validés. Il faut noter aussi que l'étalonnage de la période initiale influence également les décisions du modèle sur plusieurs périodes futures, puisque le profil des capacités existantes (résiduelles) est fourni sur la durée de vie restante des technologies à et après la période initiale. Comme ces technologies sont déjà en place, le modèle ne doit pas prendre de décision d'investissement ; Seules les décisions d'exploitation et d'entretien doivent être prises. À cet égard, le modèle est libre de cesser d'utiliser la capacité existante de certaines technologies, si une telle décision réduit le coût total.

II.4.3.2. Le concept du SER

La modélisation technico-économique consiste à :

- ✓ Demandes, Qui représentent les services énergétiques (par exemple, le chauffage des locaux, les véhicules-kilomètres parcourus, les tonnes de production d'acier) qui doivent être satisfaits par le système ;
- ✓ Les sources d'énergie (mines ou importations), qui représentent des méthodes d'acquisition de divers supports énergétiques ;
- ✓ Sinks (Éviers), qui représentent les exportations ;
- ✓ Technologies (également appelées processus), qui transforment un support Autre forme ou dans un service énergétique utile ;
- ✓ Les produits de base, comprenant des vecteurs d'énergie , de services énergétiques, de matériaux et d'émissions qui sont produites ou consommées par les sources d'énergie, les exportations, les technologies et les demandes.

Les limites structurelles du SER sont constituées des services énergétiques et des sources d'énergie, qui sont spécifiées non pas comme hypothèses fixes, mais comme courbes d'offre (pour les sources d'énergie) et courbes de demande (pour les services énergétiques). Dans le temps, les limites sont la période initiale (quand le système initialement existant est décrit), et la fin de l'horizon (quand les capacités restantes sont évaluées) [2, 7, 28, 32, 53, 68, 70].

II.5. Le modèle TIMES : Concepts et théorie

TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) est un générateur de modèle technico-économique de systèmes énergétiques locaux, nationaux ou multirégionaux, qui disposent d'une base technologique riche pour apprécier les dynamiques énergétiques à long terme. Il a

été mis au point afin d'analyser et évaluer les possibles conséquences de différentes orientations énergétiques, environnementales ou législatives avec une représentation explicite et détaillée des technologies et des types d'énergies. Il est généralement appliqué à l'analyse d'un secteur énergétique global, mais peut aussi être appliqué à l'étude en détail d'un secteur unique (e.g. l'électricité). Il maximise pour chaque période spécifiée, le surplus global (surplus consommateurs plus producteurs) en respectant les contraintes imposées [39].

La portée du modèle s'étend au-delà des questions purement énergétiques, à la représentation des émissions environnementales et aussi aux matériaux liés au système énergétique. En outre, le modèle est admirablement adapté à l'analyse des politiques énergétiques de l'environnement, qui peuvent être représentés avec précision grâce à l'explicitation de la représentation des technologies et des carburants dans tous les secteurs.

Dans TIMES - comme dans son ancrage MARKAL - les quantités et les prix des divers produits sont en équilibre, c'est-à-dire leurs prix et quantités à chaque période sont tels que les fournisseurs produisent exactement les quantités demandées par les consommateurs. Cet équilibre à la propriété que l'excédent total est maximisé.

Le formalisme d'optimisation MARKAL a été développé au début des années 1980 par l'ETSAP, un programme mis en place par l'AIE. TIMES est le successeur de MARKAL, bénéficiant de sa logique et des fonctionnalités du modèle Energy Flow Optimization Model (EFOM). TIMES combine les fonctionnalités de MARKAL (l'allocation de capacité) et d'EFOM (les flux de commodités). L'acronyme TIMES correspond à un générateur de modèle écrit en langage GAMS (General Algebraic Modeling System). Il s'agit d'un ensemble d'équations décrivant l'optimisation du système énergétique en fonction des données renseignées par l'utilisateur de façon générique (fichiers.mod). Un solveur mathématique est utilisé par la suite pour résoudre ce problème de minimisation sous contrainte du coût total actualisé du système énergétique. C'est au travers de l'interface VEDA (Versatile Data Analysis) que l'utilisateur renseigne l'ensemble des données au moyen de classeurs Excel. Toutefois, seuls les paramètres prédéfinis par le formalisme TIMES peuvent être considérés via l'interface VEDA. Cette interface génère par la suite les fichiers de données compatibles pour GAMS (fichiers.dat) et ne permet donc pas de renseigner des variables et paramètres supplémentaires.

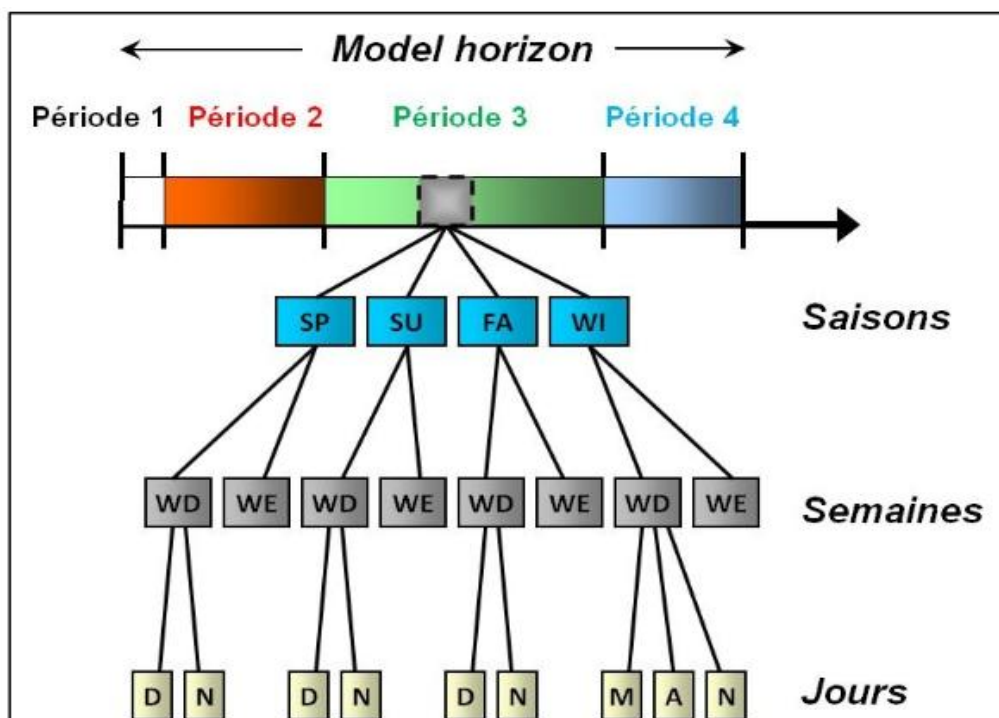
Comme on vient de le mentionner ci-dessous TIMES est le successeur des anciens générateurs MARKAL et EFOM, en ayant les mêmes fonctionnalités que ses prédécesseurs, avec de nouvelles fonctionnalités facilitant ainsi la compréhension des systèmes. Il représente une nouvelle amélioration de ces anciens modèles en offrant une plus grande flexibilité.

Les fonctionnalités additionnelles qui ne sont pas présentes dans MARKAL et EFOM (du moins dans leur état premier de développement) :

- ✚ Des intervalles de périodes de temps variables : dans TIMES, on a une liberté totale dans la définition des intervalles des périodes de l'horizon de temps à l'opposé de MARKAL où ils étaient fixés.

- ✚ **Découplage des données** : Cette fonctionnalité simplifie énormément la maintenance de la base de données du modèle et procure une plus grande flexibilité au modélisateur. En effet, toutes les données d'entrée du modèle sont spécifiées indépendamment des périodes de temps du modèle. Ainsi, on peut aisément changer les intervalles de période de temps sans pour autant modifier les données d'entrée du modèle. Cela n'était pas le cas dans MARKAL car on doit fournir le profil de la capacité résiduelle pour toutes les technologies existantes à l'année de référence et sur toutes les périodes dans lesquelles cette capacité reste disponible. Dans TIMES, il suffit juste de déclarer la capacité résiduelle à l'année de base et le modèle calcule automatiquement la capacité qui reste dans les différentes périodes de la modélisation. (Amélioration indispensable avec la possibilité de découpage temporel libre).
- ✚ **Flexibilité des sous-périodes** : L'électricité et la chaleur sont les deux seules commodités à posséder des sous périodes dans MARKAL et sont définies rigoureusement (six sous périodes pour l'électricité et trois pour la chaleur). Par contre, dans TIMES, tous les produits et procédés peuvent posséder leur propre subdivision périodique (selon le leur spécificité intrinsèque).

Figure.2.4 : Subdivision périodique dans le modèle TIMES.



Source : Assoumou. 2006. MODELISATION MARKAL POUR LA PLANIFICATION ENERGETIQUE LONG TERME DANS LE CONTEXTE FRANÇAIS. Ecole des Mines de Paris.

- ✚ **Les procédés** : Dans MARKAL, les procédés peuvent différer dans la spécification de leurs paramètres. C'est le cas des procédés d'usage final qui ne disposent pas de variable activité, ou les procédés de ressources qui n'ont pas de variable d'investissement. Ils sont rigides par définition. A l'inverse, dans TIMES, chaque procédé a les mêmes caractéristiques de base. De plus, ils sont définis avec une entière flexibilité. Par

exemple, considérons une chaudière pouvant consommer trois combustibles différents et dont le rendement dépend du combustible consommé. Dans MARKAL, il faut définir quatre procédés, un pour chaque combustible et un dernier pour les coûts d'investissement et les autres paramètres, alors qu'il suffit juste d'un seul procédé dans TIMES.

- ✚ Une représentation plus réaliste et plus précise des investissements.
- ✚ Possibilité de représenter les coûts et les phases de construction et de démantèlement.

TIMES est un modèle d'équilibre partiel en ce sens qu'un seul marché est étudié, isolément des autres. Cela implique deux choses : d'une part, qu'une modification des conditions d'offre et de demande sur ce marché ne modifie pas les autres marchés et, d'autre part, qu'une modification des conditions sur les autres marchés n'influence pas le marché étudié « Ceteris Paribus ». Ainsi le modèle TIMES électricité ne prend pas en compte les effets de rétroaction possibles sur le reste de l'économie. La prise en compte du reste de l'économie nécessite soit que l'on intègre un sous-module macroéconomique (le cas pratique de MARKAL-MACRO) [Loulou et al, 2004] [Bahn et al, 1997], soit que l'on réalise des couplages avec des modèles « top-down » (le cas du couplage GEMINI E3/MARKAL) [Pignon et Le Henaff, 2005] [7, 32, 39, 69, 71].

II.5.1. L'utilisation du modèle TIMES

Le modèle TIMES est particulièrement adapté à l'exploration de futures énergétiques possibles sur la base de scénarios contrastés. Étant donné les longs horizons simulés avec TIMES, l'approche scénario est vraiment le seul choix (alors qu'à court terme, les méthodes économétriques peuvent fournir des projections utiles). Les scénarios, contrairement aux prévisions, ne présupposent pas la connaissance des principaux moteurs du système énergétique. Au lieu de cela, un scénario consiste en un ensemble d'hypothèses cohérentes sur les trajectoires futures de ces moteurs conduisant à une organisation cohérente du système étudié. Un scénariste doit donc soigneusement tester les hypothèses faites pour la cohérence interne, via un scénario crédible [7, 69, 71].

Dans TIMES, un scénario complet se compose de quatre types d'entrées : Demandes de services énergétiques, potentiel de ressources primaires, établissement de politiques et description de l'ensemble des technologies. Nous présentons maintenant quelques commentaires sur chacune de ces quatre composantes [39].

II.5.1.1. Les entrées du modèle TIMES

II.5.1.1.1. La demande

On dit que le système énergétique du modèle TIMES est « piloté » par définition par la demande à satisfaire. C'est-à-dire que cette demande exogène va engendrer l'évolution du système représenté. L'estimation de la demande future en énergie repose sur la spécification d'un

ensemble de déterminants appelés drivers ou déterminants de la demande associés à des élasticités pour chaque période. On fait un choix de scénario cohérent pour chacun des drivers. Ils sont obtenus via des sources externes (par « dire d'experts », données statistiques de l'ONS). Ces drivers sont généralement la population, le produit intérieur brut (PIB), la production sectorielle (valeur ajoutée, mesure physique)...etc. D'autres indicateurs peuvent être pris en compte tels que la croissance de la Chine dans la production d'acier en Europe ou le Monde par exemple.

Une fois les drivers définis, les courbes de demande s'obtiennent via ces derniers affectés de leur élasticité selon la formule ci-dessous :

$$\textit{Demande} = \textit{Driver}^{\textit{Elasticité}}$$

Les demandes sont fournies dans le scénario de référence. Cependant, il est probable que la demande soit affectée lorsqu'on a des scénarii alternatifs (e.g. une contrainte sur les émissions de CO₂, des changements de données et/ou caractéristiques des technologies). TIMES peut estimer la réponse de la demande aux variations de conditions des scénarii alternatifs. Et pour cela, le modèle requiert d'autres entrées comme les élasticités de la demande à leurs propres prix. Le modèle est ainsi capable de réajuster de manière endogène les nouvelles demandes.

En résumé : les composantes du scénario de demande TIMES se composent d'un ensemble d'hypothèses sur les drivers (PIB, population, ménages) et sur les élasticités des demandes et à leurs propres prix.

II.5.1.1.2. L'offre

L'offre constitue le deuxième pilier des entrées du modèle. Il constitue l'ensemble des scénarii de prix et/ou de réserves disponible des différentes ressources primaires et matières premières qui seront consommées à travers le système énergétique de référence. Ainsi, à travers ce composant, on notifie les évolutions futures des prix et/ou réserves disponibles des différents types d'énergie et de matières premières nécessaires. Il inclue aussi les possibilités d'échanges interrégionaux, intersectoriels.

Ces scénarii de demande, de prix sont exogènes. En outre pour les prix, ils proviennent pour la plupart d'autres modèles de type « top-down ». Il convient de noter que la composante de l'offre comprend également l'identification des possibilités de négociation, lorsque les montants et les prix des produits négociés sont déterminés de façon endogène (dans les limites imposées).

Il convient de noter que la composante de l'offre comprend également l'identification des possibilités de négociation, lorsque les montants et les prix des produits négociés sont déterminés de façon endogène (dans les limites imposées).

II.5.1.1.3. Définition des politiques énergétiques

Dans la mesure où certaines politiques ont un impact sur le système énergétique, elles peuvent faire partie intégrante de la définition de scénario. Par exemple, un scénario sans politique peut

parfaitement ignorer les émissions de divers polluants, tandis que d'autres scénarios politiques peuvent imposer des restrictions d'émissions ou des taxes sur les émissions, etc. La nature technologique détaillée de TIMES permet de simuler une grande variété de micro-mesures (p. Ex. Des portefeuilles technologiques ou des subventions ciblées à des groupes de technologies) et des objectifs politiques plus larges (comme la taxe générale sur le carbone ou le système de permis sur les contaminants atmosphériques). Un exemple plus simple pourrait être une politique nucléaire qui limite la capacité future des centrales nucléaires. Un autre exemple pourrait être l'imposition de taxes sur les carburants, de subventions industrielles, etc [39, 69, 71].

II.5.1.1.4. La composante technico-économique d'un scénario TIMES

Le quatrième et dernier constituant d'un scénario est l'ensemble des paramètres techniques et économiques supposés pour la transformation des ressources primaires en services énergétiques. Dans TIMES, ces paramètres techno-économiques sont décrits sous la forme de technologies (ou processus) qui transforment certains produits en autres (combustibles, matériaux, services énergétiques, émissions). Dans TIMES, certaines technologies peuvent être imposées et d'autres peuvent simplement être disponibles pour le modèle à choisir. L'accent mis sur la base de données technologique est l'un des principaux facteurs distinctifs de la classe des modèles Bottom-up, auxquels TIMES appartient. D'autres classes de modèles tendront à mettre l'accent sur d'autres aspects du système (par exemple les interactions avec le reste de l'économie) et traiteront le système technique d'une manière plus succincte via des fonctions de production d'agrégats.

Remarque : deux scénarios peuvent différer dans tous ou dans seulement certains de leurs composants. Par exemple, le même scénario de demande peut très bien conduire à de multiples scénarios en faisant varier les potentiels et / ou les politiques et / ou politiques de ressources primaires, dans la mesure où les hypothèses du scénario alternatif ne modifient pas les entrants de base de la demande (drivers et élasticités). Le scénariste doit toujours faire attention à la cohérence globale des différentes hypothèses faites sur les quatre composantes d'un scénario.

II.5.1.2. Le système énergétique de référence (RES)

Le système énergétique décrit le chemin des ressources primaires à travers les différentes étapes suivantes : transformation, transport, stockage et distribution des commodités jusqu'à ce qu'elles soient consommées par les procédés finaux de demande ou exportées [39].

Le système énergétique de référence représente le fonctionnement de TIMES sur la base de deux composantes que sont les technologies et les commodités [39] :

- Les Technologies :

Elles permettent de transporter, consommer, émettre ou transformer des commodités. Elles représentent généralement les turbines, les cogénérateurs, les chaudières, les procédés d'extraction de charbon, les procédés de fabrication industrielle ...etc.

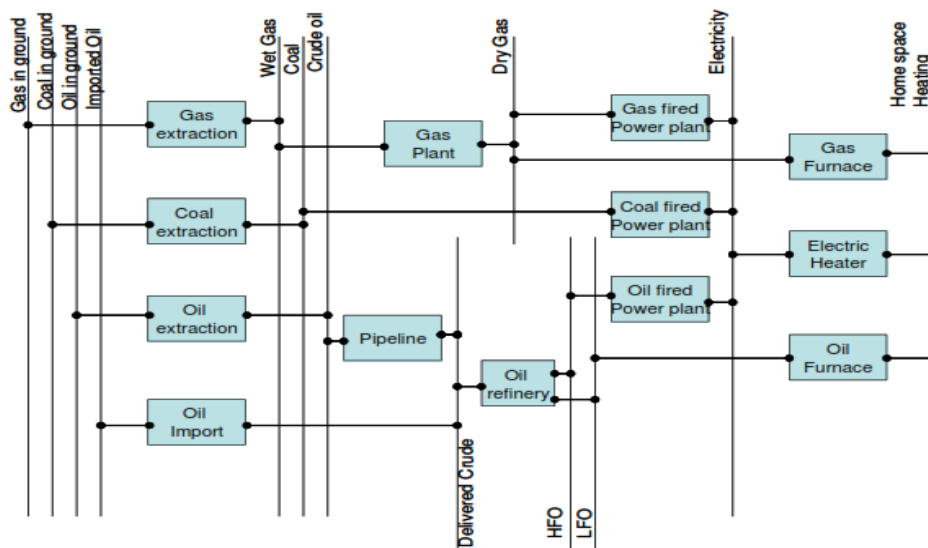
- ✓ PRE : procédés énergétiques génériques (production et transformation d'énergie)
 - ✓ PRW : procédés de fabrication de matières (selon le poids)
 - ✓ PRV : procédés de fabrication de matières (selon le volume)
 - ✓ ELE : procédés de production d'électricité
 - ✓ HPL : procédés de production de chaleur
 - ✓ CHP : procédés de cogénération
 - ✓ REF : procédés de raffinage
 - ✓ DMD : procédés de demande
 - ✓ IRE : procédés pour les import/export
 - ✓ MISC : procédés divers
- Les commodités :

Elles correspondent aux énergies primaires (gaz, fioul...etc.), aux services énergétiques, aux matières premières ou aux émissions et chacune dans l'unité définie par le modélisateur. Elles sont représentées par les lignes verticales,

Les flux de commodités sont représentés par des liens entre les technologies et les flux de commodités. Ce sont les flux d'entrée et de sorties des technologies, et représentent les lignes horizontales reliant les commodités aux technologies.

La figure qui suit représente une petite partie d'un SER contenant une demande de service d'énergie unique, à savoir le chauffage de locaux résidentiels. Il existe trois technologies de chauffage des locaux à usage final qui utilisent respectivement le gaz, l'électricité et le mazout (matières premières). Ces vecteurs d'énergie sont eux-mêmes produits par d'autres technologies, représentées sur le diagramme par une usine de gaz, trois centrales électriques (charbon alimenté au gaz, pétrole) et une raffinerie de pétrole. Pour compléter la chaîne de production de l'énergie primaire, le diagramme représente également une source d'extraction du gaz naturel, une source d'extraction du charbon et deux sources de pétrole brut (une extraite au pays puis transportée par pipeline et l'autre importée). Ce simple SER a un total de 13 produits et 13 processus. Notez que dans le RES chaque fois qu'une marchandise pénètre / quitte un processus (via un flux particulier), son nom est modifié (par exemple, le gaz humide devient gaz sec, le brut devient le pétrole brut). Cette règle simple permet aux interconnexions entre les processus d'être correctement Maintenus dans tout le réseau [71].

Figure. 2.5 : Vue partielle d'un système d'énergie de référence simple (Tous les arcs sont orientés de gauche à droite).



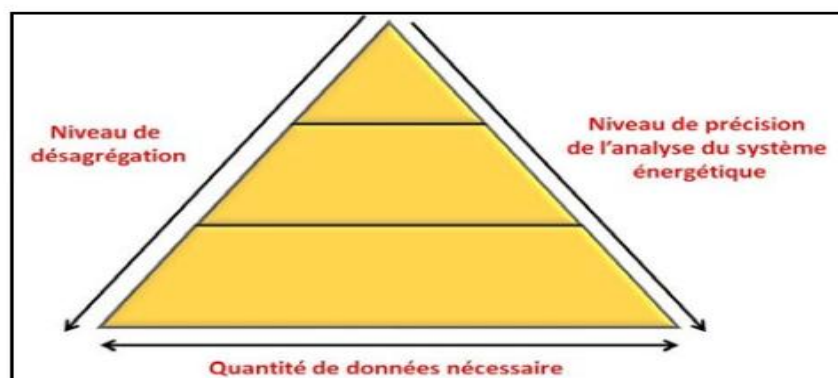
Source : Assoumou. 2006. MODELISATION MARKAL POUR LA PLANIFICATION ENERGETIQUE LONG TERME DANS LE CONTEXTE FRANÇAIS. Ecole des Mines de Paris.

II.5.1.3. Présentation des attributs du modèle TIMES (paramètres)

TIMES a certains attributs qui ne sont pas disponibles dans MARKAL. Plus important encore, certains attributs correspondent à de nouvelles fonctionnalités puissantes qui confèrent à TIMES une flexibilité supplémentaire.

Cette partie permet de bien mettre en exergue l'importance des données dans la précision de représentation du système énergétique de façon générale pour tous secteurs. En effet, l'intégration de tous ces paramètres permet d'obtenir une représentation affinée et détaillée du système énergétique de référence dans le modèle TIMES. Le niveau de détail de cette représentation dépend fortement du niveau de désagrégation (approche « bottom-up ») considéré, qui lui dépend de la disponibilité de la base de données. Ainsi, plus la base de données sera conséquente, plus le système énergétique sera détaillé.

Figure. 2.6 : Pyramide sur le niveau de précision du système énergétique dans le modèle TIMES.



Source : Assoumou. 2006. MODELISATION MARKAL POUR LA PLANIFICATION ENERGETIQUE LONG TERME DANS LE CONTEXTE FRANÇAIS. Ecole des Mines de Paris.

II.5.1.3.1. Les paramètres associés aux technologies

On distingue quatre types de paramètres associés aux technologies pour une représentation adéquate dans TIMES :

- Les paramètres techniques :

Qui incluent la capacité installée ou l'activité, le rendement, le facteur de disponibilité de la technologie, l'intensité de consommation des commodités (par unité d'activité), la part des énergies par unité d'activité et la durée de vie technique. On peut agir sur certains de ces paramètres (rendement, entrées et sorties des commodités,...) pour donner plus de flexibilité au procédé.

- Les paramètres économiques :

Ce sont les différents coûts des procédés : coûts d'investissements, coûts d'opération et de maintenance. On y inclut la durée de vie économique⁴ qui permet de définir la durée d'amortissement du coût d'investissement, ainsi que le taux d'actualisation spécifique⁵ (pour le calcul des annualités du coût d'investissement) du procédé.

- Les paramètres inhérents aux orientations stratégiques :

Il s'agit des paramètres à rajouter pour définir l'orientation de la politique énergétique dans le modèle. Ce sont les taxes, les subventions, les quantités de polluants émis...

- Les paramètres de limitations :

(maximale UP, minimale LO, fixe FX) : Ils permettent de borner la capacité, l'activité ou le coût d'investissement des procédés.

II.5.1.3.2. Les paramètres associés aux commodités

Pour les commodités, on peut classer les paramètres qui leur sont associés en trois catégories :

- Les paramètres techniques :

Permettent de suivre celles-ci. On a le rendement spécifique à chacune d'elles, ou leur part maximale ou minimale dans leur consommation dans une technologie.

- Les paramètres économiques :

Incluent essentiellement les taxes et les subventions que l'on peut mettre en place sur la production des commodités.

⁴ La durée de vie économique peut différer de la durée de vie technique dans la définition des paramètres d'un procédé dans TIMES.

⁵ Le taux d'actualisation spécifique au procédé peut différer du taux d'actualisation général utilisé dans le calcul de la fonction objectif qu'on verra dans la suite.

- Paramètres d'orientations stratégiques :

Mettent des bornes sur la production des commodités, ou sur leurs importations ou exportations.

II.5.1.3.3. Les paramètres attachés à l'ensemble du SER

Ces paramètres comprennent les facteurs de conversion monétaire (dans un modèle multirégional), Des définitions de tranches de temps spécifiques à une région, un taux d'actualisation général spécifique à une région et une année de référence pour calculer le coût total actualisé (fonction objectif). En outre, certains commutateurs contrôlent l'activation de la procédure d'interpolation de données ainsi que des caractéristiques de modèle spéciales à utiliser [39, 71, 72].

II.6. Formulation mathématique du modèle TIMES

TIMES est un générateur de modèle linéaire d'analyse d'un système technico économique basé sur le paradigme de la programmation linéaire. Il consiste à minimiser une fonction-objectif soumise à un ensemble de contraintes. La fonction objectif ainsi que toutes les contraintes sont exprimés à l'aide de fonctions linéaires d'un ensemble d'inconnus appelés variables de décisions [39].

Le problème linéaire généré par TIMES est décrit dans un langage spécifique issu d'un modeleur (GAMS dans notre cas) permettant la formalisation du programme. Ce problème d'optimisation sera ensuite résolu par un logiciel de résolution performant⁶ dédié à la programmation linéaire. La solution du problème (maximum du surplus total) donne les valeurs de toutes les variables de décision sur l'horizon de travail [39, 69].

La formulation du problème d'optimisation est basée sur trois composantes principales :

- ✓ La fonction objectif (critère à maximiser ou minimiser) ;
- ✓ Les variables de décision (les inconnus), ou quantités endogènes, déterminée par l'optimisation ;
- ✓ Les contraintes (équations ou inéquations impliquant les variables de décision qui doivent être satisfaites par la solution).

Le programme linéaire décrit dans cette section est beaucoup simplifié, car il ignore de nombreuses exceptions et complexités qui ne sont pas essentielles pour une compréhension de base du modèle [69].

⁶ Pour plus de détails, Cf. The Solver Manual of the GAMS A USER'S GUIDE, Anthony Brooke, David Kendrick, Alexander Meeraus, and Ramesh Raman, December 1998.

II.6.1. Optimisation du système énergétique

Afin de réaliser un calcul d'équilibre énergétique à tous les niveaux du système, l'utilisateur doit fournir des estimations des demandes d'énergie finale des différents secteurs (agriculture, commerce, résidentiel, industrie et transport) pour chaque région, constituant ainsi un cas de référence. Il doit également fournir les capacités résiduelles des installations existantes, les caractéristiques des technologies futures, les nouvelles ressources d'énergie primaire et leur potentiel. Ces données sont ensuite converties en matrices, correspondant à un problème de programmation linéaire dont la fonction objectif est la minimisation sous contrainte du cout total actualisé, ce qui se traduit par les équations 6.1 et 6.2. L'optimum correspond au cheminement technologique qui minimise le cout total du système énergétique de référence tout en satisfaisant les demandes finales, et ce, sur l'ensemble de la période modélisée. TIMES est un modèle dynamique : les investissements réalisés à la période t sont faits en connaissance des demandes futures des périodes $t + 1, t + 2$ etc. Pendant la phase d'optimisation, le modèle reconstitue à chaque période la courbe d'offre en hiérarchisant les moyens de production par ordre de cout croissant, en considérant une situation de concurrence parfaite. Il conserve également la possibilité de limiter les activités et/ou capacités de certaines technologies au moyen de contraintes ou de taxes.

$$\min(CX) \quad (6.1)$$

$$\text{Sous Contrainte } \begin{cases} AX \geq b \\ EX \geq dem \end{cases} \quad (6.2)$$

L'équation 6.1 est la fonction objectif, le cout total actualisé (tenant compte de l'ensemble des couts, la matrice C et des variables de décision, le vecteur (X)). Les équations 6.2 correspondent aux contraintes. La première regroupe des contraintes techniques et de limites de capacité ou d'activité (spécifiées par l'utilisateur) traduite par la matrice A et le vecteur b , la seconde tient compte du respect de la demande suivant la matrice E et le vecteur dem qui reprend l'ensemble des demandes. La résolution du problème d'optimisation délivre pour chaque période, les valeurs des variables de décision et le cout marginal associé à chaque contrainte [53].

II.6.2. Les indices

Les variables, les paramètres et les équations relatifs au formalisme TIMES utilisent les indices suivants :

- ✓ $r \in R$: r indique la région de l'ensemble R comprenant toutes les régions spécifiées ;
- ✓ $t \in T$: indique la période ; t correspond à la période de l'ensemble T comprenant toutes les périodes renseignées
- ✓ $v \in V$: v indique l'année de l'investissement (vintage) de l'ensemble V (lorsqu'une technologie n'est pas définie dans l'ensemble $V, t = v$),

- ✓ $p \in P$: p correspond à la technologie (process) de l'ensemble P comprenant toutes les technologies spécifiées,
- ✓ $c \in C$: c correspond à la commodité de l'ensemble C comprenant toutes les commodités définies, (forme énergétique, matière, émission, demande).

$s \in S$: Sous-période ; s correspond à la time-slice (tranche horaire) de l'ensemble S comprenant toutes les tranches horaires définies par l'utilisateur (si aucun découpage par time-slice n'a été défini pour une commodité ou une technologie, elle est alors définie par défaut de façon annuelle) [7, 39, 69, 70].

II.6.3. Les Variables de décisions

Comme nous l'avons souligné précédemment, les variables de décisions représentent les inconnus et donc les choix faits par le modèle pour aboutir à l'optimum. Les variables de décision utilisées dans le modèle TIMES sont :

- ✚ NCAP(r,v,p) : C'est la nouvelle capacité ajoutée (investissement) pour la technologie p , sur la période v et la région r . Pour la plupart, l'unité est le PJ/an pour les technologies énergétiques, million de tonnes ou d'euros par an (Mt/an ou M€/an) pour les technologies de production et le GW pour les installations électriques etc.
- ✚ CAP(r,v,t,p) : C'est la capacité installée de la technologie p , en région r et période t (éventuellement v). Il s'agit de la capacité totale disponible sur la période t en considérant la capacité résiduelle disponible au début de l'horizon ainsi que les investissements réalisés avant et pendant cette période et pour lesquelles la durée de vie n'est pas atteinte.
- ✚ CAPT(r,t,p) : C'est la capacité totale installée de la technologie p , en région r et période t . Elle est définie que si une contrainte de borne ou spécifique est spécifiée pour les technologies.
- ✚ ACT(r,v,t,p,s) : C'est le niveau d'activité de la technologie p , en région r et période t (éventuellement v et s).
- ✚ FLOW(r,v,t,p,c,s) : C'est la quantité de commodité c consommée ou produite par la technologie p , en région r et période t (éventuellement v et s). Cette variable confère plus de flexibilité pour la modélisation des technologies dans TIMES en permettant de définir des procédés flexibles avec des flux entrants et sortants non liés de manière rigide aux niveaux d'activité.
- ✚ SIN(r,v,t,p,c,s) et SOUT(r,v,t,p,c,s) : quantité de la commodité c stockée ou déchargée (en PJ) par la technologie p , dans la région r , à la période t à la tranche horaire s (et de façon optionnelle pour une période de construction v).
- ✚ TRADE(r,t,p,c,s,imp) et TRADE(r,t,p,c,s,exp) : C'est la quantité de commodité c achetée (imp) (resp. vendue (exp)) par la région r à travers la technologie p d'importation (resp. exportation) sur la période t (éventuellement s).

- ✚ $D(r,t,d)$: C'est la demande à satisfaire pour les usages finaux de la région r sur la période t .

Autres variables : TIMES a un certain nombre de variables liées aux produits qui ne sont pas strictement nécessaires, mais conviennent à des fins de reporting et / ou pour l'application de certaines limites à celles-ci. Des exemples de telles variables sont : la quantité totale produite d'une marchandise (COMPRD), ou la quantité totale consommée d'une marchandise (COMCON) [7, 39, 69].

II.6.4. La fonction-objectif de TIMES : coût total du système actualisé

L'objectif du modèle généré par TIMES est de maximiser un surplus total (somme des surplus du consommateur et du producteur). Cette maximisation de surplus est transformée en une minimisation de coût par un changement de signe qui représente le coût total du système. La fonction-objectif du modèle généré par TIMES est la minimisation du coût total du système, augmenté d'un coût inhérent à la perte du bien-être provenant de la réduction de la demande. Tous les éléments de coûts sont actualisés à une année de base définie.

Les composantes du coût du système sont exprimées pour chaque année de l'horizon d'étude (et même pour certaines années hors horizon) contrairement aux contraintes et variables qui sont liées à une période. Ce choix permet d'avoir une représentation plus réaliste des flux de paiements effectués dans le système énergétique.

Pour chaque année, le coût total inclut les éléments suivants :

- Coûts d'investissement pour installer une technologie ;
- Coûts annuels fixes ⁷ et variables ⁸ d'Opération et de Maintenance (O&M) de la technologie ;
- Coûts inhérents aux importations exogènes ;
- Revenues provenant des exportations exogènes ;
- Les valeurs résiduelles des capacités encore installées à la fin de l'horizon d'étude;
- Taxes et subsides associés aux flux de commodités, activités et investissements ;

Les diverses possibilités offertes par la modélisation sous TIMES permettent une description plus précise et plus réaliste des profils de coût à l'inverse de MARKAL. Ci-dessous, nous limitons notre description en montrant la façon dont les éléments de coût sont intégrés dans la fonction-objectif :

- Les coûts d'investissements sont transformés en annuités calculées pour chaque année de l'horizon d'étude.

⁷ Les coûts fixes sont les coûts qui sont proportionnels à la capacité.

⁸ Les coûts variables sont les coûts proportionnels à l'activité. Il s'agit des coûts variables d'opération et de maintenance : la main-d'œuvre directe, les matières premières, l'énergie...etc.

- La valeur résiduelle des investissements reste active à la fin de l'horizon de temps, cette valeur est calculée et assignée à l'année suivant la fin de l'horizon de temps.
- Les autres coûts cités ci-dessus, qui sont tous des coûts annuels, sont ajoutés au coût de capital annualisé auquel on soustrait la valeur résiduelle.
- TIMES calcule alors pour chaque région une Valeur Actuelle Nette de l'ensemble des coûts annuels, actualisée par rapport à une année de référence. Ces coûts actualisés sont ensuite agrégés, par région, en un seul coût total, constituant ainsi la fonction-objectif à minimiser.

$$NPV = \sum_{r \in R} \sum_{y \in YEARS} (1 + d_{r,y})^{REFYR-Y} * ANNCOST(r,y)$$

- NPV : est la valeur actuelle du coût total pour toutes les régions ;
- ANNCOST(r,y) est le coût total annuel de la région r pour l'année y ;
- $d_{r,y}$: Le taux d'actualisation général ;
- REFYR correspond à l'année de référence pour l'actualisation ;
- YEARS est l'ensemble des années du modèle pour lesquelles on a des coûts ;
- R l'ensemble des régions.

II.6.5. Contraintes

Dans le modèle TIMES, la minimisation du coût total actualisé se fait sous un grand nombre de contraintes (appelées aussi équations du modèle). On définit ces contraintes dans le but d'exprimer des liens logiques et physiques qui doivent être satisfaits afin d'obtenir une meilleure représentation du système énergétique associé [Loulou et al, 2005]. En cas de non satisfaction d'une contrainte, la résolution des équations est impossible.

Il existe trois types de contraintes : une contrainte de satisfaction de la demande, des contraintes techniques (limites de fonctionnement, accumulation des capacités entre les différentes périodes etc.) et des contraintes additionnelles spécifiées par l'utilisateur. Les contraintes techniques sont nombreuses et seules celles considérées comme étant les plus importantes pour notre étude sont décrites ci-après :

❖ Satisfaction de la demande :

Cette première contrainte est un cas particulier de l'équilibre des flux énergétiques (Equation 6.3). Elle permet d'assurer qu'à chaque période, la production des technologies de demande soit supérieure ou égale à chacune des commodités de demande (énergies ou services énergétiques).

❖ Equilibre des flux énergétiques :

La contrainte d'équilibre des flux énergétiques assure pour chaque période que la somme des productions de chaque commodité (importations, productions minières, sorties des technologies précédentes dans le cheminement énergétique de référence, sortie des technologies de stockage) soit supérieure ou égale à la somme des consommations (exportations, entrées des technologies

suivantes dans le cheminement énergétique, entrée des technologies de stockage) (Equation 6.3).

$\forall r \in R, \forall v \in V, \forall t \in T, \forall s \in S, \forall c \in C :$

$$\begin{aligned} & \eta(r, t, c, s) \left(\sum_{\substack{p \text{ in } P, \\ c \in \text{OUT}(p)}} (\text{FLOW}(r, v, t, p, c, s) + \text{stg_eff}(r, v, p) * \text{SOUT}(r, v, t, p, c, s) \right. \\ & \quad \left. + \sum_{\substack{p \text{ in } P \\ c \in \text{IMP}(p)}} \text{TRADE}(r, t, p, c, s, \text{imp}) + \sum_{p \in P} \text{release}(r, t, p, c) * \text{NCAP}(r, v, p) \right) \\ & \geq \sum_{\substack{p \in P, \\ c \in \text{IN}(p)}} (\text{FLOW}(r, v, t, p, c, s) + \text{SIN}(r, v, t, p, c, s)) + \sum_{\substack{p \in P, \\ c \in \text{EXP}(p)}} \text{TRADE}(r, t, p, c, s, \text{exp}) \\ & + \sum_{p \in P} \text{SINK}(r, t, p, c) * \text{NCAP}(r, v, p) + \text{comdz}(r, v, p) * \text{dem}(r, c, t) \end{aligned} \quad (6.3)$$

Où :

- $\text{IN}(p)$ et $\text{OUT}(p)$ correspondent aux ensembles des commodités entrantes et sortantes de la technologie p ,
- $\text{EXP}(p)$ et $\text{IMP}(p)$ correspondent aux ensembles des commodités exportées et importées via la technologie p ,
- $\eta(r; t; c; s)$ est le rendement global de transmission de la commodité c dans le système,
- $\text{Stg_eff}(r; v; p)$ est l'efficacité de la technologie de stockage p ,
- $\text{release}(r; t; p; c)$ est la quantité de commodité c récupérée par unité de capacité de la technologie p démantelée,
- $\text{sink}(r; t; p; c)$ est la quantité de la commodité c requise par unité de nouvelles capacités de la technologie p ,
- $\text{comdz}(r; s; c)$ est la durée de la tranche horaire s , relative a la commodité c (pour les commodités ayant un découpage temporel par défaut - annuel - $\text{comdz}(r,s,c) = 1$),
- $\text{dem}(r; c; t)$ Correspond à la commodité de demande c .

Accumulation des capacités inter-périodes :

L'équation de transfert de capacité permet, à chaque période, d'assurer la cohérence des capacités installées (Equation 6.4). Elle prend en compte pour chaque technologie, les investissements réalisés avant et durant cette période t et toujours accessibles (dont la durée de vie - life - n'est pas déjà écoulée) et les capacités résiduelles existantes dues à des investissements qui ont été réalisés avant la première période de modélisation, pour des technologies qui existent toujours à la période t (resid). La capacité existante et son profil

d'évolution au cours des différentes périodes sont des données exogènes et donc renseignées par l'utilisateur.

$$\forall r \in R, \forall t \in T, \forall p \in P,$$

$$CAP(r, t, p) = \sum_{\substack{t' \leq t \\ t-t' < life(r, t', p)}} (NCAP(r, t', p)) + (r, t, p) \quad (6.4)$$

Limites de fonctionnement :

Etant donné que le modèle TIMES comprend à la fois des variables d'activité (ACT) et des variables de flux de commodités (FLOW), il est nécessaire de lier ces deux types de variables. L'équation (5.5) permet de lier les niveaux d'activité d'une technologie p aux flux des commodités entrantes ou sortantes de cette technologie par un facteur de conversion $actflo$ (généralement égal à 1). Il est donc nécessaire (pour une technologie connaissant de multiples entrées et/ou sorties) d'identifier le groupe de commodités qui définit son activité : PCG (primary commodity group) qui représente un sous-ensemble des commodités entrantes et sortantes de la technologie, et constitue soit un groupe de vecteurs énergétiques, soit un groupe de matériaux, soit un groupe d'émissions de gaz à effet de serre.

$$\forall r \in R, \forall v \in V, \forall t \in T, \forall p \in P, \forall s \in S$$

$$ACT(r, v, t, p, s) = \sum_{c \in PCG} \left(\frac{FLOW(r, v, t, p, c, s)}{actflo(r, v, p, c)} \right) \quad (6.5)$$

A chaque période, le modèle peut utiliser tout ou partie de la capacité installée d'une technologie p , tant qu'il respecte le facteur de disponibilité af (Availability factor) défini par l'utilisateur. Ce facteur de disponibilité, af peut être défini de façon équivalente pour l'ensemble des tranches horaires ($af = 0$ durant les tranches horaires nocturnes pour le solaire) ou peut être défini de façon annuelle et l'on utilisera alors la notation afa ($afa = 0.85$ pour une centrale nucléaire). Pour minimiser le coût total actualisé, le modèle peut donc ne pas utiliser certaines capacités pendant certaines tranches horaires ou périodes. Ainsi l'équation (6.6) empêche le modèle d'avoir une activité relative à une tranche horaire s supérieure à ce que peut réellement produire la capacité disponible et ce, pour chaque technologie p à une période t pour une période de construction v dans la région r .

$$\forall r \in R, \forall v \in V, \forall t \in T, \forall p \in P, \forall s \in S,$$

$$ACT(r, v, t, p, s) \leq af(r, v, t, p, s) * capunit(r, p) * dz(r, s) * CAP(r, v, t, p) \quad (6.6)$$

Où :

- $capunit(r, p)$, correspond au facteur de conversion entre les unités de capacité et d'activité (généralement égal à 1 à l'exception des centrales électriques),
- $dz(r, s)$, équivaut à la durée de la tranche horaire s .

Réserve d'électricité de pointe : réserve de capacités pendant la période de plus forte demande

Cette contrainte est définie pour des commodités ayant un découpage temporel suivant différentes tranches horaires.

La contrainte (6.7) impose que la capacité totale de toutes les technologies produisant une commodité c pendant une période t dans chaque région r , soit supérieure à la puissance moyenne appelée pendant la timeslice s de plus forte demande, augmentée d'un pourcentage défini pour chaque commodité c (facteur de réserve de pic réserve). Généralement, la tranche horaire concernée est renseignée par l'utilisateur qui peut cependant ne définir aucune tranche horaire en imposant alors au modèle de trouver lui-même celle qui a la plus forte demande. Il est donc possible de moduler la demande tout en satisfaisant cette équation de contrainte. L'équation (6.7) permet donc de surdimensionner le système en assurant une marge de sécurité pour faire face aux possibles aléas.

$\forall r \in R, \forall t \in T, \forall c \in C, \forall s \in S,$

$$\begin{aligned} & \sum_{p \in P | c \in PCG(p)} \text{capunit}(r, p) * \text{peak}(r, t, p, c, s) * dz(r, s) * \text{CAP}(r, v, t, p) * \text{actflo}(r, v, p, c) \\ & + \sum_{p \in P \setminus P | c \in PCG(p)} \text{peak}(r, t, p, c, s) * \text{FLOW}(r, v, t, p, c, s) + \text{TRADE}(r, t, p, c, s, \text{imp}) \\ & \geq (1 + \text{reserve}(r, t, c, s)) (\sum_{p \in P | p \text{ consuming } c} \text{FLOW}(r, v, t, p, c, s) + \\ & \text{TRADE}(r, t, p, c, s, \text{exp})) \end{aligned} \quad (6.7)$$

Le paramètre $\text{peak}(r, t, p, c, s)$ représente la fraction de la capacité de la technologie p dans la région r pour une période t et une commodité c (électricité ou chaleur) qui peut participer au pic de demande. Il varie d'une technologie à une autre : pour l'électricité, la valeur est généralement unitaire pour les centrales classiques elle est comprise entre 0,2 et 0,3 pour les productions renouvelables intermittentes (éolienne et solaire). Dans la version d'origine de TIMES, ce paramètre dépend non pas de la période étudiée t mais de la période de construction v . Si l'on cherche à interdire certaines centrales de production électrique de participer à ce surdimensionnement, il est nécessaire de modifier ce paramètre. Par exemple, l'étude de scénarios d'origine 100 % renouvelable nécessite d'empêcher la participation de centrales utilisant des énergies fossiles au surdimensionnement. Le paramètre et l'équation de pic ont été modifiées pour tenir compte non pas de l'indice v mais de t (Equation 6.7).

Dans TIMES, généralement, les demandes d'électricité introduites dans le modèle correspondent à une journée moyenne pour chaque période. Cela signifie que la capacité totale du système électrique doit être supérieure à la plus forte demande, augmentée d'un certain pourcentage pour prévenir les événements aléatoires de production ou de consommation. Cette contrainte additionnelle permet de réaliser un surdimensionnement de la capacité installée au vue de la plus forte demande. Bien que cette contrainte permette de tenir compte d'un besoin de surdimensionnement du système électrique, cette contrainte s'apparente uniquement à un

problème statique. En effet, tous les aspects dynamiques de la fiabilité du réseau ne sont pas représentés dans le modèle.

Contraintes additionnelles spécifiées par l'utilisateur :

Différents scénarios peuvent être spécifiés par l'utilisateur, ce qui permet d'intégrer des contraintes sur les quantités disponibles de ressources fossiles mais également des bornes de capacité ou d'activité pour certaines technologies. D'autres contraintes comme des limites d'émission, des ratios de production issue de ressources renouvelables, peuvent également être définies [39, 69].

II.7. Comparaison entre le modèle TIMES et les modèles MARKAL : Similitudes

Les modèles TIMES et MARKAL partagent le même paradigme de modélisation de base. Les deux modèles ont une représentation de la technologie utilisées qui est explicite, les modèles dynamique d'équilibre partiel des marchés de l'énergie. Dans les deux cas, l'équilibre est obtenu en maximisant l'excédent total des consommateurs et des fournisseurs via la programmation linéaire. Les deux modèles partagent également la fonction dite multirégionale, qui permet au modélisateur de construire des instances géographiquement intégrées (même globales).

Ces similarités constituent l'épine dorsale du paradigme commun. Cependant, il existe également des différences significatives dans les deux modèles, que nous décrivons maintenant. Ces différences n'affectent pas le paradigme fondamental commun aux deux modèles, mais plutôt certaines de leurs caractéristiques et propriétés techniques.

II.7.1. TIMES caractéristiques non en MARKAL

✚ La variabilité de la longueur des périodes de temps :

MARKAL a des périodes de temps fixes. Cependant, TIMES permet à l'utilisateur de définir des longueurs de période de manière complètement flexible. Il s'agit là d'une différence majeure entre les modèles, qui exige une redéfinition complète des équations mathématique de la plupart des contraintes du modèle TIMES et de la fonction objective TIMES.

La caractéristique de durée variable est très utile dans deux cas : d'abord si l'utilisateur souhaite utiliser une seule année comme période initiale (pratique à des fins d'étalonnage) et la seconde lorsque l'utilisateur envisage de longs horizons, où les premières périodes peuvent être décrites dans Certains détails par des périodes relativement courtes (par exemple 5 ans), tandis que le plus long terme peut être regroupé en quelques périodes avec de longues durées (peut-être 20 ans ou plus).

✚ Découplage de données :

Cette caractéristique quelque peu méconnue ne confère pas de pouvoir supplémentaire à TIMES, mais elle simplifie grandement la maintenance de la base de données du modèle et permet à l'utilisateur une grande souplesse dans la modification de la nouvelle définition de l'horizon de planification. Dans TIMES, toutes les données d'entrée sont spécifiées par l'utilisateur indépendamment de la définition des périodes de temps utilisées pour une exécution de modèle particulière. Toutes les données d'entrée dépendantes du temps sont spécifiées par l'année dans laquelle les données s'appliquent. Le modèle s'occupe ensuite de faire correspondre les données avec les périodes, chaque fois que cela est nécessaire. Si nécessaire, les données sont interpolées (ou extrapolées) par le code de préprocesseur du modèle pour fournir des points de données aux périodes de temps requises pour l'exécution du modèle en cours. De plus, l'utilisateur contrôle l'interpolation et l'extrapolation de chaque série temporelle.

La règle générale du découplage des données s'applique également aux données passées: alors que dans MARKAL, l'utilisateur devait fournir les profils résiduels de capacité pour toutes les technologies existantes au cours de la période initiale et pendant les périodes où la capacité reste disponible, tandis que TIMES fournit à l'utilisateur des informations techniques Et les données sur les coûts sur ces dernières années lorsque les investissements ont effectivement eu lieu, et le modèle se charge de calculer la quantité de capacité qui reste dans les différentes périodes de modélisation. Ainsi, les données passées et futures sont traitées essentiellement de la même manière dans TIMES. Un cas où la fonction de découplage des données simplifie énormément la gestion du modèle est lorsque l'utilisateur souhaite modifier la période initiale et / ou la longueur des périodes. Dans TIMES, il n'y a essentiellement rien à faire, sauf déclarer les dates des nouvelles périodes. Dans MARKAL, un tel changement représente un effort beaucoup plus important nécessitant une révision substantielle de la base de données.

✚ Flexibilité des time slices et procédés de stockage :

Dans MARKAL, seules deux commodités ont des tranches de temps : l'électricité et la chaleur à basse température, et leurs tranches de temps sont rigoureusement définies (six tranches de temps pour l'électricité et trois pour la chaleur). Dans TIMES, toutes commodités et chaque processus peut avoir ses propres tranches de temps choisies par l'utilisateur. Ces tranches de temps flexibles sont divisées en trois groupes : saisonnier (ou mensuel), hebdomadaire (jour de la semaine vs week-end) et quotidien (jour / nuit), où tout niveau peut être élargi (contracté) ou omis. La flexibilité des tranches de temps dans TIMES est soutenue par des processus de stockage qui «consomment» les produits en une fois et les libèrent à un autre. MARKAL ne prend en charge que l'entreposage quotidien (électricité). Notez que de nombreux paramètres TIMES peuvent être dépendants de la tranche de temps (comme le facteur de disponibilité (AF), l'efficacité de base (FLO_FUNC), etc.).

✚ Généralités du processus :

Dans les procédés MARKAL dans différents secteurs du SER, ils sont dotés de différents (données et équations mathématique) propriétés. Par exemple, les processus d'utilisation finale n'ont pas de variables d'activité (l'activité est alors assimilée à la capacité) et les processus

sources n'ont pas de variables d'investissement. Dans TIMES, chaque processus a les mêmes caractéristiques de base, qui sont activées ou non uniquement par spécification de données.

✚ Processus flexibles :

Dans MARKAL, les processus sont par définition rigides, à l'exception de certains procédés spécialisés qui permettent des sorties flexibles (telles que quelques raffineries ou des CHP à turbine de sortie), et ainsi les sorties et les entrées sont dans des proportions fixes les unes avec les autres. Dans TIMES, la situation est inversée et chaque processus commence par être entièrement flexible, à moins que l'utilisateur ne spécifie certains coefficients pour lier rigidement les entrées aux sorties. Cette fonctionnalité permet de mieux modéliser de nombreux processus de la vie réelle en tant que technologie unique, où MARKAL exige plusieurs technologies (ainsi que des produits fictifs) pour obtenir le même résultat. Un exemple typique est celui d'une chaudière qui accepte l'un des 3 combustibles liquides comme entrée, mais dont l'efficacité dépend du combustible utilisé. Dans MARKAL, pour modéliser cette situation, il faut quatre processus (un par combustible possible plus un coût de l'investissement et d'autres paramètres), plus un carburant fictif. Dans TIMES un processus est suffisant, et aucun combustible artificiel n'est nécessaire. Notez également que TIMES a un certain nombre de paramètres qui limitent la part d'entrée de chaque carburant, alors que dans MARKAL, l'imposition de telles limites exige que l'utilisateur doit définir plusieurs contraintes utilisateur.

✚ Investissement et démantèlement durée et coûts :

Les nouveaux paramètres TIMES permettent à l'utilisateur de modéliser la phase de construction et de démonter les installations qui ont atteint leur fin de vie. Il s'agit des délais d'exécution liés à la construction ou au démantèlement des installations, des coûts d'immobilisation pour le démantèlement et des frais de surveillance pendant le délai de démontage. Comme MARKAL, il existe également la possibilité de définir des flux de matières premières consommées au moment de la construction, ou libérés au moment du démantèlement, permettant ainsi la représentation de l'énergie du cycle de vie et la comptabilisation des émissions.

✚ Procédés vintagés et paramètres age-dépendants :

Les variables associées aux processus vintagés déclarés par l'utilisateur utilisent à la fois la période p et la période v vintage (dans laquelle de nouveaux investissements sont réalisés et des données d'entrée associées sont obtenus). L'utilisateur indique qu'un processus doit être modélisé comme un processus vintagé en utilisant un paramètre vintage spécial. Notez que dans MARKAL le vintage est possible uniquement pour les périphériques à demande (pour lesquels il n'y a pas de variable d'activité) ou par la définition de plusieurs répliques d'un processus, chaque réplique étant un vintage différent. Dans TIMES, le même nom de processus est utilisé pour tous les vintages du même processus.

En outre, certains paramètres peuvent être spécifiés pour avoir des valeurs différentes en fonction de l'âge du processus. Dans la version actuelle de TIMES, ces paramètres incluent les facteurs de disponibilité, les rapports de flux d'entrée / sortie (équivalent à l'efficacité) et le coût

fixe. À la fin, les deux modèles utilisent des expressions mathématiques équivalentes pour représenter un processus flexible. Seulement TIMES réduit l'effort de l'utilisateur au minimum, alors que MARKAL exige que l'utilisateur définisse manuellement les multiples processus, les combustibles fictifs et les contraintes d'utilisateur.

La représentation du vintage comme un index séparé permet d'éliminer une confusion commune qui existait dans MARKAL, à savoir la confusion du vintage avec l'âge d'un processus. Par exemple, si l'utilisateur définit un coût annuel pour une voiture égale à 10 en 2005 et seulement 8 en 2010, cette diminution ne s'appliquerait pas seulement aux voitures achetées en 2010, mais aussi aux voitures achetées en 2005 et plus tôt lorsqu'elles atteindront l'année 2010 période. Plusieurs autres paramètres pourraient, en principe, être définis comme étant dépendants de l'âge, mais de telles extensions n'ont pas encore été mises en œuvre.

✚ Variables liées aux commodités :

MARKAL a très peu de variables relatives aux commodités de base, à savoir exportations / importations et émissions. TIMES a un grand nombre de variables liées aux commodités, telles que : la production totale, la consommation totale, mais aussi des variables spécifiques représentant les flux de marchandises entrant ou sortant de chaque processus. Cela permet à l'utilisateur d'avoir de nombreuses «poignées» pour mettre des limites, et des coûts sur les produits de base.

✚ Plus précis et une représentation réaliste des coûts d'investissement :

Dans MARKAL, chaque investissement est supposé être payé dans son intégralité au début d'une certaine période. Dans TIMES, le calendrier des paiements d'investissement est assez détaillé. Pour les grandes installations (par exemple, une centrale nucléaire), le capital est progressivement établi par tranches annuelles sur le temps de construction de l'installation et, en outre, le paiement de chaque incrément est échelonné sur la durée de vie économique de l'installation. Pour les petits procédés (par exemple, une voiture), l'expansion de la capacité est supposée se produire régulièrement chaque année plutôt que dans une seule grande masse et les paiements sont donc également répartis dans le temps. En outre, lorsqu'une période de temps est assez longue (c'est-à-dire plus longue que la durée de vie de l'investissement), TIMES a un mécanisme automatique pour répéter l'investissement plus d'une fois au cours de la période. Ces caractéristiques permettent une représentation beaucoup plus fluide (et plus réaliste) du flux de dépenses en capital dans TIMES que dans MARKAL. De plus, dans TIMES, tous les taux d'actualisation peuvent être définis comme dépendants du temps, tandis que dans MARKAL, les taux d'actualisation généraux et technologiques sont constants dans le temps.

✚ Équations climatiques :

TIMES possède maintenant un ensemble de variables et d'équations qui diogénisent la concentration de CO₂ et calculent également le forçage radiatif et la variation de température globale résultant des émissions de GES et de l'accumulation dans l'atmosphère [69, 71, 72].

II.8. Conclusion

Nous avons dans cette partie, présenté les différentes caractéristiques essentielles du générateur de modèle TIMES, en simplifiant quelque peu la description de certaines équations plus complexes du fait de la souplesse inhérente aux découpages temporels. D'autres possibilités sont accessibles pour la génération de modèles sous TIMES telles que la programmation stochastique (gestion incertitude), phénomène d'apprentissage sur les technologies (Endogenous Technological Learning (ETL)) etc. Elles n'ont pas été développées ici car nous ne les avons pas utilisées lors du développement de notre modèle pour le système électrique algérien.

CHAPITRE III :
Enjeux et Situation Economique : L'Algérie face
aux Défis

III.1. Conjoncture : Une vue d'ensemble de l'économie algérienne

III.1.1. Introduction : Un Aperçu historique

En termes de monnaie locale, la croissance annuelle du PIB réel de l'Algérie s'est stabilisée par des niveaux très élevés de volatilité dans les premières années de l'indépendance du pays à une croissance relativement constante et constamment positive entre le milieu des années 1970 et le milieu des années 1980, selon des données de la Banque mondiale. Les niveaux de croissance ont ensuite diminué, l'économie ayant contracté à plusieurs reprises à la fin des années 1980, suite à l'effondrement des prix internationaux du pétrole en 1986 et au début des années 90 en raison de l'éruption de conflits civils dans le pays.

À la fin des années 1990, l'image s'est encore améliorée, la croissance de la monnaie locale en termes réels étant restée positive chaque année depuis 1995 et atteignant des niveaux particulièrement élevés au début des années 2000, y compris un sommet de 7,2% en 2003, avant de se stabiliser à des niveaux faibles à un chiffre dans les années qui ont suivi, selon les données de la Banque mondiale. L'image semble quelque peu différente en termes de dollars US nominal, en raison de facteurs tels que la volatilité du prix du pétrole et les variations du taux de change du pays.

Après une croissance assez régulière pour les deux premières décennies d'indépendance du pays, le PIB a fortement chuté, passant de 66,7 milliards de dollars en 1987 à un creux inférieur de 41,8 milliards de dollars en 1995.

L'économie a repris une croissance lente au cours des années subséquentes, mais elle a repris en forte progression à partir de 2002, avec un PIB atteignant 171 milliards de dollars en 2008 et, après un court ralentissement résultant de la crise financière internationale, on note un chiffre de 213,5 milliards de dollars en 2014 [62].

III.1.2. La croissance actuelle

En termes de prix constants et de taux de change en monnaie locale, la croissance n'a pas changé en 2015 par rapport aux années précédentes. Le PIB a progressé de 3,9% à prix constants, en hausse légère par rapport à 3,8% un an plus tôt, selon les données de la Banque mondiale.

La croissance des taux réels (en monnaie locale) s'est poursuivie à des niveaux similaires au deuxième trimestre de 2016, selon les derniers chiffres disponibles de l'Office national des statistiques (ONS), À un taux de 3,4%, le secteur non pétrolier se développant à un taux de 4,7%. Un examen par le FMI en octobre 2016 prévoit une croissance des prix constants et de la monnaie locale à 3,7% pour l'ensemble de l'année 2016, bien que l'institution ajoute que les risques sont orientés à la baisse compte tenu de la tendance des prix du pétrole [82].

Toutefois, en termes nominaux en dollars, le PIB s'est fortement contracté en 2015 à cause de la baisse du prix du dinar et du prix international du pétrole, Qui a commencé à baisser au second semestre de 2014 et a pris de l'ampleur en 2015. Le PIB pour 2015 a baissé de 21,9% en glissement annuel pour s'établir à 166,8 milliards de dollars, Selon les chiffres de la Banque mondiale. Malgré cette chute, le pays de 39 millions d'habitants reste de loin la plus grande

économie du Maghreb, bien en avance sur le Maroc voisin de 33 millions d'habitants avec 100,4 milliards de dollars [64, 66].

III.1.3. Le PIB par habitant

L'Algérie a également enregistré le deuxième plus haut niveau de production économique nationale par habitant en Afrique du Nord en 2015, à 4132 dollars, Juste derrière la Libye de 6m-d'habitants avec \$ 4643 et devant le Tunisie de 11m-d'habitants à la troisième place avec \$ 3873. Le chiffre est nettement en baisse par rapport à 5474 \$ en 2014, en raison de la baisse de la valeur du pétrole, ainsi que la dépréciation du dinar - bien qu'en monnaie locale la chute aurait été sensiblement plus faible [62].

Toutefois, en termes de parité de pouvoir d'achat, le pays est arrivé en premier dans la région, avec un PIB par habitant de 14 687 dollars, devant la Libye avec 14 154 \$. Contrairement au PIB direct par habitant, qui a été quelque peu erratique ces dernières années et a diminué en 2015 par rapport aux niveaux de 2008, Le revenu ajusté en fonction des PPA a augmenté régulièrement et a augmenté en 2015 par aux années précédentes, ce qui suggère que le pouvoir d'achat des Algériens continue de croître malgré la forte baisse des prix du pétrole [62, 66].

III.1.4. L'inflation

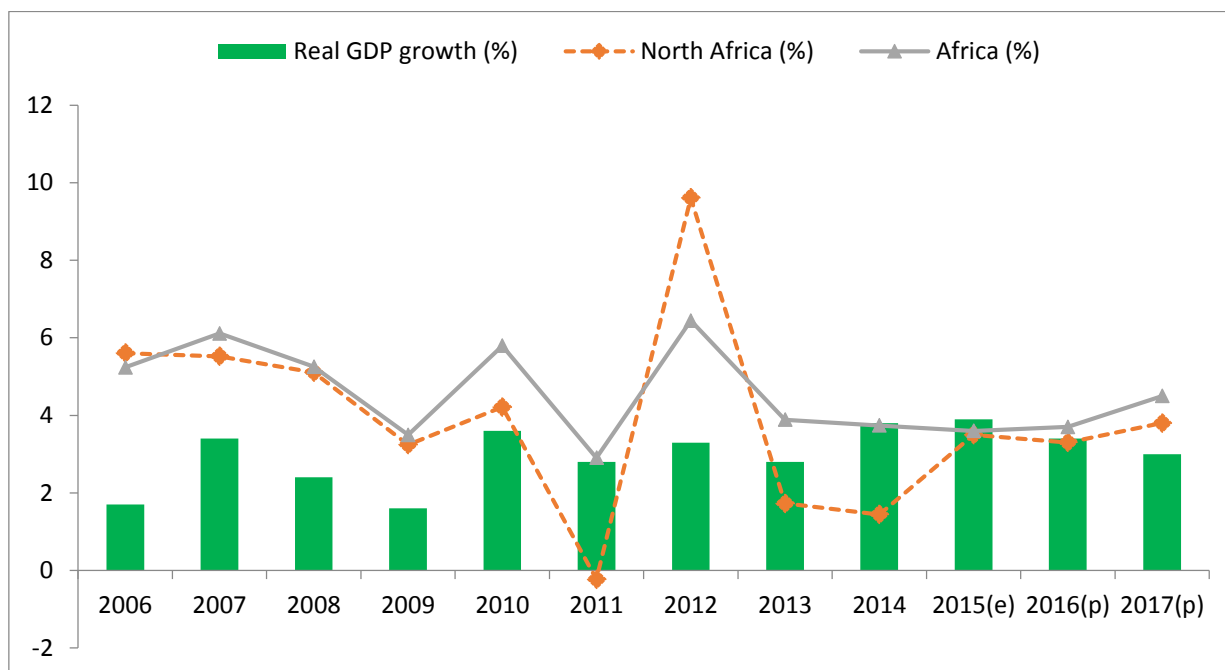
L'inflation des prix à la consommation s'est établie à 5,8% sur une base annualisée en août 2016, selon les dernières données disponibles de la banque centrale, la Banque d'Algérie (BoA). Il s'agit d'une hausse par rapport à un chiffre moyen de 4,8% en 2015 et de 2,9% en 2014, en raison de facteurs tels que la baisse de la valeur du dinar et une hausse concomitante du coût des biens importés, pour faire face le gouvernement a essayer d'élargir la production nationale de produits de consommation. Il faut noter que l'inflation tient à des dysfonctionnements des circuits de distribution, notamment des produits agricoles frais et des produits alimentaires industriels [62].

La conjoncture est surtout marquée par l'impact de la chute drastique des cours du pétrole sur la position extérieure ainsi que les comptes publics. La balance commerciale affiche un important déficit de 9 % du PIB en 2015, pour la première fois en 16 ans, en raison de la non couverture des importations (31 % du PIB) par les exportations (21 % du PIB), entraînant une diminution des réserves officielles de change [82].

Les comptes de l'État sont affectés par l'érosion des ressources du Fonds de régulation des recettes (FRR), consécutive à la baisse notable de la fiscalité pétrolière, passée de 20 % à 13 % du PIB entre 2014 et 2015. Avec des recettes totales en baisse (27 % du PIB en 2015 contre 33 % en 2014) et des dépenses budgétaires toujours élevées (43 % du PIB en 2015 et 2014), le déficit global s'est creusé, passant à 16 % du PIB en 2015 contre 8.3 % en 2014.

L'aménagement du territoire a intégré les concepts « d'urbain » et de « durabilité », devenus systématiques dans ses lois et déterminants pour les plans d'aménagement autour de trois grandes zones : le Littoral, les Hauts Plateaux et le Sahara. En 2015, plus de 70 % des 40 millions d'Algériens vivent dans des régions urbaines [62, 82].

Figure.3.1 : Taux de croissance du PIB Réel.



Source : BAfD. 2016. Département Statistique PEA. Estimations (e) ; prévisions (p).

Tableau. 3.1 : Indicateurs Macroéconomiques

	2014	2015	2016	2017(p)
Croissance du PIB réel	3.8	3.9	3.9	3.0
Croissance du PIB réel par habitant	1.8	2.1	1.6	1.2
Inflation de l'IPC	2.9	4.8	5.8	4.0
Solde budgétaire% PIB	-8.3	-16.0	-15.4	-14.7
Compte courant% PIB	-4.4	-15.6	-17.1	-15.2

Source: Données des autorités nationales; (P) projections

Source : BAfD. 2016. Département Statistique PEA. Estimations (e) ; prévisions (p).

III.1.5. Emploi et chômage

En avril 2016, 10,9 millions d'Algériens avaient un travail, selon les dernières données disponibles de l'ONS, comptabiliser sur une main-d'œuvre active de 12,1m. Les deux chiffres sont en hausse par rapport aux années précédentes, respectivement de 10,6 millions et 11,9 millions, en septembre 2015, et de 10,2 millions et 11,5 millions, un an plus tôt. Cela s'est traduit par un taux d'emploi sur la population totale de seulement 37,8% en avril 2016, contre 37,1% en septembre 2015 et 36,4% en avril 2014. Cela signifie également un taux de chômage sur la population active totale de 9,9%, qui est en baisse si on le compare avec le taux de chômage de 2015 et 2014 qui étaient respectivement de l'ordre de 11,2% et 10,6%, selon les chiffres de l'ONS. Comme c'est le cas dans la plupart des pays d'Afrique du Nord, Le taux de chômage des jeunes est particulièrement élevé à 24,7% pour la population âgée de 16 à 24 ans

et à 40% pour les femmes du même groupe d'âge. Selon l'ONS, le chômage global a été globalement stable ces dernières années à des niveaux d'environ 10%, mais il est en baisse par rapport à un taux de 15,3% en 2005 et un pic de près de 30% en 2000 [62, 64, 66].

La raison principale du faible taux d'emploi national est un faible taux national de participation à la population active de 42% dans l'ensemble, Qui est entraîné par le taux de participation des femmes. Une autre caractéristique de la main-d'œuvre partagée avec une grande partie de la région du Maghreb. De seulement 17,3%. Le taux est de 26,7% au Maroc et de 25,2% en Tunisie. «Beaucoup de femmes travaillent dans des secteurs tels que l'éducation et la santé, Mais la participation des femmes dans le secteur privé doit être renforcée étant donné le nombre croissant de femmes algériennes qui sont formées au niveau professionnel et universitaire», a déclaré à OBG Boubacar Traoré, le représentant résident du pays pour la Banque africaine de développement, citant des facteurs culturels comme l'une des explications pour de tels faible taux. Il a ajouté : «Par exemple, beaucoup de gens ne considèrent pas comme culturellement acceptable pour les femmes de conduire un scooter ou utiliser les transports publics, Ce qui limite leur capacité de concurrencer avec succès pour des emplois sur les marchés officiels et informels.

Récemment, l'accent mis sur la relance de l'emploi s'est davantage orienté vers les efforts visant à développer le secteur privé et à diversifier l'économie. Le gouvernement a également l'intention de réviser le code du travail du pays - mais lors d'une conférence de presse d'octobre 2016, Mohamed El Ghazi, ministre du Travail, de l'Emploi et de la Sécurité sociale, a déclaré que le ministère n'avait pas encore commencé à travailler sur ce sujet. Le FMI a également noté qu'il y a lieu d'améliorer les liens entre le secteur privé et les établissements d'enseignement, ainsi que d'accroître la flexibilité du marché du travail, qu'elle décrit comme étant caractérisé par un certain nombre de rigidités [40, 66, 82].

III.1.6. Régime de taux de change

Le dinar algérien est commercialisé sous un flotteur géré. La BoA a permis à la devise de diminuer considérablement au cours de l'année 2015, passant de 1 \$: AD87.47 au début de l'année à \$ 1: AD107.15 à la fin. Le dinar était plus stable en 2016, a chuté, puis s'est légèrement redressé à environ 1 \$: AD110.77 au début de décembre 2016. Ces chutes sont en phase avec une plus large baisse progressive de la valeur de la monnaie depuis environ 2008, quand il valait autour de 1 \$: AD60.

En vertu du régime de change, l'accès aux devises étrangères est limité, ce qui a créé un marché parallèle des devises dans lequel il se négocie à une ristourne substantielle par rapport au taux officiel. "Le gouvernement est fortement engagé à mettre en œuvre des réformes pour mettre fin aux marchés informels des changes dans le cadre des mesures visant à améliorer l'environnement des affaires", a déclaré Traoré, arguant que l'Algérie bénéficie encore de réserves de change équivalant à environ deux ans d'importations [64, 66].

III.1.7. Le commerce

La valeur des exportations algériennes vers d'autres pays s'établissait à 31,4 milliards d'euros en 2015, en baisse de 25% par rapport à 2014 (41,9 milliards d'euros), En raison de la forte baisse des prix du pétrole qui a commencé en 2014 et a repris au cours de 2015, selon les chiffres de l'ONS. En termes de dollars, la taille de la chute a été encore plus forte, à 39,9%. En dépit de la réduction de la valeur des exportations d'hydrocarbures, l'énergie et les lubrifiants ont néanmoins continué de représenter la majeure partie des exportations à 94,5% du total en valeur, Contre 98% environ en 2014. La catégorie d'exportations la plus importante a été celle des produits semi-finis, qui ont représenté 4,5% du total.

Parallèlement, la valeur des importations a augmenté en monnaie locale au cours de l'année 2015, pour s'établir à (42,8 milliards d'euros) (39 milliards d'euros) l'année précédente, Soit une augmentation de 9,5%. En dollars, la valeur des importations a diminué de 12,1%, selon l'ONS. L'équipement a représenté 30,1% des importations, en baisse de 9,74% en dollars; Les intrants pour la production locale ont représenté 30,8% (9,9% l'année précédente); Les aliments et les boissons ont contribué à 18,1% (15,3% l'année précédente); Et les produits de consommation non alimentaires ont augmenté de 16,7% (16,8% l'année précédente).

En raison de la forte baisse des exportations et de la hausse, en monnaie locale, de la valeur des importations, la balance commerciale du pays est passée d'un excédent de (2,9 milliards d'euros) En 2014, à un déficit de (11,4 milliards d'euros) en 2015, Selon l'ONS. En dollars, ce chiffre est passé d'un solde positif de 4,3 milliards de dollars à un déficit de 13,7 milliards de dollars, la chute des exportations ayant largement dépassé la baisse des importations. Au cours des trois premiers trimestres de 2016, le déficit commercial a encore progressé, malgré une légère hausse des prix du pétrole au cours de l'année, à 15,4 milliards de dollars, en hausse de 20% en glissement annuel, selon un rapport d'octobre 2015 de Reuters [62].

III.1.8. Partenaires commerciaux

Selon les chiffres de l'ONS, la principale destination d'exportation du pays en 2015 était l'Espagne, qui représentait 17,4% de la valeur des produits algériens vendus à l'étranger, suivie par l'Italie (16,3%), la France (13%), le Royaume-Uni (7,6%) et Les Pays-Bas (6%). La Turquie et les États-Unis étaient les principaux clients du pays en dehors de l'UE, représentant respectivement 5,5% et 5,2% des produits algériens. La Chine est le premier exportateur du pays, représentant 16% des importations, suivie de la France (10,5%), de l'Italie (9,4%), de l'Espagne (7,6%) et de l'Allemagne (6,6%) [62, 82].

III.1.9. Restrictions à l'importation

L'élargissement du déficit commercial continue de persister en dépit d'un objectif gouvernemental annoncé en mars 2016 de réduire les importations d'environ 15% au cours de cette année.

Pour y parvenir, les autorités ont progressivement mis en place des mesures visant à rendre les importations non productives plus difficiles à entreprendre, notamment en ce qui concerne les véhicules et les matériaux de construction tels que l'acier et le ciment et exigeant des licences d'importation pour ces marchandises à partir de Début 2016, ainsi que de nouvelles exigences introduites en 2015 pour les voitures importées à se conformer à un nouveau projet de cahier des charges publié par le ministère de l'Industrie et des Mines. Le pays a également introduit des exigences obligeant les distributeurs de véhicules à commencer à produire des véhicules dans le pays afin de maintenir leurs licences d'importation, conformément à une nouvelle approche plus large de l'exigence d'investissement avant que les entreprises étrangères puissent accéder au marché [66, 82].

III.1.10. Accès aux apports

Alors que les autorités ont pris des mesures pour réduire la facture d'importation du pays pour les importations non productives telles que les biens de consommation, elles ont simultanément travaillé à faciliter la vie des entreprises algériennes qui importent des intrants bruts ou semi-transformés pour la production. À cette fin, en 2012, un décret gouvernemental a créé un nouveau statut d'opérateur économique agréé (OEA) que les sociétés peuvent demander. Cela leur confère des privilèges lorsqu'ils traitent avec l'administration douanière du pays, notamment le dédouanement immédiat de tout produit qu'ils importent (des contrôles ciblés se déroulent plus loin dans la ligne pour assurer le respect continu des règlements douaniers). L'Agence des douanes a commencé à accorder le statut OEA aux entreprises en 2013, et à partir de la mi-2016, 263 entreprises, représentant environ 17% du commerce extérieur du pays, avaient obtenu le statut, avec l'intention d'étendre le statut à 400 entreprises à la Fin 2017 [22, 65].

III.1.11. Investissement

Selon les données de la Conférence des Nations Unies sur le commerce et le développement, les flux d'investissements directs étrangers (IDE) sont devenus négatifs en 2015 (ce qui signifie que la valeur des désinvestissements a été supérieure à celle des investissements) à 587 millions de dollars. Ce chiffre est en baisse par rapport à un solde positif de 1,51 milliard de dollars en 2014 et de 2,58 milliards de dollars en 2011. Cette chute est probablement due à la baisse des cours du pétrole au cours de la période, ainsi qu'aux difficultés rencontrées par l'Algérie ces dernières années pour attirer l'attention sur l'activité d'exploration et de production d'hydrocarbures. L'industrie, y compris le secteur de l'énergie, a représenté la majeure partie de l'IED dans le pays, avec un investissement de (13,9 milliards d'euros) dans des projets d'investissement étrangers entre 2002 et 2015, soit 68% du total, selon des chiffres de l'organisme de promotion des investissements du pays, l'Agence Nationale de Développement de l'Investissement en Algérie (ANDI). ANDI a également enregistré une augmentation du nombre de projets investis, de 20 en 2012 à 120 en 2016 [62].

Les autorités font des efforts pour stimuler l'investissement, tant étranger que local, dans le cadre de plans plus larges visant à diversifier l'économie loin de sa dépendance au pétrole et au gaz. En juillet 2016, le Parlement a adopté une nouvelle loi modifiant le cadre de promotion des investissements du pays, qui vise à accroître les niveaux d'IDE dans le pays, en particulier dans les secteurs industriel, agricole et touristique, en offrant une gamme de nouvelles incitations aux investisseurs et rationalisation Administratives. Les observateurs estiment que le secteur du tourisme pourrait se développer relativement rapidement dans certains domaines. L'ANDI est également en cours de réorganisation dans le cadre des changements visant à fournir un soutien aux investisseurs [64, 65, 66].

III.1.12. Hydrocarbures

La chute du prix du pétrole depuis la mi-2014 a vu la contribution économique du secteur des hydrocarbures diminuer sensiblement, mais néanmoins l'industrie continue à dominer l'économie algérienne. En 2015, les exportations de pétrole et de gaz représentaient 94,5% du total des ventes de produits algériens à l'étranger, selon les chiffres de l'ONS, alors que les recettes du secteur représentaient près de 47% du total des recettes publiques, selon des estimations du FMI contre 61,7% Deux ans auparavant [37].

Le secteur est également confronté à un certain nombre de défis en plus de la baisse des prix, y compris la baisse de la production et des volumes d'exportation. La production de pétrole s'établissait à 68,5 millions de tonnes en 2015, selon la «Revue statistique de l'énergie mondiale» de 2016. Bien que la production soit légèrement supérieure à celle de 2012 et 2013, et pratiquement inchangée La production a été affectée par des champs en pleine maturation - avec le plus grand champ pétrolier maintenant près de 60 ans - tandis que de nouveaux champs ont tardés à venir en ligne. Seulement autour d'un puits dans cinq forages de puits exploratoires ayant prouvé le succès ces dernières années. Entre-temps, la consommation intérieure de pétrole a augmenté régulièrement au cours de la dernière décennie, passant de 11 millions de tonnes en 2005 à 19,3 millions de tonnes en 2015, réduisant la production disponible pour les exportations - mais les plans visant à éliminer graduellement les subventions devraient contribuer à freiner la croissance de la consommation Dans les prochaines années. Depuis 2014, elle a sensiblement diminué à long terme, la production ayant atteint 86,5 millions de tonnes en 2007.

Contrairement à la production pétrolière, la production de gaz commercialisée, qui s'établissait à 83 milliards de mètres cubes en 2015, a été plus stable au cours de la dernière décennie, selon les chiffres de BP. Toutefois, lorsque le gaz évasé et réinjecté est inclus dans le total, la production a également chuté et les réserves de gaz classiques devraient être épuisées au milieu des années 2050. Le pays dispose également d'énormes réserves de gaz de schiste, ce qui, selon les estimations de l'Energy Information Administration des États-Unis, pourrait être le troisième plus grand de ces gisements dans le monde, bien qu'il soit difficile de déterminer dans quelle mesure il est commercialement exploitable. Comme pour le pétrole, la hausse de la consommation de gaz exerce aussi une pression à la baisse sur la disponibilité du gaz pour

l'exportation ; La consommation intérieure est passée de 23,2 milliards de mètres cubes en 2005 à 39 milliards de mètres cubes en 2015 [37, 62, 66,].

III.1.13. La diversification de l'économie algérienne

Face à la baisse de la production et des exportations d'hydrocarbures, ainsi qu'à l'environnement actuel des prix du pétrole comparativement bas, les autorités sont plus déterminées que jamais pour diversifier l'économie loin de sa forte dépendance au pétrole et au gaz. Dans cette optique, un élément clé du plan économique actuel de cinq ans, qui s'étend de 2015 à 2019, est le développement de l'économie non pétrolière. "Il y a eu une forte augmentation en ce qui concerne la sensibilisation à la nécessité de diversifier l'économie", a déclaré à l'OBG Ahmed Tibaoui, directeur général et président directeur général de l'association de commerce et d'investissement World Trade Center Alger. «Par exemple, les walis recherchent activement des investisseurs étrangers depuis un an maintenant, ce qui est un nouveau développement.» [40].

Les secteurs que le gouvernement cherche à développer dans le cadre de ces efforts comprennent l'industrie, comme l'automobile et la fabrication de pièces automobiles. Renault a lancé une usine de voitures dans le pays en 2014 et plus d'entreprises ont l'intention de suivre, comme Volkswagen. Le gouvernement a également mis en place des mesures pour obliger les constructeurs automobiles qui souhaitent commercialiser leurs véhicules dans le pays pour mettre en place des installations de fabrication locale.

D'autres secteurs manufacturiers montrent de solides signes d'émergence ; Par exemple, en septembre 2016 lors d'une cérémonie de fondation, Abdesslem Bouchouareb, ministre de l'Industrie et des Mines, a déclaré au Service de presse algérien que l'Algérie deviendrait autosuffisante dans la production de ciment d'ici la fin de 2016, Qui devrait permettre aux exportations de commencer en 2017. Brandt et Condor sont également des exportateurs importants et travaillent à développer leurs ventes à l'étranger.

En ce qui concerne les industries plus lourdes, les industries pétrolières et gazières en aval, comme le raffinage et la pétrochimie, représentent une autre industrie largement considérée comme ayant un grand potentiel de diversification. Reuters a également signalé que l'industrie du phosphate du pays semble prête à se développer suite à la conclusion en juillet 2016 d'un accord de 4,5 milliards de dollars entre la firme indonésienne Indorama et les entreprises publiques de phosphate algérien pour développer une mine de phosphate dans le nord-est du pays Et construire deux usines de traitement des phosphates et d'engrais [37, 40, 62].

III.1.14. Environnement des affaires

Sans surprise étant donné l'histoire du pays en matière de protection sociale, le secteur public algérien a joué un rôle prédominant dans l'intensification de l'activité économique, avec des entreprises publiques présentes dans des secteurs allant de l'industrie aux banques et à l'énergie. Des exigences strictes en matière de propriété, y compris une règle de 2008 qui a limité les

participations étrangères à 49% de toute entreprise, ont également affecté l'environnement des affaires. Cela a, à son tour, limité l'espace pour le capital privé, bien que les réformes récentes - parallèlement à l'émergence d'un certain nombre de nouvelles associations du secteur privé telles que la chambre de commerce et d'industrie et le Forum des chefs d'entreprise - aient éclairé les perspectives pour les entreprises privées [40].

L'environnement des affaires du pays est venu 156ème sur 190 pays en 2017 par la revue Doing Business de la Banque mondiale indexent, sept places sur sa performance 2016. Elle occupe une place particulièrement défavorable dans les catégories commerce au-delà des frontières (178e), protection des investisseurs minoritaires (173e), obtention du crédit (175e) et enregistrement des biens (162e), Bien qu'elle ait obtenu un rendement modéré dans la catégorie de l'insolvabilité (74e) et le traitement des dossiers de permis de construction (77e), où il s'est amélioré considérablement, en gagnant 44 places depuis 2016. Le pays a également obtenu le 87e rang parmi les 138 pays inscrits au World Economic Forum (WEC) «Le Rapport mondial sur la compétitivité 2016-2017», Avec des scores particulièrement élevés par rapport à la taille du marché, les soins de santé et l'éducation primaire, et les catégories environnement macro-économiques. Les répondants à l'étude du CME ont qualifié l'inefficacité de la bureaucratie gouvernementale comme le facteur le plus problématique pour faire des affaires, avant l'accès au financement en second lieu et la corruption en troisième lieu [62].

Le FMI a déclaré lors de sa consultation sur l'Article IV de mai 2016 que le climat d'investissement, qui, selon elle, se caractérise par une «bureaucratie omniprésente et des procédures administratives fastidieuses», qui a été l'un des principaux obstacles à une croissance plus forte du secteur privé et, par extension, à une diversification du pétrole et du gaz.

Les autorités sont conscientes de ces défis environnementaux et l'introduction de grandes réformes constitutionnelles, une loi a été adoptées en février 2016, engage les autorités à améliorer l'environnement. Depuis, le gouvernement a pris un certain nombre de mesures spécifiques pour le faire, y compris une nouvelle loi sur les investissements adoptée en juillet 2016.

Entre autres choses, une loi adoptée par le parlement à la mi-2016 pour modifier le code des investissements a déplacé l'exigence 51:49 du code lui-même à la Loi de Finances, qui est renouvelé chaque année et certains observateurs estiment que le changement peut annoncer des changements pour rendre les exigences plus souples, par exemple en les limitant à des secteurs économiques stratégiques ou même en les supprimant entièrement à long terme. "Il y a eu beaucoup de discussions sur l'assouplissement de la règle 51:49, surtout dans les secteurs non stratégiques", a déclaré Traoré à OBG. «La situation s'améliore, mais il reste beaucoup de travail à faire. Il ya encore beaucoup de bureaucratie en particulier, qui est le principal obstacle à l'attraction des investissements ». Il a également cité des problèmes tels que la pénurie de terres industrielles et un système bancaire et financier insuffisamment sophistiqué [40, 62].

III.1.15. Participation du secteur privé

Dans le cadre des efforts visant à améliorer les finances publiques et à diversifier l'économie, les autorités prennent également des mesures plus radicales en vue de la privatisation partielle ou totale de certaines sociétés d'État. En particulier, l'article 66 de la loi de finances 2016 permet de vendre des participations pouvant atteindre 66% dans des entreprises publiques à des investisseurs privés, sous réserve de l'approbation du Conseil des Participations de l'Etat. Ces sociétés pourront également être totalement privatisées cinq ans après toute vente initiale de participation. Toutefois, le processus sera probablement long, en raison en partie de la taille et de la complexité du processus de privatisation en Algérie, ainsi que la réponse en sourdine à une vente de participation partielle, par la bourse du pays, de la société de ciment local Société des Ciments de Aïn El Kébira. La vente a été mise en attente en juin 2016 en raison d'un manque d'intérêt des investisseurs privés dans la transaction [40, 62, 82].

III.1.16. Perspective

L'Algérie traverse une période difficile, impliquant des coupes de dépenses importantes en raison de la chute des prix du pétrole. Toutefois, ces mesures devraient renforcer les efforts de diversification qui auront des avantages à long terme, notamment en raison des chutes anticipées de la production de pétrole et de gaz au cours des prochaines décennies et les perspectives à long terme sont positives. "L'Algérie va probablement traverser une période douloureuse qui nécessitera des réformes radicales ; Cependant, une fois que ces réformes seront entamées, les perspectives sont très prometteuses », Farid Bourennani, expert financier et consultant, a déclaré à OBG. «Le pays est immense avec de vastes ressources naturelles et d'autres avantages concurrentiels qui sont actuellement gravement sous-exploités. Globalement, nous sommes confiants dans l'avenir de l'Algérie, à condition que nous agissions dans le bon sens. "

Jusqu'en 2013, l'Algérie avait enregistré un solde positif du compte courant chaque année depuis 1999, y compris des excédents très importants depuis quelques années. L'indicateur a atteint un sommet de 24,7% du PIB en 2006, selon les chiffres du FMI. Toutefois, le solde a été transformé en déficit de (11,4 milliards d'euros), soit 4,4% du PIB en 2014, causé par une baisse des prix internationaux du pétrole au second semestre de 2016. Alors que la chute du prix du pétrole s'est accélérée, le déficit s'est élargi à 27,5 milliards de dollars en 2015, selon la Banque d'Algérie (BoA), soit 16,3% du PIB, selon la Banque mondiale, de loin la plus importante de l'histoire algérienne depuis au moins 1980. Avant 2014, la pire performance du pays avait été un déficit de 5,3% en 1995.

En raison de la chute du prix du pétrole, la valeur des exportations d'hydrocarbures est passée de 58,5 milliards de dollars en 2014 à 33,1 milliards de dollars en 2015, selon la BoA. La valeur des exportations globales de biens et de services a chuté, passant de 63,7 milliards de dollars à 38,1 milliards de dollars, dépassant la chute de la valeur des biens et services importés de 71,4 milliards de dollars à 63,7 milliards de dollars. La valeur nette des transferts courants vers

l'Algérie a également diminué en 2015, passant de 3,22 milliards de dollars en 2014 à 2,56 milliards de dollars. Alors que la baisse des prix du pétrole a été le déclencheur immédiat du déficit, son émergence reflète des questions économiques structurelles plus larges ; même avant que le prix du pétrole baisse, la taille de la balance commerciale du pays a commencé à diminuer [37,40, 62, 64, 65, 66].

III.1.17. Des réformes réactives

Le déficit est partiellement affecté par le taux de change effectif réel du pays qui, malgré les récentes baisses de la valeur du dinar - qui est dans un flotteur géré - a néanmoins vu l'existence d'un grand marché parallèle des devises.

Toutefois, la dévaluation ne permettrait pas de remédier pleinement au déficit commercial, le FMI ayant noté dans sa consultation dans l'article IV en 2016 que, bien qu'une nouvelle dépréciation de la monnaie puisse contribuer à combler le déficit, Il ne devrait pas en être le principal outil, compte tenu de facteurs tels que la nature sous-développée du secteur des exportations autres que les hydrocarbures (ce qui signifie que la dévaluation est peu susceptible de stimuler les exportations) et le risque d'inflation qui est très élevé [82].

La politique budgétaire est susceptible de jouer un rôle plus important dans la réduction du déficit, le gouvernement envisage un certain nombre de politiques potentielles pour limiter les importations et augmenter les exportations intérieures à valeur ajoutée. Parmi les réformes envisagées figurent des mesures visant à réduire la consommation intérieure d'hydrocarbures produits localement et à stimuler ainsi les exportations, ainsi qu'à accroître le traitement en aval. Certaines mesures visant à réduire les dépenses courantes ont déjà été introduites et la situation devrait s'améliorer au cours des prochaines années, même si l'équilibre reste très élevé selon les normes historiques de l'Algérie [62, 82].

III.1.18. Réduire l'écart

Le FMI, qui s'attendait à ce que le déficit atteigne 17% du PIB en 2016, dans sa mise à jour d'octobre 2016 des Perspectives de l'économie mondiale, a révisé ce chiffre à 15,1% du PIB, ce qui représente une baisse par rapport au chiffre de 2015. Le FMI s'attend à ce que cette baisse se poursuive en 2017 à 13,7% du PIB. Le FMI croit également que l'équilibre pourrait revenir à un excédent d'ici 2021 si le gouvernement mettait en œuvre un programme de réforme ambitieux - bien que ses prévisions actuelles soient un déficit de 6,8% en 2020 [40].

Entre-temps, le déficit a fait baisser la valeur des réserves de change du pays. Près d'une décennie et demie d'excédents de compte courant ont aidé les autorités à constituer une importante réserve, qui ont atteint un sommet de 194 milliards de dollars en 2013, soit environ trois fois la taille de la facture annuelle d'importation du pays, selon le FMI. Toutefois, le gouvernement hésitant à émettre une dette extérieure, les autorités ont effectivement utilisé les réserves pour financer le déficit depuis son émergence. En conséquence, leur valeur a diminué de plus en plus rapidement et est susceptible de continuer à le faire pendant un certain temps si

les prix du pétrole restent bien en dessous de leurs sommets avant 2014. La taille des réserves avait chuté à près de 179 milliards de dollars à la fin de 2014 et s'élevait à près de 137 milliards de dollars à partir de la mi-2016, et le gouvernement s'attendait à ce qu'ils retombent à environ 121 milliards de dollars à la fin de 2016. Malgré cela, La taille des réserves reste confortable, à un coût équivalant à environ deux ans d'importations, et devrait le rester au cours des prochaines années [64, 65, 66].

III.2. Politique macroéconomique

III.2.1. Politique budgétaire

La baisse importante et continue des cours de pétrole a affaibli considérablement la situation budgétaire de l'Algérie en 2015. Cette dégradation a poussé les responsables algériens à des réajustements ont poursuivant la consolidation budgétaire, afin de préserver le caractère soutenable des finances publiques et la viabilité du financement de l'économie. Annoncée en décembre 2014, la rationalisation des dépenses est graduellement mise en œuvre. La Loi de finances 2015 s'inscrit dans la continuité, avec une augmentation des dépenses publiques de 16 % (32 % pour les dépenses d'équipement) et une croissance des recettes de près de 12 %. La conjoncture, moins favorable que les prévisions, a conduit le gouvernement à procéder à des réajustements à la fin du premier semestre 2015. La Loi de finances complémentaire adoptée fin juillet 2015, qui prévoit une baisse de 50 % du revenu des exportations (essentiellement pétrolières), inclut de nouvelles mesures fiscales dont un programme de mise en conformité fiscale volontaire et l'annulation de certaines dépenses non engagées. Les premiers résultats de ce programme sont restés en deçà des attentes de l'administration.

Adoptée fin novembre 2015, la Loi de finances 2016 prévoit une baisse des recettes de plus de 4 % et un recul de près de 9 % des dépenses, en raison de la réduction de 18 % du budget d'équipement et de 3 % du budget de fonctionnement. Elle inclut une revalorisation de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) sur le gasoil, la fourniture d'accès Internet via mobile et la consommation d'électricité, ainsi qu'une augmentation de la taxe applicable sur le chiffre d'affaires des opérateurs de téléphonie mobile et sur la vignette automobile. Un mécanisme de maintien de l'équilibre budgétaire pourrait permettre le gel ou l'annulation de crédits en cas de perturbation des équilibres généraux de la loi de finances, sans accord préalable du Parlement. La consolidation budgétaire devrait se poursuivre comme l'indique le travail engagé pour l'adoption d'une nouvelle loi organique de finances [82].

Tableau. 3.2 : Finances Publiques (Pourcentage du PIB aux prix actuels)

	2007	2012	2013	2014	2015	2016	2017(p)
Total des recettes	39.4	39.2	35.8	33.4	26.9	25.7	26.3
Recettes fiscales	7.9	11.4	11.8	11.7	12.3	13.3	12.3
Les recettes pétrolières	30.2	26.2	22.5	20.1	13.1	11.0	12.5

Total dépenses et prêts nets (a)	34.5	43.5	36.7	41.7	42.9	41.2	41.0
Dépenses courantes	17.9	29.5	24.8	26.1	29.4	30.3	29.2
Sans Intérêt	17.0	29.2	24.6	25.9	29.2	30.0	29.1
Salaires et rémunérations	6.6	12.3	11.1	11.7	12.2	12.1	11.5
Intérêt	0.9	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.2
Dépenses d'investissement	15.3	14.0	11.4	14.5	14.7	15.5	15.5
Solde primaire	5.7	-4.1	-0.6	-8.1	-15.8	-15.1	-14.5
Solde global	4.9	-4.3	-0.9	-8.3	-16.0	-15.4	-14.7

Note : a. Seuls les principaux postes de recettes et de dépenses sont détaillés.

Source : Données des administrations nationales ; prévisions (p).

III.2.2. Politique monétaire

L'inflation est repartie à la hausse depuis septembre 2014 après un ralentissement durant près de deux ans. Elle s'est établie en 2016 à 6.4 %, contre 4.8 % en 2015, 2.9 % en 2014 et 8.9 % en 2012, en raison de la hausse de 4.7 % des prix des biens alimentaires (notamment la pomme de terre, les légumes et le poisson frais), et de 5.1 % des prix des biens manufacturés. Selon la Banque d'Algérie, cette tendance s'explique par les dysfonctionnements du marché, et non par des causes monétaires. La filière des produits agricoles frais et des produits alimentaires industriels se caractérise en effet par une traçabilité limitée des transactions et une faible régulation [65].

La dépréciation de 19 % du dinar algérien (DZD) par rapport au dollar américain (USD) et de 8.2 % face à l'euro (EUR) entre décembre 2014 et décembre 2015, a permis de compenser la chute des recettes pétrolières et gazières libellées en monnaie locale. La relative flexibilité du cours du dinar sur le marché interbancaire des changes permet d'absorber, en partie, l'effet de la chute des cours du pétrole. Les interventions de la Banque d'Algérie sur ce marché ont poursuivi cet objectif. Le régime de change de la monnaie est caractérisé par un flottement contrôlé du dinar algérien. Son taux de change effectif réel demeure surévalué, en raison de l'élargissement du différentiel d'inflation et de tensions sur les marchés des changes. La Banque d'Algérie a introduit à titre indicatif, sur le marché interbancaire, la cotation en yuan (CNY). Cette opération vise à terme à régler les transactions avec la Chine en cette monnaie au lieu du dollar américain. L'inflation structurelle suit une tendance croissante depuis février 2014, dépassant 4.2 % en moyenne annuelle à septembre 2015 [64, 65, 66].

Contrairement à 2014 et compte tenu du déficit de la balance des paiements extérieurs et du creusement du déficit budgétaire, la masse monétaire M2 s'est stabilisée au premier semestre 2015. Les liquidités monétaires et quasi monétaires ont faiblement progressé. La contraction des ressources tient surtout à l'ampleur du choc externe (baisse du prix des hydrocarbures) sur l'économie nationale. Face à l'amenuisement de l'excès de liquidité, la Banque d'Algérie a réduit graduellement les reprises de liquidité, afin de mieux dynamiser le marché monétaire interbancaire [40].

III.2.3. Politique de la dette

Depuis 2004 et le remboursement anticipé de sa dette extérieure, l'Algérie poursuit une politique de désendettement et de non recours à l'emprunt extérieur. La conjoncture et la nécessité de trouver d'autres sources de financement de l'économie pourraient cependant faire infléchir cette position à moyen terme. L'orientation de la coopération économique sino-algérienne semble aller dans ce sens et donne un exemple de partenariat stratégique pour la relance des activités productives à travers des investissements structurants.

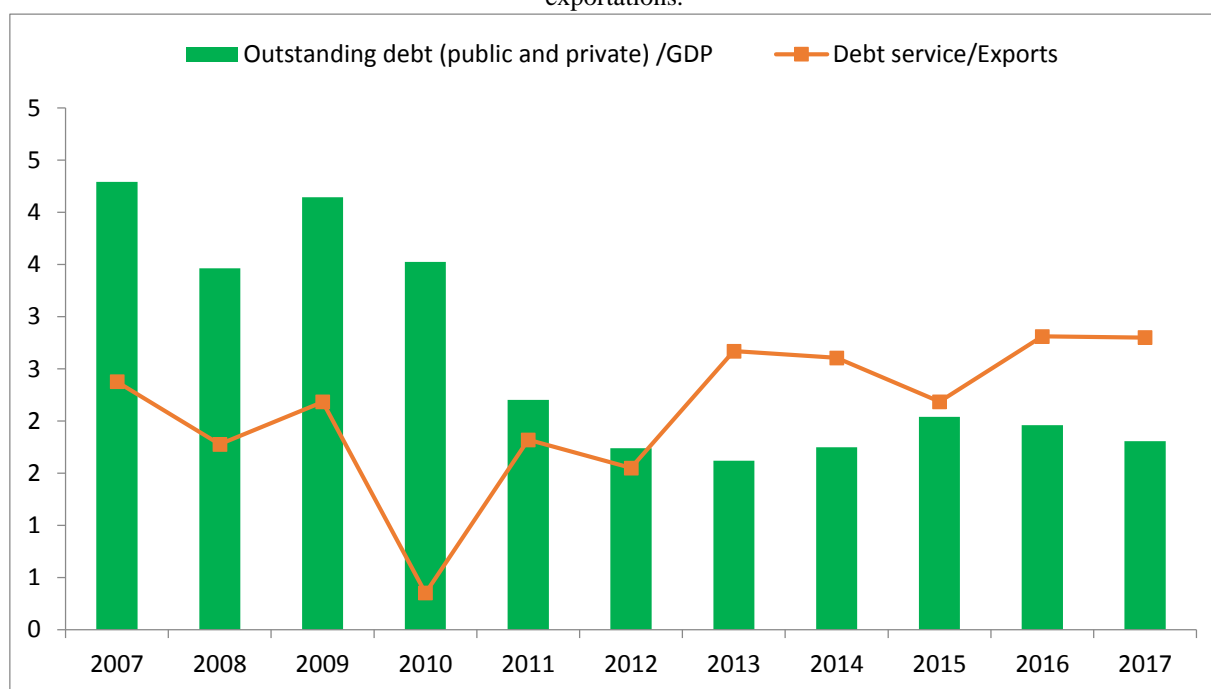
Bien qu'elle ait légèrement augmenté en 2015, la dette publique reste faible et soutenable (10.7 % du PIB fin 2015 contre 8.8 % à fin 2014). Cette maîtrise des encours des dettes publiques intérieure et extérieure rapportés au PIB indique une bonne gestion de la dette, facilitée jusqu'à présent par une position financière extérieure favorable.

L'encours de la dette publique intérieure a légèrement augmenté et s'est établi à 8.9 % du PIB fin 2015 (contre 7.2% en 2014), résultat d'une mobilisation plus importante sur le marché de la dette souveraine qui a engendré une hausse des taux à l'émission. Pour mémoire, ce taux était de 16 % en 2004. En effet, suite à la chute drastique des cours du baril de pétrole, depuis juin 2014, le gouvernement a manifesté son intention de ne plus financer directement certains investissements publics à partir des ressources propres du budget, mais à travers le marché financier national. Les reliquats de plus en plus restreints du FRR pourraient ne plus pouvoir financer le déficit public au-delà de 2016. La part de la dette publique intérieure dans le PIB pourrait donc augmenter au-delà de cet horizon.

La dette intérieure comprend deux principales composantes. La première, la dette d'assainissement, est émise au profit des banques publiques dans le cadre de l'assainissement des créances non performantes inscrites dans leur portefeuille. La seconde, la dette courante, porte surtout sur les émissions sur le marché des valeurs de l'Etat et couvre plusieurs maturités allant de 3 mois à 15 ans. Le rythme des opérations a ainsi augmenté depuis l'été 2015.

L'encours de la dette publique externe représente 1.8 % du PIB à fin 2015. Il est composé de dettes bilatérales et concessionnelles. À titre de comparaison, la dette extérieure représentait plus du tiers du PIB en 2004. Toutefois, l'article 55 de la Loi de finances 2016 introduit la possibilité pour les entreprises de droit algérien de recourir aux financements extérieurs pour des investissements dans des secteurs stratégiques, sous certaines conditions, après avis des pouvoirs publics. Et ce, alors que le financement du développement a été assuré exclusivement par des ressources financières locales depuis 2009 [82].

Figure. 3.2: Part de l'encours de la dette extérieure dans le PIB et ratio du service de la dette sur les exportations.



Source : FMI (WEO & Article IV).

III.3. Gouvernance économique et politique

III.3.1. Secteur privé

À l'exception de quelques grands groupes, souvent familiaux et liés au secteur public, le secteur privé reste peu développé et insuffisamment documenté. Ainsi, selon le recensement économique de 2011 mené par l'Office national des statistiques (ONS) en 2011, le secteur privé était composé de micro-unités à 95 %, exerçant dans le secteur commercial à 55 % (dont 84 % dans le commerce de détail), les services (34 %), l'industrie (10 %) et la construction (1 %) [37, 40].

Le stock d'investissement direct étranger (IDE) reste constant et tourne autour de 12 % du PIB, mais les flux se sont réduits ces dernières années. En 2015, une opération exceptionnelle de rachat par l'État de l'opérateur de télécommunications Djezzy, filiale du groupe égyptien Orascom, a amené le stock d'investissement à un solde négatif. Trois grandes tendances marquent les IDE : la baisse des flux européens, le regain d'intérêt des investisseurs du Golfe et leur orientation vers les projets de transports, dans la sidérurgie et les infrastructures [65, 66]. Toutefois, les différentes mesures introduites depuis 2013 pour améliorer les conditions générales du Code des investissements par la refonte totale du Code consacrant la liberté d'investissement. Approuvé en conseil des ministres, ce projet de loi révisé tout le dispositif régissant l'investissement autour de trois axes principaux : l'ajustement du cadre de régulation de l'IDE, la mise en adéquation entre système d'incitations et politique économique et la révision du dispositif institutionnel. D'autres initiatives comme la préparation de la loi sur les PME et les améliorations concernant l'accès au foncier sont à encourager [82].

III.3.2. Secteur financier

Le système financier reste à développer pour soutenir la diversification de l'économie et la croissance. Selon le dernier rapport 2015-16 du Forum économique mondial (FEM), l'Algérie se classe au 87^e rang de l'index de compétitivité globale, mais au 135^e rang sur 140 pays en matière de développement du marché financier [40].

Le système bancaire se compose de 20 banques dont six publiques et 14 privées, axées sur le commerce extérieur et le crédit au consommateur, filiales ou succursales de grandes banques internationales. Il comprend également neuf établissements financiers (société de leasing notamment) dont six publics. Les banques publiques restent prédominantes avec plus de 85 % des actifs. Le secteur reste relativement bien capitalisé, en partie grâce au soutien de l'État. La stabilité financière ne soulève pas de préoccupations particulières compte tenu de la petite taille du système financier de l'Algérie, de la participation significative de l'État et d'une intégration limitée aux marchés financiers internationaux. Toutefois, le retournement de la conjoncture pourrait fragiliser le secteur, la majorité des banques restant tributaires d'un secteur industriel public, tourné vers l'exportation de matières premières ou de produits qui se trouvent au premier stade de leur transformation. La liquidité bancaire a connu un repli au cours de l'année 2015, en partie liée à la forte baisse des dépôts du secteur des hydrocarbures. Un retour possible des banques et établissements financiers au refinancement auprès de la Banque d'Algérie a été annoncé, notamment via le réescompte, à partir du premier trimestre de l'année 2016 ce qui constitue une première depuis 2001 [82].

L'intermédiation bancaire s'améliore progressivement, à travers le développement du réseau, du nombre des comptes, du niveau des dépôts collectés et des crédits distribués, en hausse constante depuis 2011. Les crédits bancaires accordés au secteur privé ont connu une évolution positive, leur part atteignant 52% en moyenne sur la période 2001-14, avec des pics de 69% et 57% respectivement en 2011 et 2003. Près de 53 % des crédits à l'économie sont accordés au secteur public. Une nouvelle centrale des risques des entreprises et ménages est opérationnelle depuis septembre 2015 dans le traitement des demandes, offrant une base possible de développement d'un marché du crédit. En effet, l'accès au financement représente toujours le facteur le plus problématique pour les affaires, selon le rapport 2015-16 du FEM. Dans le même sens, l'Algérie est classée au 173^e rang dans le rapport Doing Business 2016 de la Banque mondiale, en matière d'obtention de crédit.

Le secteur non bancaire, principalement l'assurance et le crédit-bail, représente une part faible (mais croissante) du système financier. Le Conseil des participations de l'État a choisi huit entreprises publiques qui doivent être introduites sur la place financière d'Alger [62, 64, 65, 66].

III.3.3. Gestion des ressources naturelles et environnement

Vulnérable aux aléas climatiques et aux risques sismiques, l'Algérie voit sa population concentrée sur les côtes de la Méditerranée. L'urbanisation sur le Littoral et la zone côtière a

favorisé la dégradation de l'environnement, accentuée par la croissance économique. Dans ce cadre, des mesures d'adaptation et de gestion des risques ont été prises en faveur de la lutte contre la désertification et de l'utilisation rationnelle des ressources naturelles [18, 19].

En plus d'avoir ratifié l'ensemble des conventions internationales relatives à l'environnement, l'Algérie a renforcé son arsenal juridique depuis le début des années 2000. Une Stratégie nationale de l'environnement (SNE) et un Plan national d'action pour l'environnement et le développement durable (PNAEDD) ont été adoptés. Les questions environnementales ont été intégrées dans les documents de planification et la législation.

Le schéma national d'aménagement du territoire (SNAT 2010-30) a consacré une de ses quatre lignes directrices à la durabilité (« vers un territoire durable ») et tient ainsi compte de la préservation des ressources naturelles. Un programme national d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique se fixe comme objectif un taux d'intégration en énergies renouvelables à 35 % à l'horizon 2030. Enfin, des mécanismes financés en partie par le budget public et par une fiscalité fondée sur le principe du « pollueur payeur » permettent aussi de lutter contre la pollution. Un réseau étoffé d'organismes spécialisés met en œuvre la politique environnementale, relayé par les services déconcentrés. Un institut dédié au développement durable sur le continent africain a été par ailleurs créé en 2016 à Alger [22, 82].

En outre, l'Algérie a lancé depuis 2012, une initiative destinée à promouvoir la création d'emplois et l'entrepreneuriat pour les jeunes et les femmes dans l'économie verte, vu le potentiel intéressant qui s'y trouve en termes de création d'entreprises et d'emplois [82].

III.4. Contexte social et développement humain

III.4.1. Développement des ressources humaines

Les performances de l'Algérie en vue des Objectifs du Millénaire pour le développement (OMD) ont été considérables. En témoigne le gain de dix places du pays en 2015 dans le rapport sur l'Indice de développement humain (IDH) du Programme des Nations unies pour le développement (PNUD). L'Algérie est ainsi passée au 83^e rang mondial et figure parmi les 56 pays ayant un développement humain « élevé », au troisième rang africain après Maurice et les Seychelles.

Le nouveau projet de loi sur la santé, en cours d'examen, consacre la gratuité des soins et envisage l'élargissement du système de tiers payant pour les médicaments. Il évoque toutefois la participation des malades au financement des soins. De fait, la part des ménages dans le financement a fortement augmenté, malgré la hausse des dotations budgétaires du secteur. Depuis l'ouverture du secteur de la santé aux investisseurs privés au début des années 1990, de nombreuses cliniques ont été créées, conduisant à un système à deux vitesses où la qualité des soins dans le secteur public se détériore. Par ailleurs, avec les transitions démographique et épidémiologique, de nouveaux défis sont apparus comme la prise en charge des pathologies modernes, le renforcement de la couverture sanitaire à travers le pays, la réforme du système

de financement, l'amélioration de l'accès aux soins de qualité sur tout le territoire ou l'efficacité des services de santé.

La prévalence du VIH/Sida, du paludisme et dans une moindre mesure de la tuberculose, est relativement limitée. Fin septembre 2015, 1632 personnes étaient malades du VIH/Sida et 7974 autres des séropositifs asymptomatiques. La prévalence reste inférieure à 0.1 % de la population, mais concentrée au niveau des groupes vulnérables. Le dépistage, la prise en charge et le traitement sont gratuits au sein de 61 centres de dépistage. Le Plan national stratégique 2013-15 propose par ailleurs une approche multisectorielle. Une stratégie nationale a été adoptée afin d'éliminer la transmission du VIH/Sida de la mère à l'enfant en collaboration avec l'Unicef et l'Onu-sida. Le programme national de lutte contre la tuberculose, adopté en 1965, est régulièrement mis à jour. Plus de 22000 cas de tuberculose ont été recensés en 2014, dont 8445 cas pulmonaires contagieux. L'incidence du paludisme était de 1.58 pour 100000 habitants en 2013, contre 256 en 1998. L'Algérie va s'engager prochainement dans le processus de certification de son élimination.

L'objectif quantitatif en matière d'éducation a globalement été atteint, mais des problèmes persistent concernant l'efficacité du secteur par rapport au budget consenti par l'État (plus du cinquième du total, soit le deuxième poste de dépense après la défense nationale). Le taux d'enfants scolarisés dans le primaire est élevé (97 %), avec une bonne parité entre garçons et filles [82].

III.4.2. Réduction de la pauvreté, protection sociale et travail

La politique sociale passe par de nombreux programmes, qui drainent un cinquième du budget de l'État. Le Conseil national économique et social (CNES) estime la totalité des transferts sociaux à près de 25 % du PIB, dont une grande part à travers les subventions universelles. Avec différents programmes (transferts directs à certaines catégories de population, actions d'insertion sociale, de développement communautaire et de renforcement des infrastructures), des agences autonomes comme l'Agence de développement social (ADS) ou l'Agence nationale de gestion du microcrédit (ANGM) participent à l'intégration des populations en situation de précarité. Les autorités ont également mis en œuvre des dispositifs d'aide à l'insertion professionnelle des demandeurs de premier emploi et des nouveaux diplômés. Ces politiques passent par des activités subventionnées, des formations professionnelles ainsi que des mesures d'aide aux licenciés économiques, aux chômeurs et aux personnes assistées. Enfin, les programmes concernant le logement portent sur l'éradication de l'habitat précaire, le développement du logement social, participatif ou non [40].

Une importante réflexion a été engagée en vue de la révision de cette politique sociale, pour en assurer la cohérence avec les différentes politiques du pays et en améliorer l'efficacité, afin de s'inscrire dans une logique pérenne pour l'avenir des bénéficiaires. Dans ce cadre, plusieurs études sont en cours, parmi lesquelles une mise à jour affinée de la cartographie de la pauvreté, pour un meilleur ciblage.

Le système de sécurité sociale couvre 85 % de la population et 73 % de la population active, employée dans le secteur public comme le privé. Il représente 6 % du PIB et repose sur le

principe de l'affiliation obligatoire de tous les travailleurs, une définition élargie des bénéficiaires indirects, ainsi que 26 catégories spéciales de bénéficiaires, tels que les étudiants. Il comprend les assurances sociales (maladie, maternité), l'invalidité et le décès, l'assurance vieillesse, l'assurance accidents du travail et maladies professionnelles, les prestations familiales et l'assurance chômage. Toutefois, de nombreux actifs restent hors du système, en raison de l'importance du secteur informel (estimé à 1 million de travailleurs), des mutations démographiques et des difficultés sur le marché du travail, avec un chômage de 9.9 % en 2016, en hausse continue ces dernières années. Les résultats du programme d'affiliation volontaire proposé en 2015 sont toujours attendus. En vue d'une couverture plus large, un projet de décret en cours d'élaboration pourrait garantir une couverture sociale aux diplômés pendant la période de recherche d'emploi, et l'adaptation du système actuel aux saisonniers du secteur agricole et aux sportifs professionnels. Un programme de mise en conformité fiscale volontaire pour inciter les employeurs en difficulté à assainir leur situation vis-à-vis des caisses de sécurité sociale a été adoptée à l'été 2015, et 65 000 entreprises ont déjà régularisé leur situation. Des réformes du financement de ce système sont également introduites progressivement depuis 2006 dans les lois de finances, à travers des ressources additionnelles issues de la fiscalité. Sa viabilité n'est pas menacée à court terme par la démographie du pays, qui affiche un ratio de dépendance (rapport de la population de 60 ans et plus, sur celle des 16-69 ans) de 8 %.

L'Algérie est signataire des conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail (OIT) et le droit du travail consacre les droits à l'emploi, à la sécurité et la santé au travail, ainsi qu'à la sécurité sociale. L'avant-projet de loi portant révision du Code du travail, a été transmis au Bureau international du travail (BIT) le 27 octobre 2015 [40, 82].

III.5. L'apport de la théorie économique aux débats énergétique

La théorie économique a beaucoup été sollicitée par les acteurs du secteur de l'énergie mais, en retour, les débats énergétiques ont permis aux théoriciens de l'économie d'alimenter certaines de leurs réflexions. En fait le secteur de l'énergie fait souvent appel à des ressources épuisables (les 3/4 de l'énergie consommée dans le monde appartiennent aux ressources dites non renouvelables), qu'il est très capitalistique et souvent organisé autour de monopoles intégrés, privés ou publics, pour ce qui est du transport et de la distribution de certains fluides (gaz, électricité notamment). C'est en outre une activité génératrice de fortes externalités. Ces débats ne sont pas nouveaux : on se souvient de la "question charbonnière" soulevée par S. Jevons [1865] ou de la tarification des monopoles énergétiques abordée par J. Dupuit [1844] au XIXe siècle. Il est intéressant de voir comment les relations entre énergie et théorie économique ont évolué au cours de ces dernières années et quels sont les thèmes qui, aujourd'hui, sont au centre des préoccupations des économistes de l'énergie [41].

III.5.1. Les débats liés aux relations énergie-croissance et à la modélisation de la demande d'énergie

L'énergie est à la fois un bien de consommation finale et une consommation intermédiaire utilisée dans le processus productif. Le rapport qui existe à un moment donné, dans un pays donné, entre la consommation primaire d'énergie consommée durant l'année et le produit intérieur brut est toutefois très variable dans l'espace et dans le temps car de nombreux facteurs interfèrent : le climat, l'organisation de l'espace, la structure de la production, la technologie utilisée, le prix directeur de l'énergie, la réglementation en vigueur, le comportement des agents etc.... [63].

L'article pionnier de [Kraft et Kraft 1978] [46] a conduit à un grand nombre d'études sur le lien entre croissance et consommation énergétique dans différents pays avec des périodes différentes grâce à l'utilisation de différentes méthodes et variables. La plupart d'entre eux sont examinés de manière exhaustive dans [Ozturk, 2010] classement par pays et par groupe de pays. Bien que [Kraft et Kraft] ait trouvé une causalité uni-directrice allant du PNB à la consommation d'énergie aux États-Unis, la littérature sur la relation énergie-croissance n'est pas concluante en termes de direction de causalité [Voir Asafu-Adjaye J 2007 [17], Bozoklu S, Yilanci V 2013 [20], Al-Iriani MA 2006..] [10].

Par conséquent, il existe quatre hypothèses dans la littérature sur le lien de croissance-énergie. L'hypothèse de croissance suppose que la causalité passe de l'énergie vers la croissance. De ce fait, toute baisse de la consommation d'énergie résultant de politiques de conservation sera négativement associée à la croissance économique. L'hypothèse de conservation, en revanche, souligne que la croissance est le principal facteur de consommation d'énergie et, à cet égard, la croissance économique entraînera une augmentation de la consommation d'énergie. L'hypothèse de rétroaction articule une causalité bi-directionnelle: La consommation d'énergie affecte la croissance et vice versa. Enfin, l'hypothèse de Neutralité n'indique aucun lien de causalité entre la consommation d'énergie et la croissance [Voir : Yoo SH 2006 [83], Squally J 2007 [77], Narayan PK, Smyth R 2009 [60], Nachane DM, Nadkarni RM, Karnik AV 1988.] [59].

La sévérité des crises de l'énergie (1973,1979, 1980), était à l'origine de nombreux travaux empiriques portant sur la relation entre la consommation d'énergie et la croissance économique [Erol et Yu], 1987 [35], Masih et Masih 1996 , Asafu-Adjaye, 2000 [17], Morimoto et Hope, 2004, Lee, 2006, Lee et Chang 2007] [26]. Cette relation a été saisie sur deux angles différents : celui de la fonction de demande d'énergie et celui de la fonction de production globale (KLEM), les travaux du premier groupe, dont notamment [Masih et Masih 1998], [Asafu-Adjaye 2000] [17], [Fatai et al 2004] et [Oh et Lee 2004] ont utilisé la fonction de demande d'énergie, avec trois variables, l'énergie, le PIB et le prix de l'énergie, mesuré par l'indice des prix à la consommation. Alors que le modèle utilisant la fonction de production prend en compte l'énergie, au même titre que les facteurs de production, capital et travail révolutionnant par-là, le modèle de Solow [Yu et Choi 1985], [Masih et Masih 1996], [Glasure et Lee 1998] [38],

[Yang 2000], [Soytas et Sari 2003], [Shin et Lam 2004], [Paul BhattaCharya 2004], [Morimoto et Hope (2004)].

Tableau. 3.3 : Exemple d'études sur le lien entre Croissance et Consommation énergétique.

Etude	Période	Panel de pays	Données	Méthodes	Long Terme	Court Terme
Mehrar a (2007)	1971-2002	Iran, Koweït, Arabie Saoudite, EAU, Bahreïn, Oman, Algérie, Nigéria, Equateur, Venezuela et Mexique	PIB par habitant et CE par habitant	Panel VECM	Pour l'Iran, Nigeria, Qatar, Arabie Saoudite, EAU. PIB → CE	Qatar, Arabie Saoudite. PIB → CE
Al-Irani (2006)	1971-2002	Emirates (EAU) Pays du CCG: Bahreïn, Koweït, Oman, Qatar, Arabie Saoudite et les Arabes Unis.	PIB et CE	Var Panel	Non étudié	PIB → CE
Apergis et Payne (2009)	1991-2005	Les pays de la CEI, y compris l'Azerbaïdjan, Kazakhstan, Russie.	PIB, CE, investissement réel, travail	Panel VECM	EC ↔ PIB	PIB → CE
Lee and Chang (2008)	1965-2002 1971-2002	22 pays développés et 18 pays en développement, y compris les pays en développement exportateurs de pétrole d'Indonésie, de Malaisie, du Mexique et du Venezuela.	PIB par habitant et CE par habitant	Panel MMG		Pour le Mexique EC → PIB Pour les Pays-Bas Et la Norvège EC ↔ GDP Pour les pays développés PIB → CE Pour les pays en développement GDP ↔ EC
Ahmed et Azam (2016)	Différentes périodes pour différents pays	119 économies à fort, moyen et faible revenu, y compris les exportateurs de pétrole du MO et de la CEI	PIB et CE	Test de causalité de Granger dans le contexte du domaine fréquentiel	Les quatre hypothèses pour tout le panel	Les quatre hypothèses pour tout le panel

III.6. Les modèles de prévision de la demande d'énergie

III.6.1. Gestion de la demande d'énergie

La gestion de la demande d'énergie implique l'utilisation efficace des ressources énergétiques, la fiabilité de l'approvisionnement, la gestion efficace des ressources énergétiques, la conservation de l'énergie, les systèmes combinés de chaleur et d'électricité, les systèmes d'énergie renouvelable, les systèmes énergétiques intégrés, les systèmes indépendants de distribution d'énergie, etc. La gestion de la demande doit tenir compte d'une série d'options, qu'il s'agisse de solutions techniques, organisationnelles et comportementales afin de réduire la consommation d'énergie. Des options rentables, des alternatives commercialement viables et des solutions respectueuses de l'environnement doivent être explorées. La gestion de la demande consiste à planifier, mettre en œuvre et surveiller les activités d'utilisation de l'énergie conçues pour encourager les consommateurs à modifier leur niveau et leur mode d'utilisation d'énergie [43].

La gestion de la partie de la demande a changé la priorité des années 90 avec les nombreux changements qui se produisent dans le monde entier : les avancées technologiques, les percées de communication, les améliorations dans les processus de fabrication, ce qui a entraîné une qualité à moindre coût. L'accent mis sur la gestion de la demande a évolué de la gestion de la charge résidentielle à la meilleure gestion de la demande commerciale et industrielle. La gestion parallèle de la demande favorise l'efficacité énergétique pour le développement durable. La demande d'énergie est étroitement liée au prix de l'énergie, au PIB, à la population pour n'en nommer que quelques-uns. La gestion de la demande d'énergie devrait contribuer à atteindre l'autosuffisance et la rentabilité pour assurer un développement économique durable.

La gestion de la demande d'énergie devrait donc contribuer à :

- ✓ Planification de l'exigence future, identification des mesures de conservation ;
- ✓ L'identification et la priorisation des ressources énergétiques, l'utilisation optimisée de l'énergie, les stratégies d'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- ✓ Définir les décisions politiques ;
- ✓ Identification des stratégies pour réduire les émissions de GES ;
- ✓ Les modèles énergétiques sont développés en utilisant des variables macroéconomiques pour prévoir la demande d'énergie. Cela aide à planifier et à élaborer des politiques de gestion de l'énergie axée sur la demande [61, 73].

III.6.2. Modèles de demande énergétique

Les modèles énergétiques sont développés pour un progrès durable de n'importe quel pays. Les modèles de demande d'énergie peuvent être classés de plusieurs façons, comme les techniques statiques versus les dynamiques, univariées et multivariées, allant des séries temporelles aux modèles hybrides. Les examens des recherches menées au cours des années quatre-vingts et quatre-vingt-dix sont présentés par [Bohi, 1981], [Bohi et Zimmerman, 1984] et [David Wood,

1993]. [Chang et al, 2003] examine la production et la consommation de l'énergie traditionnelle et des énergies renouvelables en Chine au cours des trois dernières décennies. Une analyse des outils logiciels de gestion de l'énergie est analysée pour étudier les caractéristiques des outils d'intégration des énergies renouvelables dans différents systèmes énergétiques par [Connolly et al, 2010]. Une revue des différentes méthodes d'optimisation a été réalisée par [Banos et al, 2011] pour une utilisation optimale des sources d'énergie renouvelables.

[Chen et Kung, 1984] ont étudié la façon dont la précision de prévision peut être améliorée en intégrant des approches de prévision qualitative et quantitative.

La prévision de la demande énergétique est construite en utilisant des approches qualitatives telles que des enquêtes chaque fois qu'il y a pénurie d'information ou lorsque la perception, la sensibilisation et l'acceptation des utilisateurs finaux sont nécessaires. Le modèle de consommation d'énergie des ménages dans différentes formes de développement urbain est examiné pour Bandung City, en Indonésie. Une enquête est menée pour déterminer les modes de consommation d'énergie [permana et al, 2008]. [Liu et al, 2008] Ont utilisé un sondage pour déterminer le mode de consommation d'énergie des ménages pour un comté au Tibet [8].

Les modèles de prévision d'énergie sont élaborés spécifiquement pour une nation en fonction des conditions économiques et du marché. [Baines et Bodger, 1984] ont adopté une approche de prévision du marché pour l'analyse de la demande d'énergie. L'accessibilité énergétique et la substitution de l'énergie sont traitées.

Le modèle de planification énergétique intégrée (MPEI) est un modèle de prévision technique et économique. Il est basé sur une ventilation détaillée des secteurs de la consommation d'énergie et de la transformation de l'énergie. L'objectif principal du modèle est d'équilibrer l'offre d'énergie avec la demande d'énergie. Le modèle considère les variables telles que : taux de croissance du PIB et structure du PIB, taux de croissance de la population, taux d'urbanisation, nombre de ménages et part du produit industriel, etc.

Le système intégré d'énergie (SIE) développé au laboratoire Honeywell à Prague intègre toutes les formes de climatisation, de chauffage, de production d'électricité, de chaleur combinée et de technologies de cogénération. Le système consiste en un mécanisme de prévision et d'optimisation. Le module de prévision estime que la demande et le module d'optimisation optimisent la charge parmi les différentes unités de production [Marik et al, 2008].

Un modèle a été développé au Japon qui simule la consommation d'énergie à l'échelle nationale du secteur résidentiel en considérant la diversité des ménages et les types de bâtiments. Le modèle est utilisé pour développer des scénarios et projeter les besoins énergétiques dans le secteur résidentiel. Voir [Shimoda et al, 2010]. [Hu et al, 2011]. Présente un cadre Economie-Énergie-Électricité-Environnement (E4). Il examine la stratégie pour le carbone faible progression de la croissance économique en Chine, la demande d'énergie électrique, la production d'énergie renouvelable, la conservation de l'énergie et l'atténuation des émissions de GES jusqu'en 2030.

Ressources naturelles Canada (RNCAN) a utilisé le modèle d'approvisionnement en pétrole et en gaz (OGSM) pour prédire l'offre et la demande de pétrole et de gaz pour le Canada. Les différents paramètres considérés dans le modèle comprennent le ratio d'investissement, le ratio du pétrole, le coût des réserves de pétrole, les prix du pétrole, l'approvisionnement / production

de pétrole [Persaud et al, 2001]. Un modèle de planification technique et économique (IPEM - Integrated Energy Planning Model) est utilisé pour estimer la demande de gaz naturel dans trois scénarios : faible croissance, croissance élevée, développement durable dans quatre domaines d'application : production industrielle, électrique, distribution domestique, distribution domestique et Les conversions de flux de véhicules [Fernandes et al, 2005]. Le modèle de dynamique du système est utilisé pour prévoir la croissance de la consommation de gaz. On constate que le gaz naturel deviendra une substitution importante pour le pétrole [Li et al, 2011]. Les modèles de demande d'électricité sont développés pour étudier les prévisions de charge à court, à moyen terme et à long terme ainsi que pour la demande d'électricité dans tout le pays. Un modèle de réseau de croyance est utilisé pour prévoir la demande d'électricité. Un algorithme de simulation dynamique est appliqué au réseau de croyances pour prendre en compte les effets de la décision [Lehtila et al, 1990]. La demande d'énergie électrique à long terme est déterminée à l'aide de la théorie de la simulation dynamique par [Jia et al, 2001]. Les facteurs environnementaux sociaux et économiques se révèlent affecter la consommation d'électricité.

Il en résulte des variations saisonnières, mensuelles, quotidiennes et horaires du modèle de consommation d'électricité. La prise de décision macroéconomique est appliquée aux prévisions d'électricité requises. En regroupant les données primaires et en supprimant la variance périodique, le motif compliqué est décomposé. Les modèles simples sont ensuite appliqués, la prévision de la demande d'électricité est effectuée [Yao et al, 2003].

Les facteurs de décision pour la demande et l'approvisionnement en électricité sont identifiés pour la Chine.

Le cadre se compose de facteurs technologiques et socio-économiques, y compris ceux qui affectent la demande d'électricité, à savoir la croissance économique, la structure, l'efficacité énergétique, l'urbanisation et la variation du revenu par habitant et de l'approvisionnement en électricité, à savoir la déréglementation, les initiatives visant à promouvoir le gaz naturel, les énergies nucléaires et renouvelables, la pollution atmosphérique Réglementation, évolution des prix du charbon et du gaz naturel, et changements dans la technologie de génération [Steenhof et al, 2007] [47].

III.6.3. Les débats liés à la tarification optimale de l'énergie

III.6.3.1. Le juste prix d'une ressource épuisable

Le débat n'est pas nouveau. Il s'était posé avec force dans les années 30, aux États-Unis notamment à une époque où les réserves de pétrole brut semblaient devoir s'épuiser rapidement. Les travaux de [H. HOTELLING, 1931] avaient alors apporté une réponse à la question de savoir comment doit évoluer, en longue période, le prix d'une ressource épuisable. Ces travaux ont donné lieu à d'amples développements après le premier choc pétrolier fin 1973. L'augmentation sensible du prix du brut et le progrès technique ont ensuite permis d'accroître fortement les réserves prouvées (c'est-à-dire les réserves techniquement exploitables et

économiquement rentables) et les travaux sur ce thème ont largement diminué au fur et à mesure que l'échéance de cet épuisement semblait s'éloigner [41].

Un stock de ressources en terre épuisables et qui bénéficie d'une rente de rareté constitue un actif dont le rendement est égal au gain de capital que procure l'augmentation de sa valeur au cours du temps. Tout ce que peut faire le propriétaire c'est de repousser l'extraction, donc substituer des ventes futures à des ventes immédiates, ou d'accélérer l'extraction, ce qui revient à substituer des ventes immédiates à des ventes futures. En présence de marchés à termes complets, le taux de croissance de la valeur unitaire du stock est donc égal au taux de rendement de tout autre actif, en particulier au taux d'intérêt pris comme taux de préférence sociale. Le prix de marché de la ressource extraite doit tenir compte non seulement du coût marginal d'extraction, mais aussi du coût d'option que constitue cette valeur en terre sacrifiée. C'est conforme à la théorie de H. HOTELLING qui conduit à deux conclusions essentielles :

- il existe, dans le cas d'une ressource dont la quantité est physiquement limitée, une différence entre la recette marginale et le coût marginal. C'est l'expression d'une rente de rareté qui recouvre en fait un coût d'usage ;
- le profit marginal du propriétaire de la ressource non renouvelable doit croître au cours du temps au rythme du taux d'intérêt pris comme taux d'actualisation.

On en déduit dès lors le sentier optimal d'évolution d'une ressource épuisable suivant la structure du marché :

- ✚ en situation de concurrence pure et parfaite le prix net (des coûts d'extraction) doit croître au rythme du taux d'actualisation. A titre d'exemple si le prix du marché est de 20 \$ le baril, le coût marginal d'extraction de 12 \$, le taux d'intérêt de 8%, alors le prix net soit 8 \$ le baril doit croître de 8% et atteindre 8,64 \$ l'année suivante ce qui, toutes choses étant égales par ailleurs, donnera un prix de 20,64 \$ sur le marché, soit une hausse de 3,2% pour le consommateur...
- ✚ en situation de monopole la recette marginale nette (les coûts d'extraction) doit croître au rythme du taux d'actualisation. Le prix d'équilibre diffère du prix de concurrence par la prise en compte d'une rente de monopole qui est positive, dès lors que l'élasticité-prix de la demande est, en valeur absolue, supérieure à l'unité. Il est de l'intérêt du monopoleur de fixer dès le départ un prix plus élevé et d'accroître ensuite ce prix dans une proportion inférieure au taux d'intérêt du marché. De ce point de vue le monopole est "l'ami de la conservation des ressources".

La théorie de HOTELLING constitue une vision normative de gestion inter-temporelle de ressources non renouvelables fondée sur des hypothèses très restrictives : information parfaite, rationalité des agents, marchés financiers parfaits etc... Certains économistes [M. ADELMAN 1980, 1986, H. HOUTHAKKER 1983] considèrent que l'approche en termes de ressources épuisables n'est pas pertinente et qu'en conséquence le prix réel du pétrole est tendanciellement aligné sur son coût marginal en développement. De nombreuses études économétriques ont pu

consolider les hypothèses cette thèse [PINDYCK 1999]. D'autres auteurs ont levé certaines hypothèses restrictives en montrant que le progrès technique, notamment, permet de dynamiser l'approche hotellinienne. Il faut noter que l'approche hotellinienne est excessivement irréaliste. La modélisation des prix du brut et des produits pétroliers a également profité du développement des marchés financiers ("futures"). Les techniques économétriques (comme la cointégration) permettent de voir quels sont les marchés directeurs, dans quelle mesure le marché spot dirige le marché à terme et est dirigé par lui. On peut considérer que les prix à terme apportent une information supplémentaire sur le marché au comptant. A l'aide de tests de causalité au sens de GRANGER on peut montrer, ce que font de nombreux travaux, que le passé des prix à terme a une influence sur le présent du prix spot. De fait les marchés à terme auraient plutôt un effet stabilisateur (et non déstabilisateur) sur les fluctuations à court terme. Mais il ne faut pas sous-estimer les ruptures, les asymétries entre variables corrélées et la modélisation prospective des prix du pétrole se doit d'intégrer les stratégies industrielles et financières des acteurs présents sur le marché autant que les contraintes politiques susceptibles de perturber ces marchés [12, 41].

III.6.3.2. Critères économiques guidant les méthodes de tarification des réseaux

La littérature économique montre qu'il existe une multiplicité de choix possibles en matière de tarification des réseaux, selon le critère que l'on souhaite mettre en avant (efficacité, acceptabilité, équité,...). Pour une fois, la théorie n'est pas aussi normative que l'on pourrait s'y attendre. Si les principes théoriques sont multiples, leur mise en œuvre est beaucoup plus complexe, et dans certains cas contre-productif.

III.6.3.2.1. Un kaléidoscope théorique

Comment la détermination des tarifs peut-elle intégrer ces divers objectifs ? En la matière, la théorie de référence est celle du monopole naturel. Le problème est toutefois que le principe du coût marginal ne fonctionne pas pour les réseaux, en raison d'une non-adéquation entre les revenus et les coûts. Afin d'allouer les coûts résiduels, une solution peut résider dans une approche de type « Ramsay-Boiteux » dans laquelle le revenu de l'opérateur de réseau est pris en compte et maximisé sous la contrainte de son équilibre budgétaire. Il est également possible de fixer des tarifs en deux parties. Alors, on n'intègre pas seulement les revenus de l'opérateur de réseau, mais aussi ceux du consommateur. Une partie du tarif correspond au recouvrement des coûts marginaux, et une autre à celui des coûts fixes.

Parmi les autres méthodes envisageables, citons celle des coûts distribués qui repose sur des règles d'attribution et de partage des coûts entre les différentes catégories de consommateurs. Les valeurs de Shapley en sont une illustration, fondée sur la théorie des jeux coopératifs. D'autres critères sont plus opérationnels et simples dans leur mise en œuvre : le « timbre-poste » ou encore les tarifs dépendant des contrats ou de la distance. Quant au prix marginal local, séduisant dans un contexte de libéralisation des marchés de l'énergie, il n'est autre que

l'application des prix nodaux — ce qui implique que l'on se trouve dans un environnement de concurrence parfaite, d'information parfaite et de consommateur parfait.

III.6.3.2.2. Les ambiguïtés du prix marginal local

Imaginons un cadre standardisé dans lequel on souhaiterait inciter un consommateur moyen à investir dans le photovoltaïque. Le prix comporte un élément de variabilité lié à l'intermittence de la production solaire, et les coûts variables de la production solaire sont nuls. Selon le mode de tarification, le consommateur doit résoudre l'une des équations suivantes :

- ✓ En présence d'un prix marginal local, il raisonne au vu de la valeur attendue du prix nodal (soumis à une variabilité), multiplié par la capacité de son installation photovoltaïque, moins les coûts fixes.
- ✓ En présence d'un prix moyenné dans le temps, le prix à la consommation est fixe mais le profit dépend de la variabilité de la production.

III.6.3.2.3. Conflits de principes

Divers vecteurs de la tarification structurent la mise en œuvre des principes théoriques économiques : répartition part fixe/part variable, pas de temps, différenciation entre consommateurs, incitations de long terme, régulation ex ante ou ex post... La combinaison de ces vecteurs aboutit à des configurations de tarifs qui se distinguent les uns des autres au regard des critères de localisation, de temps, de composantes fixes/variables, de mode de paiement, de type de service et de profil de consommateur.

L'on pourrait croire que les différences constatées en pratique, s'expliquent par la pondération de ces critères. Dans les faits, il est délicat d'établir de tels liens de causalité car les tarifs sont déterminés par des arbitrages résultant de choix nationaux (acceptabilité, efficacité économique, protection des consommateurs...). Les arbitrages les plus courants s'opèrent entre le reflet des coûts et la simplicité ou la stabilité, ou encore selon les principes Ramsay-Boiteux et l'objectif de non-discrimination. Mais inversement d'autres critères peuvent aussi entrer en synergie les uns avec les autres, l'efficacité économique et l'innovation par exemple.

Une revue de différents pays ayant fortement investi dans le renouvelable ne fait pas apparaître de solution tarifaire standard. Les pratiques diffèrent tant dans les méthodes de connexion que dans l'utilisation des charges du système, la connexion au réseau et l'utilisation de celui-ci. Ainsi, les charges de connexion peuvent être « deep » (couvrant les coûts spécifiques du consommateur et une partie des coûts d'infrastructure partagés entre les utilisateurs) ou « shallow » (couvrant uniquement les coûts qui ne sont pas partagés par les autres consommateurs). Pourtant, ces deux approches aboutissent au même équilibre, et le régulateur reconnaît ces coûts au distributeur.

Dans un monde où persistera une diversité des tarifs, il est important de ramener ceux-ci à des critères rationalisables et reflétant les mix énergétiques des pays [12].

III.6.3.2.4. Une nouvelle tarification de l'électricité et du gaz en Algérie

En vigueur depuis le 1er janvier 2016, les augmentations des tarifs de l'électricité décidés dans le cadre de la Loi de finances 2016 concerneront près de 76% des consommateurs. Les augmentations des prix du gaz toucheront près 57% des consommateurs, selon les données publiées par la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (Creg) concernant la nouvelle tarification.

Pour l'électricité basse tension, aucune augmentation de prix ne sera appliquée pour les consommations comprises entre 0 et 125 kWh/trimestre (tranche 1) et entre 125 et 250 kWh/trimestre (tranche 2) », indique la Creg. Des augmentations de 15,15% et 31,13% par rapport au prix actuel seront par contre appliquées respectivement à la troisième tranche (entre 250 et 1,000 kWh/trimestre) et la quatrième tranche (supérieur à 1,000 kWh/trimestre).

La même tarification progressive a été appliquée pour la consommation de gaz à basse pression. Les tarifs augmentent de 24,04% pour la troisième tranche (entre 2 500 et 7 500 th/trimestre) et de 41,74 % pour la quatrième tranche (supérieur à 7 500 th/trimestre) seulement.

Selon les calculs de la Creg, près de 54% des petits consommateurs d'électricité et 43% des petits consommateurs de gaz sont concernés par les augmentations de la tranche 3. 22% des petits consommateurs d'électricité et 14% des petits consommateurs de gaz sont touchés par les relèvements de tarifs de la tranche 4, précise la même source.

Dans ce contexte, 24% des consommateurs d'électricité basse tension et 43% des consommateurs de gaz basse pression ne vont pas subir les augmentations de tarif.

Pour ce qui est de la consommation d'électricité haute tension type B et de gaz haute pression qui concerne notamment les industriels, la Creg parle d'augmentations de 20% et de 35% respectivement.

Mais ces augmentations ne vont pas « permettre le rétablissement de l'équilibre financier des sociétés de transport et de distribution de l'électricité et du gaz (Sonelgaz) en 2016 », souligne la Creg qui précise que cette nouvelle tarification « permettra néanmoins de réduire leur déficit sur cet exercice » [81].

III.7. L'efficacité énergétique : un défi à relever pour l'Algérie

Ces dernières années, le contexte énergétique international a énormément évolué vers plus de sobriété en matière de consommation d'énergie et une diversification des ressources énergétiques [5].

L'adoption par le gouvernement du programme national sur l'efficacité énergétique à l'horizon 2030, réaffirme cette dernière comme priorité. La réalisation de ce programme par une diversité d'actions et de projets, devrait favoriser l'émergence, à terme, d'un marché durable de l'efficacité énergétique en Algérie.

Les retombées économiques et sociales de l'intégration de la dimension efficacité énergétique dans les différents secteurs d'activité sont multiples. Cette intégration permet d'améliorer le cadre de vie du citoyen mais constitue, également, une réponse appropriée au défi de conservation de l'énergie avec ses implications bénéfiques sur l'économie nationale, en termes de création d'emplois et de richesse, en plus de la préservation de l'environnement.

Le programme d'efficacité énergétique à l'horizon 2030 s'intéresse à l'ensemble des secteurs de consommation qui ont un impact significatif sur la demande d'énergie : il s'agit du bâtiment, du transport et de l'industrie. Il vise globalement la réduction de la consommation de 9% à travers la substitution inter énergétique et l'introduction des équipements et des technologies performantes [5,6].

III.7.1. Le contexte actuel

Des cinq pays du Maghreb, l'Algérie est celui qui a connu la plus forte augmentation de la demande globale d'électricité au cours des dernières années, en moyenne de 7 pour cent par an entre 2006 et 2012. Le taux de croissance d'électricité dépasse de manière significative le taux du PIB, entre 2,4 pour cent et 3,6 pour cent depuis 2008, et la croissance énergétique de l'Algérie est également en plein essor. De même, le pic de la demande a augmenté de manière significative depuis 2006, avec un taux de croissance moyen de 8 pour cent par an pour atteindre 13,6 pour cent en 2012. Depuis 2006, la consommation annuelle maximale de l'Algérie est passée du pic hivernal pour l'éclairage à un pic estival comparable en raison de la forte demande de climatisation.

Suite à un pic de demande de plus en plus élevé, l'Algérie fait face à des pénuries d'électricité. Selon la compagnie SONELGAZ (Société Nationale de l'Electricité et du Gaz), le gouvernement a accepté d'établir un plan d'urgence pour augmenter la capacité de 8400 MW grâce à la construction de six centrales à gaz d'ici la fin 2017 afin de compenser ces pénuries à un coût approximatif de 6-7 milliards de dollars US.

III.7.2. Contexte sectoriel

Le réseau électrique algérien ne répond pas à la demande actuelle. Au cours des dernières années, l'Algérie a connu des pannes de courant fréquentes, en raison d'un pic de demandes dépassant la capacité électrique installée existante. Ce pic a fortement augmenté depuis 2006, atteignant une croissance moyenne de 8 pour cent par an, pour atteindre 13,6 pour cent en 2012. Répondre à la demande croissante est coûteux pour l'Algérie. Le pays a mis en place une centrale supplémentaire d'une capacité de 5.5GW entre 2006 et 2012 pour un coût approximatif de 4,4 milliards de dollars afin de répondre à l'explosion de la demande. Une centrale de 3.8GW à un coût approximatif de 3 milliards de dollars US a déjà été installée pour faire face à cette demande croissante. Or, le coût de cette installation supplémentaire aurait pu être considérablement réduit par des mesures axées sur la demande.

L'augmentation de la consommation résidentielle est une partie importante du problème. Une étude menée par le Plan Bleu et le RCREEE (2011) a montré que, sur la période de 2000 à 2009, la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel a atteint un taux global de 69 pour cent. Cette augmentation est principalement due à l'utilisation accrue des appareils ménagers et des climatiseurs. En 2007, l'Agence de l'efficacité énergétique algérien APRUE a mené une enquête concluant que près de 600.000 unités de climatisation sont vendues chaque année, constituant un marché de 237 millions de dollars US avec un taux de croissance annuel moyen de 30 pour cent. Des mesures d'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel peuvent être efficaces dans la lutte contre cette tendance haussière. Basées sur le niveau d'efficacité des appareils vendus dans le marché d'aujourd'hui, les mesures d'efficacité énergétique peuvent réduire le pic de 20-30 pour cent et mener ainsi à des réductions dans (i) les entrées nécessaires de la capacité de production d'énergie, (ii) la consommation de carburant, et (iii) les émissions de gaz à effet de serre [18, 19].

III.7.3. Dispositif national de la maîtrise de l'énergie

Si la loi relative à la maîtrise énergie, du 28 juillet 1999, a défini les conditions et les moyens d'encadrement et de mise en œuvre de la politique nationale de maîtrise de l'énergie, elle laisse le soin aux acteurs de définir sa mise en œuvre et les modalités de coopération entre les différentes entités qualifiées.

La conception, l'élaboration et la réalisation des programmes et des actions de maîtrise de l'énergie doivent se faire en concertation avec les décideurs des secteurs d'activité : entreprises de l'industrie et du secteur tertiaire, constructeurs de bâtiments, fabricants, importateurs et vendeurs d'équipements, collectivités locales et consommateurs. Dans le prolongement de l'esprit de la loi sur la maîtrise de l'énergie, les grandes lignes de la stratégie nationale de la maîtrise de l'énergie ont été arrêtées en 2003.

Celle-ci précise l'articulation du dispositif institutionnel destiné à assurer une mise en œuvre cohérente et une utilisation optimale des principaux instruments mis en place par la puissance publique en faveur de la maîtrise de l'énergie à savoir [5] :

- Le Programme National de Maîtrise de l'Energie (PNME),
- Le Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie (FNME),
- Le Comité Intersectoriel de la Maîtrise de l'Energie (CIME),
- L'Agence Nationale en charge de la Maîtrise de l'Energie (APRUE).

III.7.3.1. Le Programme National de Maîtrise de l'Energie (PNME)

Le PNME est établi à partir des grandes orientations de la politique de développement économique et social du Gouvernement ainsi que d'études de prospective énergétique à moyen et long termes permettant de définir les enjeux et les potentiels de la maîtrise de l'énergie pour chacun des secteurs d'activités économiques.

Le PNME définit les orientations, les objectifs et les principaux moyens de sa mise en œuvre. Il établit le cadre dans lequel vont se déployer les partenariats entre les acteurs économiques et sociaux ainsi que les opérateurs publics et privés.

III.7.3.2. Le Fonds National pour la Maîtrise de l'Énergie (FNME)

Le Fonds national pour la maîtrise de l'énergie (FNME), dont l'ordonnateur est le Ministre chargé de l'énergie, est l'instrument public spécifique d'incitation financière de la politique de maîtrise de l'énergie. Alimenté par une taxe affectée et par conséquent indépendant du budget de l'Etat, il doit favoriser la continuité des moyens de cette politique.

III.7.3.3. Le Comité Intersectoriel de la Maîtrise de l'Énergie (CIME)

La clef du succès de ce dispositif est l'instauration d'une démarche systématique et permanente de partenariat entre les acteurs directs de la maîtrise de l'énergie. La création du "Comité intersectoriel de la maîtrise de l'énergie" réunissant les partenaires de la maîtrise de l'énergie permettra de faciliter la concertation avec et entre les partenaires et de faire de la maîtrise de l'énergie un domaine partagé.

Le CIME est un organe consultatif placé auprès du ministre de l'énergie chargé d'organiser la concertation et le développement du partenariat public/privé. Il émet des avis sur :

- ✚ toute question liée à l'évolution de la politique de maîtrise de l'énergie et des moyens qui lui sont consacrés,
- ✚ les travaux d'élaboration, de mise en œuvre et de suivi du Programme National de Maîtrise de l'Énergie.

Le CIME est composée :

- ✚ D'un représentant des ministères de l'intérieur, des finances, de l'énergie, de l'environnement, de l'industrie, de l'habitat et de l'urbanisme, des travaux publics, du transport, de l'agriculture, du commerce, des PME et PMI, des ressources en eau, de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique, de l'éducation nationale et des collectivités locales,
- ✚ D'un représentant de la chambre nationale du commerce et de l'industrie,
- ✚ De quatre (4) chercheurs représentants des universités et écoles d'ingénieurs,
- ✚ D'un représentant de la SONATRACH,
- ✚ D'un représentant de la SONELGAZ,
- ✚ D'un représentant de l'autorité chargée de la planification,
- ✚ Le directeur général de l'APRUE,
- ✚ Des représentants des associations de la protection de l'environnement, de consommateurs, du club de la presse de l'énergie, des organismes de financement, des

entreprises des secteurs de l'industrie et de l'énergie et de tout organisme susceptible d'apporter sa contribution à la maîtrise de l'énergie.

III.7.3.4. L'Agence Nationale en charge de la Maîtrise de l'Energie (APRUE)

La cheville ouvrière de l'élaboration du PNME est l'APRUE qui en assure également le suivi et l'évaluation pour le compte du Ministère chargé de l'énergie et sous son autorité.

Dans le cadre de la stratégie nationale de maîtrise de l'énergie, l'APRUE est en charge de l'animation de la politique nationale de maîtrise de l'énergie. Elle est de ce fait l'élément central du dispositif de mise en œuvre de ladite stratégie et doit en assurer le bon fonctionnement.

La politique de maîtrise de l'énergie œuvre dans le cadre d'une action de long terme en faveur de la rationalité économique et environnementale des choix énergétiques des différents secteurs d'activités de l'économie nationale.

La transversalité est un élément constitutif fondamental de la maîtrise de l'énergie et met ainsi en relief l'importance du rôle d'animateur en faveur de la promotion de réseaux d'acteurs qui incombe à l'APRUE.

III.7.4. Présentation des axes d'intervention

III.7.4.1. Le secteur du bâtiment

Le programme vise à encourager la mise en œuvre de pratiques et de technologies innovantes, autour de l'isolation thermique des constructions.

Des mesures adéquates seront prévues au niveau de la phase de conception architecturale des logements. Il s'agit également de favoriser la pénétration massive des équipements et appareils performants sur le marché local, notamment les chauffe-eau solaires et les lampes économiques : l'objectif étant d'améliorer le confort intérieur des logements en utilisant moins d'énergie. La mise en place d'une industrie locale des isolants thermiques et des équipements et appareils performants (chauffe-eau solaires ; lampes économiques) constitue l'un des atouts pour le développement de l'efficacité énergétique dans ce secteur. Globalement, c'est plus de 30 millions de TEP qui seront économisées, d'ici 2030.

III.7.4.2. La généralisation de l'utilisation des lampes à basse consommation d'énergie

L'objectif, à terme, des actions prévues dans le cadre de ce volet est la substitution de la totalité des lampes à incandescence par des lampes énergétiquement performantes.

Pour ce faire, il est prévu, dans une première étape, l'arrêt de l'importation des lampes à incandescence, et l'interdiction de leur commercialisation, dans une deuxième étape. Les gains en énergie escomptés, à l'horizon 2030 avoisineraient 19,5 millions de TEP.

Par ailleurs, la production locale des lampes à basse consommation sera encouragée, notamment, par le recours au partenariat entre les producteurs locaux et étrangers.

III.7.4.3. L'introduction de la performance énergétique dans l'éclairage public

Le programme de maîtrise de l'énergie dédié aux collectivités locales consiste à substituer la totalité des lampes à mercure (énergivores et nocives) par des lampes plus efficaces (sodium haute pression).

Ce qui permettra d'atteindre une économie d'énergie d'un million de TEP, à l'horizon 2030 et d'alléger la facture énergétique des collectivités.

III.7.4.4. La promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel :

Le programme vise à amener les industriels à plus de sobriété et de pondération dans leur consommation énergétique. En effet, l'industrie représente un enjeu pour la maîtrise de l'énergie du fait que sa consommation énergétique est appelée à croître à la faveur de la relance de ce secteur. A ce titre, l'objectif attendu en matière d'économie d'énergie est évalué à plus de 34 millions de TEP ; Pour plus d'efficacité énergétique, il est prévu :

- ✚ La généralisation des audits énergétiques et du contrôle des procédés industriels qui permettront d'identifier les gisements d'économie d'énergie substantiels et de préconiser des plans d'actions correctifs ;
- ✚ L'encouragement des opérations de réduction de la surconsommation des procédés industriels, à travers un soutien de l'Etat financier au financement de ces opérations.

III.7.4.5. Le secteur des transports

Le programme vise à promouvoir les carburants les plus disponibles et les moins polluants, en l'occurrence, le GPLc et le GNc : l'objectif étant d'enrichir la structure de l'offre des carburants et de contribuer à réduire la part du gasoil, en plus des retombées bénéfiques sur la santé et l'environnement. Ceci se traduirait par une économie, d'ici 2030, de plus de 15 millions de TEP.

III.7.4.6. Le cadre juridique et réglementaire

Le cadre législatif en Algérie couvre certains aspects de la réglementation et la mise en œuvre des politiques d'efficacité énergétique, et en 2011, le gouvernement Algérien a approuvé un programme national global pour l'énergie et à l'efficacité énergétique à l'horizon de 2030. Sous le titre du Protocole de Montréal une autre initiative égide du FEM est en cours pour aider à introduire des fluides frigorigènes ayant un faible potentiel de réchauffement global (PRG) dans les climatiseurs en Algérie.

Malgré la possibilité de réduire la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel et le travail législatif impressionnant entrepris par le gouvernement à ce jour, peu de progrès ont été réalisés pour atteindre des niveaux de rendement plus élevés. Le problème fondamental en Algérie, est le manque de continuité entre les politiques et la mise en œuvre du gouvernement. Bien que les lois et les règlements existent, ils sont rarement appliqués sur le

terrain. La principale raison en est que les parties prenantes - en particulier les acteurs et consommateurs du secteur privé - ne sont pas consultés afin de s'assurer que le cadre réglementaire répond à leurs besoins. En outre, alors que les décrets sont émis, ils ne sont pas toujours suivis de leur mise en vigueur. Ainsi, la loi algérienne en place depuis 2005 n'a pas abouti à un seul projet d'énergie renouvelable de grande envergure, à ce jour.

Plus précisément, les défis à la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique sont les suivantes : (i) aucun mécanisme n'a été mis en place pour contrôler, vérifier ni faire respecter la mise en œuvre de la réglementation de l'efficacité énergétique ; et (ii) les normes sont basées sur des modèles éprouvés de l'extérieur de l'Algérie sans adaptation aux spécificités de l'Algérie, en particulier les marchés de l'appareil de l'utilisateur final locaux et des technologies. En effet, une plus grande participation et de consultation du secteur privé et les consommateurs est nécessaire pour assurer que le cadre réglementaire fonctionne efficacement pour atteindre l'objectif visé [5, 6, 20, 33, 57, 58].

III.8. Prospective de l'économie algérienne à l'horizon 2030

Notre pays présente souvent la diversification économique comme une dimension essentielle de la politique nationale de développement, car la dépendance des hydrocarbures est perçue, à raison, comme porteuse de risque.

Cependant, l'objectif de diversification hors des ressources naturelles, bien que réaffirmé unanimement depuis des décennies, est loin de se réaliser. Dans le cas de notre économie, des pays de la région, moins bien dotés en ressources naturelles, et donc en possibilité d'investissement dans la croissance et en capacités d'importations de biens d'équipement, réalisent des performances plus élevées en termes de diversification. L'industrie manufacturière nationale est comparativement parmi les plus faibles, sa part dans le PIB est trois fois inférieure à la moyenne des pays non pétroliers de la région [64].

Cette corrélation négative entre l'intensité de la dotation en ressources naturelle et les faibles performances de croissance a été largement traitée dans la littérature académique. Cela nous permet aujourd'hui de distinguer plusieurs canaux par lesquels les ressources naturelles, qui devraient desserrer un certain nombre de contraintes au développement économique, se muent paradoxalement en obstacles à la croissance.

L'élaboration d'une vision de l'économie algérienne à l'horizon 2030 est primordiale à réaliser. Elles permettent, en effet, non seulement d'étudier différents scénarios de croissance à travers les hypothèses alternatives, qu'on se fixe, mais également de s'assurer, que les objectifs globaux retenus dans le cadre d'un éventuel Plan à long terme de l'économie nationale, sont cohérents et réalisables.

Dans cette partie de notre travail on se basera essentiellement sur les travaux de prospective qui ont été réalisés par [Rafik Boukha-Hassane, 2016], [A.Lamri, 2016] et aussi sur la consultation du FMI publiées en Mai 2016 dans son rapport sur l'Algérie [65, 66].

Le travail de [Rafik Boukha-Hassane, 2016], a utilisé le modèle RMSM-X de la Banque mondiale sur les données de l'économie algérienne, tout en adaptant certaines de ses spécifications au contexte national. Ce modèle, au-delà de la simplicité, parfois même du caractère frustré de certaines de ses règles de projection, a le mérite de répondre aux préoccupations de pertinence et de réalisme des hypothèses retenues [65].

III.8.1. Le Modèle utilisé

La simulation de trajectoires de croissance est menée à l'aide du modèle RMSM-X de la Banque mondiale sur les données de l'économie algérienne de 2010. Ce modèle ne contient que quelques spécifications simples de comportement, et représente surtout un cadre quasi-comptable, qui assure la cohérence des objectifs fixés et le respect des contraintes budgétaires des agents.

Le modèle comprend cinq secteurs institutionnels : l'Etat, le secteur privé (regroupant les entreprises), le secteur monétaire (Banque d'Algérie et Banques commerciales agrégées en un secteur), le compte national et le reste du monde.

Chacun de ces cinq secteurs institutionnels est soumis à une contrainte budgétaire (inter-temporelle), qui est représentée d'une façon générale par :

$$D_t = D_{t-1} + iD_{t-1} + (\text{dépenses courantes})_t - (\text{revenus courants})_t + (\text{investissements})_t - (\text{transferts en capital})_t$$

Où D_t est le niveau de la dette à la date t et i le taux d'intérêt sur la dette.

Par ailleurs, le modèle distingue cinq marchés, sur lesquels les agents interviennent : le marché des biens et services ; le marché monétaire ; le marché du crédit de la Banque d'Algérie et le marché du crédit bancaire ; le marché de la dette intérieure ; le marché de la dette externe. Il s'agit donc d'une description très large de l'économie. On peut ainsi écrire cinq autres équations représentant chacune l'équilibre sur un des cinq marchés du modèle. Toutefois, la loi de Walras permet de supprimer une équation, et de ne garder que 9 équations seulement, qui représenteront à la fois les contraintes budgétaires des agents, ainsi que l'équilibre économique général du modèle.

Une fois la structure générale du modèle établie, l'auteur spécifie la forme fonctionnelle des relations entre les différentes variables économiques intervenant dans le modèle permettant de projeter celui-ci dans le temps [74].

Ainsi, les principales équations de comportement du modèle sont :

- ✓ la fonction de consommation qui est, dans la tradition keynésienne, une fonction dépendante du revenu disponible réel ;

- ✓ les équations d'importations dépendantes du revenu intérieur et du taux de change réel d'équilibre (TCER) des importations et les équations d'exportation dépendantes de l'évolution de la demande sur les marchés extérieurs et du TCER des exportations ;
- ✓ la fonction d'investissement hors hydrocarbures à travers la donnée de l'incrémental capital output ratio (ICOR) qui détermine l'investissement requis pour réaliser un taux de croissance économique donné :

$$I_t = \frac{(Y_{t+1} - Y_t)}{ICOR_{t+1}}$$

Où Y_t est le PIB hors hydrocarbures aux prix du marché à la date t.

Le modèle possède plus de 400 équations. L'ensemble de ces relations, une fois estimé avec les objectifs ciblés par le Plan et les valeurs projetées des variables exogènes est alors utilisé pour prédire l'évolution de l'économie en supposant que le modèle reste valide sur la période de projection [64, 65].

III.8.2. Les principales hypothèses retenues

L'auteur décrit dans ce qui suit la trajectoire de croissance accélérée qui devraient permettre une diversification de l'économie et de ses exportations.

- ✚ Sur le plan macroéconomique : l'objectif sera la réalisation d'un épisode soutenu de croissance du PIB de 6% par an en régime permanent. Sur cette trajectoire, le PIB par habitant à l'horizon 2030 s'élèvera à deux fois et demie son niveau de 2010 en passant de 4500 dollars à 10100 dollars en 2030 (au prix constant de 2010). Le taux d'inflation se stabilisera à 6% par an, alors que le taux de change nominal sera de 74DA/US\$ sur l'ensemble de la période.

Sur le plan de la transformation structurelle de l'économie, plusieurs objectifs ont ciblés par l'auteur :

- ✚ une diversification de l'économie à travers l'accroissement de la part de l'industrie de 4% en 2010 à 10.5% du PIB à l'horizon 2030 ;
- ✚ une diversification des exportations portant la croissance des exportations hors hydrocarbures à 15% par an sur la période de projection. La croissance des exportations d'hydrocarbures sera progressivement portée de 2.6% en 2010 à 2% à partir de 2016, en tenant compte à cet égard de la déplétion des ressources.

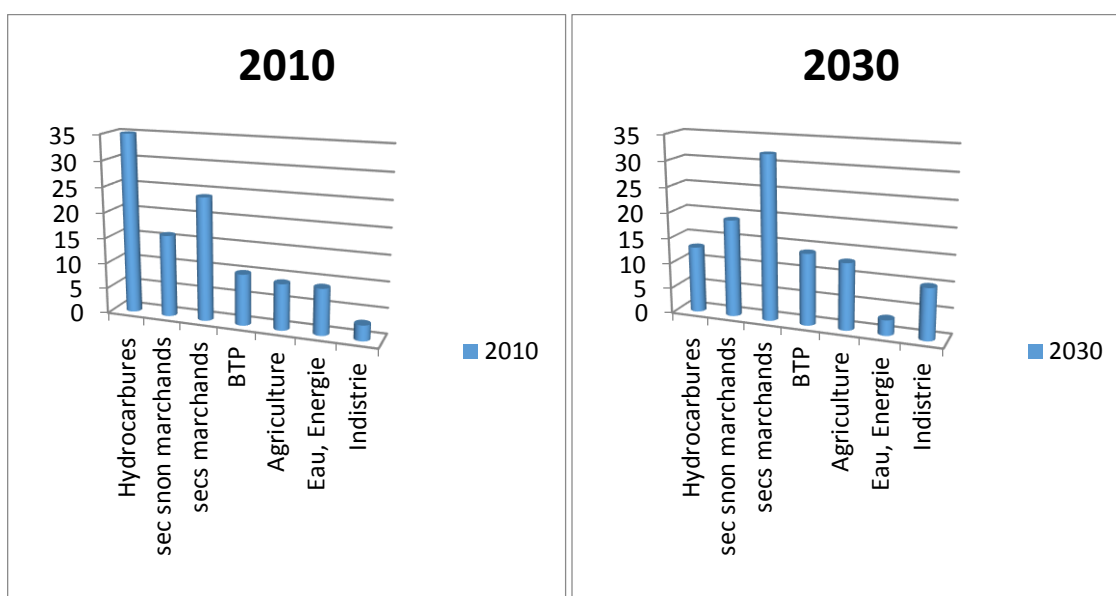
Ce qu'il faut noter des hypothèses retenues pour cette étude, c'est que l'auteur suppose un environnement externe stationnaire : le prix du baril demeurera autour de 100 dollars jusqu'en

2030. Il exclut donc un choc externe de sorte que la dynamique du modèle renvoie au fonctionnement structurel de l'économie, et non pas à des évolutions majeures dans l'environnement international [40, 64].

III.9. Les transformations structurelles de l'économie algérienne

La figure ci-dessous, sous les hypothèses retenues, l'évolution projetée de la structure productive de l'économie à l'horizon 2030.

Figure.3.3 : Evolution de la structure sectorielle du PIB-Année 2010-2030



- ✚ Au niveau sectoriel, du fait de la croissance relativement faible du secteur des hydrocarbures, le secteur hors hydrocarbures devra croître plus vite que la moyenne nationale pour soutenir une croissance globale de l'économie. Quatre années après le début du plan, la croissance hors hydrocarbures atteindra un pic de 7.8% avant de se stabiliser en fin de période autour de 6.6%.
- ✚ Au niveau des branches, réaliser la diversification de l'économie par le développement de nouvelles branches motrices pour prendre le relais des hydrocarbures impose des épisodes de forte accélération de la croissance. Bien que l'objectif d'une part de l'industrie de 10.5% dans le PIB à l'horizon 2030 ne constitue pas à proprement parler un 'miracle économique', la valeur ajoutée industrielle doit croître à un taux soutenu atteignant un pic de plus de 20% par an. Sur l'ensemble de la période, la croissance du secteur industriel devra être de 13% par an. Les autres branches doivent également connaître des épisodes de croissance parfois à deux chiffres (agriculture : 12% autour de 2020 ; BTP : 9.5%) [64, 65].

III.10. Evolution de l'économie algérienne : les différents scénarios possibles

Selon Abdelhak Lamri l'Algérie devrait faire face à trois scénarii possibles qu'il ait appelé "émergence", "normalité" et "déchéance". Nous allons résumer succinctement les trois dynamiques d'évolution possibles, tout en précisant que ce sont des simplifications de méthodologie forte complexes (équations économétriques), tout en commençant par le scénario le moins plaisant, celui que l'on souhaiterait éviter.

III.10.1. Scénario de la déchéance

Nous serions dans ce cas de figure si deux situations conjointes venaient à se superposer dans les dix ou vingt prochaines années : un marché mondial de l'énergie déprimé combiné à des politiques économiques présentes qui gèrent les urgences, négligent les facteurs-clés de succès et continuent à injecter des ressources dans une économie mal préparée pour les gérer efficacement. Sur le plan international, si le rapport de l'Agence internationale de l'énergie venait à se matérialiser, nous courons un risque important de voir des prix de l'énergie déprimés. Certains centres d'analyse prévoient des prix de 60 dollars le baril dans 10 ans. Nous avons également une contrainte de quantités. Nous devons laisser dans le sous-sol l'équivalent de trente à quarante années de consommation interne ; cette dernière enregistre une croissance à deux chiffres. Si nous ne diversifions pas rapidement nos sources d'énergie (renouvelable, schiste peu polluant, etc.) les quantités exportées risquent d'être drastiquement amputées.

Nous serons alors près de 50 millions d'habitants. Mais la situation internationale ne peut pas provoquer à elle seule toutes les complications envisagées. Pour que la menace soit effective, il faudrait la conjonction d'un marché international de l'énergie déprimé avec une réalité nationale défavorable. Nous pouvons citer, entre autres : les ressources humaines sous-qualifiées ; les entreprises et les institutions publiques sous-gérées ; l'acte d'importer plus motivant que celui de produire ; le climat des affaires défavorable ; la liberté d'entreprendre limitée et l'organisation de l'Etat peu compatible avec le développement.

Les priorités des politiques économiques demeurent de gérer le court terme, sans vision, sans stratégie et sans mobilisation de l'intelligence de tous. Les conséquences seront très sévères pour les algériens. Les ressources pour financer le développement et les programmes sociaux seront insuffisantes. Les réserves et le Fonds de régulation seront vite utilisés. Le chômage devient endémique et pourrait même atteindre 30 à 40%. L'inflation à deux chiffres sera de retour. L'endettement extérieur sera de plus en plus lourd, avec des capacités moindres à mobiliser les crédits. Les déficits se creuseraient dans tous les domaines : logement, lits d'hôpitaux, sièges de transport, éducation, etc. Le pays sera aspiré par la spirale du sous-développement. Il y a fort à craindre que de graves remous sociaux secouent le pays, la population n'étant pas préparée du tout à ce genre de situation.

III.10.2. Scénario de la normalité

La seule différence avec le scénario précédent réside dans la situation du secteur de l'énergie de notre pays. Il est possible que l'évolution de la demande mondiale absorbe toute croissance de l'offre. Par ailleurs, au niveau national, de nouvelles découvertes et l'exploitation de nouvelles sources (énergies renouvelables, schiste non polluant, etc.) permettraient de combler la diminution des sources traditionnelles. On pourrait se retrouver avec des ressources extérieures suffisantes pour financer un budget normal, plus une relance raisonnable (10% du PIB).

Nous serions alors une économie qui fonctionnerions avec une croissance comparable à la moyenne mondiale. L'ensemble des déséquilibres (emploi, logement, lits d'hôpitaux etc.) seraient stabilisés, mais à des niveaux insatisfaisants. Le pays ne se développe pas ; il va survivre et suivre de loin les évolutions des différents pays qui prennent de plus en plus d'avance sur nous. Nous ferions partie des pays qui fonctionnent moyennement, au jour le jour, sans illusion de développement mais sans danger de périlcliter. Nous sommes dans ce scénario depuis 1998 déjà. Nous aurons au moins l'avantage d'être en droite ligne avec les modes de fonctionnement passés. Les entreprises et les institutions demeureront fondamentalement sous-gérées ; les politiques sectorielles peu appropriées et l'organisation de l'Etat défailant.

III.10.3. Scénario de l'émergence

Ce cas de figure a peu de lien avec la situation internationale du marché de l'énergie. Il dépend surtout des décisions internes. Nous avons à peine quelques années pour le réaliser. Les décideurs changent radicalement d'outils et de méthodes. Un nouveau plan est décrété, ciblant les facteurs-clés de succès. Les conditions d'émergence sont créées : "l'institution cerveau" est érigée, une nouvelle vision est créée et diffusée.

Le peuple est mobilisé autour d'objectifs qui lui donnent fierté et motivation de travailler : Algérie, pays émergent en 2025 et développé en 2040. La stratégie de développement voit le jour avec la participation de la majorité des Algériens. Nous n'avons pas besoin de refaire le même cheminement que celui des pays développés. Nous pouvons passer rapidement aux activités du futur : nanotechnologies, industries vertes, énergies renouvelables, etc. Les processus de rattrapage sont rapides de nos jours. Les futures ressources sont affectées prioritairement aux axes suivants :

1. Développement qualitatif humain : en plus de moderniser le système éducatif, on recycle toutes les personnes opérationnelles. Il faut toute une ingénierie pédagogique pour que les universités et les centres de formation professionnelle se mettent au niveau mondial afin de jouer pleinement leur rôle. On doit les jumeler avec les meilleures institutions mondiales et adopter leurs normes comme références. Les recyclages donnent des résultats rapides et la modernisation du système éducatif prépare les futures générations à se positionner parmi les meilleures.
2. Modernisation managériale des entreprises et de toutes les institutions nationales (universités, hôpitaux, administration, entreprises...). L'usage des TIC sera d'un grand secours, mais c'est surtout le passage à un management moderne qui sera prioritaire.

L'Etat lui-même sera organisé et géré selon les typologies de pays qui réussissent. On pourrait faire alors un saut qualitatif dans tous les domaines : figurer parmi les 20 premiers pays dans 10 ans pour ce qui concerne le climat des affaires, se situer également parmi les meilleurs dans l'utilisation des TIC, etc.

3. Orientation des ressources vers la création et le développement des entreprises privées et publiques qui réussissent. On cesse de financer les canards boiteux. On libère les initiatives. On passe de 640 000 à 1 200 000 entreprises en dix ans. La création de pépinières et d'incubateurs se généralise. On finance le développement des entreprises productives au lieu de l'importation.
4. Financement raisonnable d'infrastructures (15 à 20% des ressources leur seront affectées). Bien qu'importantes, les infrastructures le sont moins que les cerveaux humains. Aucun pays ne s'est jamais développé avec des ressources humaines sous-qualifiées. Pourtant, c'est ce que nous sommes en train de faire. Les priorités vont changer.

Beaucoup de détails techniques restent à concevoir. Mais rien n'est au-delà des possibilités d'un pays qui a développé et libéré les initiatives de ses citoyens. Nous aurions une croissance à deux chiffres, un taux de chômage de moins de 3%. Les problèmes économiques et sociaux (logement, soins, écoles, transports) seront en voie de règlement. L'occupation de l'espace sera tout autre (nouvelles villes, reconstruction des habitats vulnérables aux séismes, etc.). Le peuple sera fier de participer à une telle œuvre. Au lieu de vivre au jour le jour dans un système économique-politique qui fait du sur-place, il sera en train de construire un pays qui deviendrait un "dragon africain" envié et enfin respecté.

Tels seront les tout prochains choix que nous devons faire : déchéance, normalité ou émergence. Il est tout à fait réconfortant de savoir que nous restons maîtres de notre destinée. Il nous reste encore un peu de ressources et de temps, mais pas beaucoup, pour configurer, pour une longue période, la trajectoire historique de notre pays. Nous avons raté beaucoup de rendez-vous, mais nous avons toujours des ressources pour financer nos échecs passés.

Nous n'avons plus le droit à l'erreur. Nous avons devant nous ce qu'on peut appeler "la décennie de la dernière chance" avant une probable déchéance. Les mots-clés de la réussite s'appellent : développement humain, modernisation managériale, économie productive, libération des initiatives.

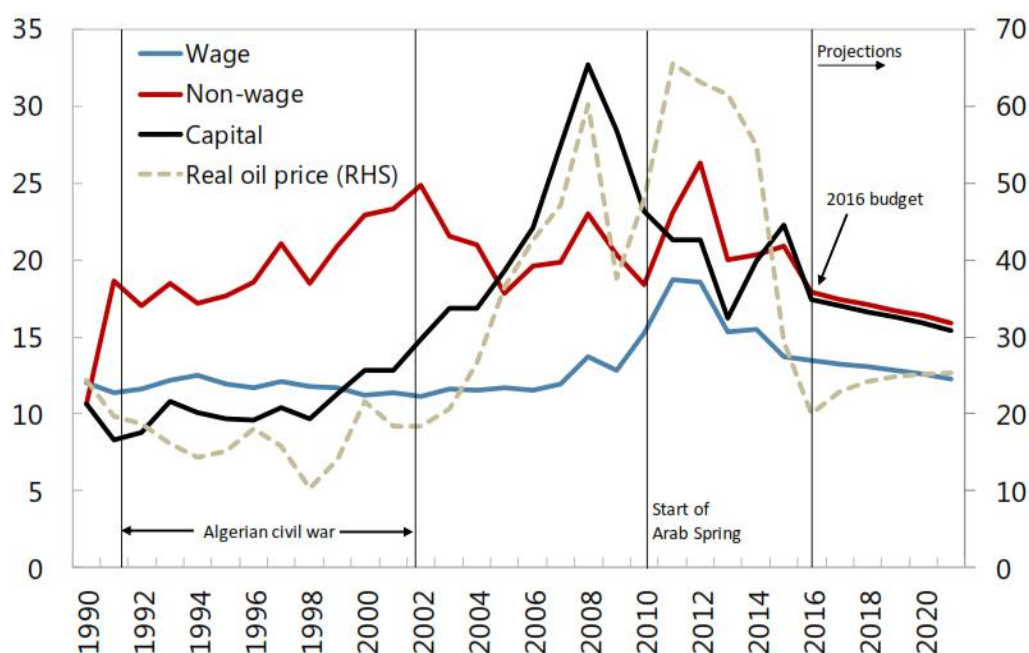
III.11. Etude prospective du FMI

Selon le FMI dans son rapport consacré à l'Algérie paru en Mai 2016 prédit trois scénarios possibles :

III.11.1. Scénario de référence

Suppose un ajustement budgétaire graduel au-delà de 2016, certaines réformes structurelles et une autre baisse des taux de change réels. La masse salariale revient aux niveaux des années 2008-2009 (en pourcentage du PIB hors hydrocarbures) et les dépenses en capital retombent aux niveaux de 2002. La croissance hors hydrocarbures ralentit initialement sous les effets de l'assainissement budgétaire (voir les hypothèses du multiplicateur fiscal ci-dessous), mais s'accélère à mesure que les réformes structurelles commencent à porter leurs fruits.

Figure.3.4 : Dépenses - Scénario de référence (Pourcentage du PIB non hydrocarboné).



Source : IMF Country Report. 2016. IMF Executive Board Concludes 2016 Article IV Consultation with Algeria.

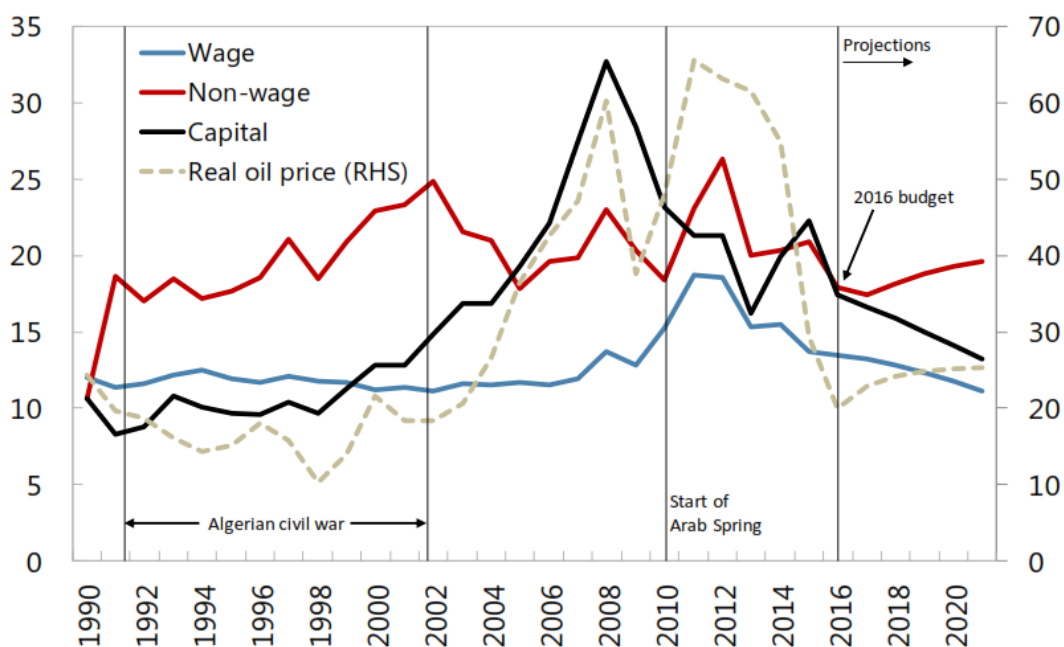
III.11.2. Scénario sans changement de politique

Qui ne suppose aucune consolidation budgétaire supplémentaire au-delà de 2016 (c'est-à-dire que le déficit primaire non hydrocarboné est fixé au niveau projeté de 2016 en pourcentage du PIB non hydrocarboné). La croissance des salaires dépasse les gains de productivité et l'inflation, et les dépenses en capital restent au niveau de 2016 en pourcentage du PIB. Pour répondre aux besoins croissants de financement, le gouvernement commence à emprunter sur les marchés financiers internationaux.

III.11.3. Scénario ambitieux

Suppose une consolidation budgétaire supplémentaire au-delà de ce qui est dans la ligne de base. La masse salariale revient progressivement à des niveaux qui ont régné au début des années 2000 (en pourcentage du PIB non hydrocarboné), les dépenses en capital retombent dans les niveaux de pré-pétrole, les transferts ciblés sont introduits et les revenus augmentent encore. En outre, des réformes structurelles de grande envergure sont mises en œuvre, ce qui entraîne une accélération de la croissance du secteur privé. Bien que les besoins de financement soient réduits par rapport aux deux autres scénarios, on suppose néanmoins que le gouvernement emprunte à l'extérieur (sur les marchés de capitaux internationaux aussi bien que sur les créanciers multilatéraux ou bilatéraux) [40, 64, 65].

Figure.3.5 : Dépenses - Scénario ambitieux (Pourcentage du PIB non hydrocarboné).



Source: IMF Country Report. 2016. IMF Executive Board Concludes 2016 Article IV Consultation with Algeria.

III.12. Conclusion

Les perspectives à long terme de l'Algérie dépendent de la capacité du gouvernement à introduire une véritable diversification dans l'économie en dehors de l'industrie du gaz et du pétrole et de faire du secteur privé le nouveau moteur de la croissance. Cela implique l'introduction d'une série de réformes structurelles qui ont été retardées depuis trop longtemps, comme la convertibilité du dinar algérien, un système administratif plus simplifié, plus d'hôtels et le développement de nouveaux sites touristiques, la modernisation des plates-formes logistiques (port Terminaux ...), l'introduction d'incitations en faveur de l'esprit d'entreprise et la création de PME. Dans ces conditions, la population algérienne pourrait enfin atteindre un

plus grand bien-être et une croissance plus durable. L'Algérie essaie de passer d'une économie centralisée à une économie post-socialiste, mais les réformes engagées à ce jour ont été trop timides. Au-delà de ses problèmes économiques, le pays semble être entraîné vers le paradoxe d'un pays riche avec une population pauvre.

CHAPITRE IV :
Modélisation Bottom-up du Secteur Energétique
Algérien

IV.1. Introduction

L'importance de la transition énergétique en Algérie devient un sujet qui attise les débats au sein du gouvernement, compte tenu de la conjoncture économique du pays. En effet la chute des prix des hydrocarbures met à mal la politique de subvention des prix énergétique finaux, de plus l'Algérie comptera plus de 65 millions d'habitants en 2040, les prévisions de croissance semble être morose. À tout cela s'ajoute l'augmentation galopante et continue de la consommation énergétique.

Néanmoins il existe plusieurs leviers d'amélioration de l'efficacité énergétique, parmi ces potentialités le recours aux énergies renouvelables semble être le plus appropriés au regard des potentialités énormes du pays. Il s'avère que cette option est inexploitée par les autorités algériennes, en effet le déploiement des énergies renouvelables à grande échelle permettra à l'Algérie d'assurer sa sécurité énergétique à long terme et peut être un moyen pour renflouer les caisses de l'état en exportant le surplus de production.

Dans ce contexte, ce manuscrit s'inscrit dans la lignée des travaux de prospective énergétique à l'horizon 2040 qui évalue l'impact énergétique de la poursuite des tendances actuelles, mais pas que. Dans ce travail on a développé sept autres scénarios possibles : le scénario de la gestion de la demande, éclairage efficace, Réfrigérateurs efficaces (introduction de nouvelles normes de consommation énergétique), introduction de nouveaux bus au gaz naturel, le scénario Gaz naturel + énergies renouvelables, efficacité industrielle et enfin le dernier scénario qui regroupe tous les autres possibilités d'amélioration énergétique dénommée scénario atténuations.

Pour ce travail nous avons utilisé le simulateur LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System) [24, 25], développé par l'Institut de l'environnement de Stockholm (SEI), LEAP est un outil largement utilisé pour l'analyse des politiques énergétiques et l'évaluation de l'atténuation des changements climatiques.

Des centaines d'organisations dans plus de 150 pays dans le monde ont adopté LEAP. Ses utilisateurs comprennent des universitaires, des organismes gouvernementaux, des organisations non gouvernementales, des sociétés de conseil et des services d'énergie. Il a été utilisé à différentes échelles allant des villes et des états aux applications nationales, régionales et mondiales, en particulier dans les pays en développement.

Les Nations Unies ont récemment annoncé que plus de 85 pays ont choisi d'utiliser LEAP dans le cadre de leur engagement à faire rapport à la Convention-cadre sur les changements climatiques de l'U.N. (UNFCCC).

IV.2. Le SMED : Méthodologie et développement

La simulation d'un modèle de demande énergétique (SMED) est le modèle de prospective qu'on a développé dans ce manuscrit afin de faire des projections de la demande énergétique à l'horizon 2040 selon le contexte Algérien.

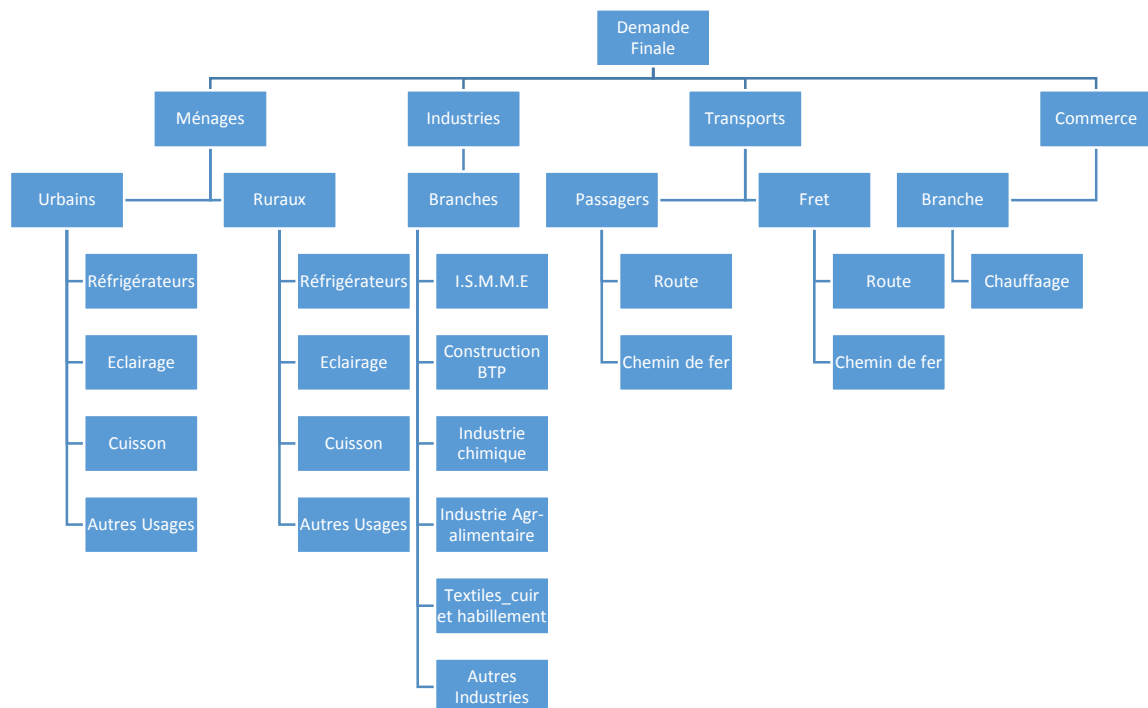
La méthodologie suivie repose sur une modélisation bottom-up, cette approche consiste à désagréger les éléments constituant de la demande énergétique en Algérie et ensuite de formuler des hypothèses réalistes d'évolution de la demande énergétique qui sont inspirées des actions déjà amorcée par le gouvernement algérien et aussi des futurs manœuvre. En reliant ces différent éléments en arrivera à construire des scénarios possible et plausible de projection de la demande énergétique globale [30, 31,51, 72].

Le SMED est décomposé en quatre secteurs principaux qui sont :

- ✚ Le secteur résidentiel ;
- ✚ Le secteur industriel ;
- ✚ Le secteur des transports ;
- ✚ Le secteur du commerce.

Ces mêmes quatre secteurs sont distingués en vingt et trois autres sous-secteurs. On peut schématiser le modèle comme suit :

Figure. 4.1 : Structure du modèle SMED.

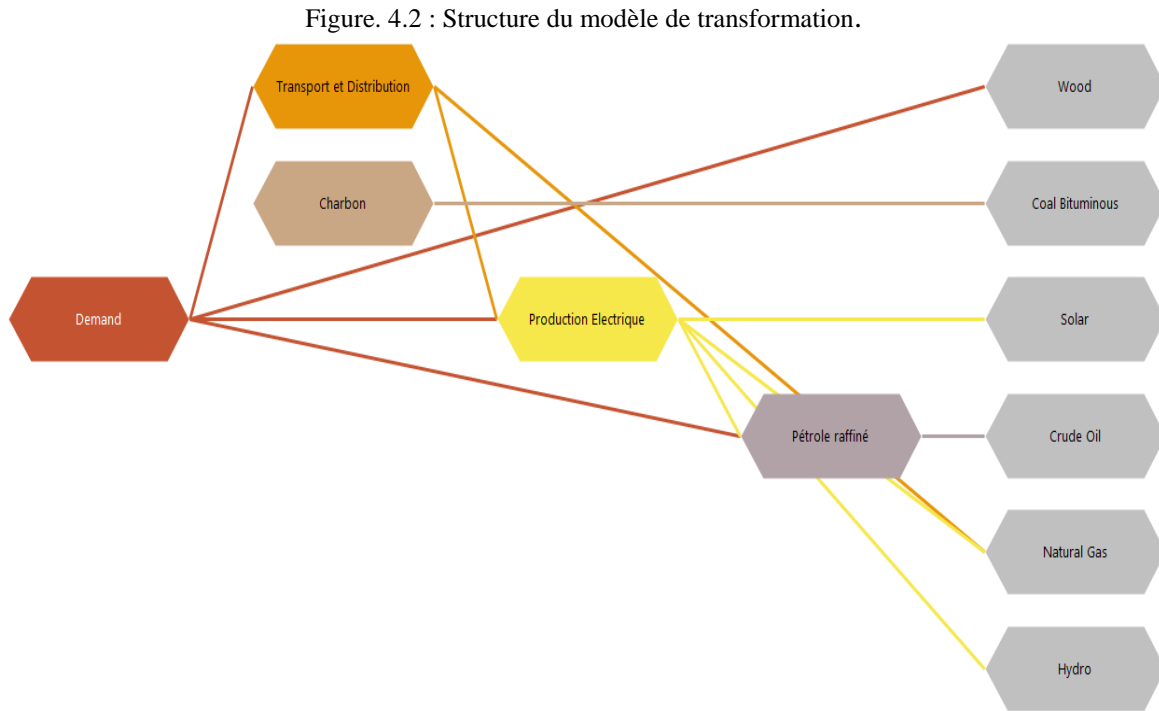


Il y'a aussi la partie de l'analyse de transformation qui simulent la conversion et le transport des formes énergétiques du point d'extraction des ressources primaires et des carburants importés jusqu'à la consommation finale des combustibles. Comme pour les analyses de la demande énergétique, on peut créer des scénarios alternatifs pour représenter différentes configurations de transformation futures reflétant des hypothèses alternatives concernant les politiques et les technologies.

Les données de transformation sont définies à deux niveaux principaux de détail. Le niveau de module représente les industries ou les secteurs de l'énergie tels que la production d'électricité,

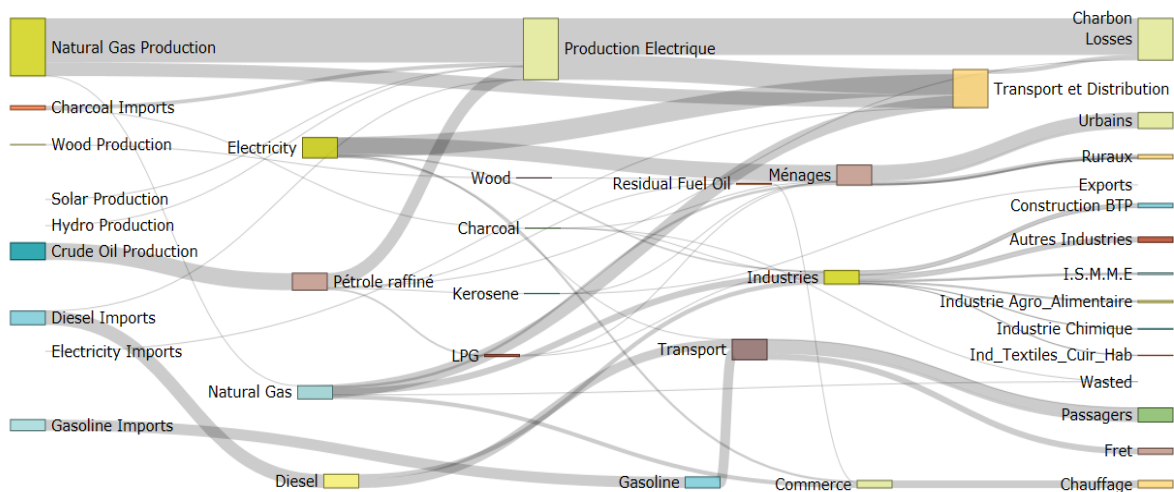
le raffinage ou la production de charbon. Au-dessous de chaque module, on doit décrire les processus de transformation d'énergie tel que des centrales électriques ou des raffineries de pétrole.

Les deux diagrammes suivant résument les processus et les combustibles utilisés et produit lors de la transformation :



Cette figure met en évidence le module de transformation énergétique en Algérie qui utilise six ressources primaires qui sont le bois, charbon bitumineux, rayonnement solaire, pétrole brut, gaz naturel et les ressources hydrauliques. Pour les besoins de la production électrique sept processus sont employé : les turbines à gaz, turbines à vapeur, centrales diesel, cycle combiné, centrale hydraulique, centrale hybride et les centrales solaires.

Figure. 4.3: Diagramme de sankey.



La figure ci-dessous met en exergue le système énergétique de référence algérien, cela nous permet de bien visualiser et comprendre les différentes interactions qui existent, de ces interactions résultent neuf ressources secondaire : l'électricité, avgas, les lubrifiants, essence, fioul, diesel, kérosène, GPL et le charbon.

A noter aussi que le modèle contient huit variables indépendantes telles que les indicateurs macroéconomiques et démographiques, pour cette étude nous avons retenu les variables suivantes : le PIB par habitant, population, la taille des ménages, nombre des ménages, PIB, croissance du PIB par habitant, croissance de la population et le taux d'urbanisation.

IV.3. Processus de collecte de données

Chaque année le ministère de l'Energie et des Mines (MEM) publie un rapport énergétique national détaillé, par ailleurs la SONATRACH, SONALEGAZ, APRUE et NAFTAL publie à leur tour des bulletins statistiques annuels.

Parmi aussi les sources principales de cette étude l'ONS, office national des statistiques utilisé essentiellement pour les besoins des données socio-économiques.

Plusieurs autres institutions publiques ont été sollicitées notamment le ministère des transports, le ministère du commerce et le ministère de l'industrie.

En outre, L'évolution historique de la production d'énergie est très importante pour avoir une idée du rythme de croissance en termes d'approvisionnement en énergie Entre 2010 et 2017.

IV.4. Demande énergétique finale

IV.4.1. Construction du modèle SMED

Six étapes sont nécessaires au développement du modèle [7, 32, 53] :

- ✓ Désagrégation de la demande énergétique finale en plusieurs secteurs et sous-secteurs d'usages finaux.
- ✓ Identification des paramètres sociaux, économiques et technologiques qui affectent chaque catégorie d'utilisation finale de la demande d'énergie.
- ✓ Déterminer les relations mathématiques qui relient la demande d'énergie et les facteurs affectant cette demande.
- ✓ Construction de scénarios plausibles de développement social, économique et technologique du pays.
- ✓ Evaluation et comparaison de la demande d'énergie résultant de chaque scénario.
- ✓ Choisir parmi l'ensemble des scénarios possibles proposés, le modèle énergétique "le plus probable" pour l'Algérie.

IV.4.1.1. Le secteur résidentiel

Les principaux déterminants de la consommation énergétique des ménages sont de l'ordre démographique comme la population la taille des ménages le taux de possession, etc...

IV.4.1.1.1. Situation actuelle

En 2016, les 40 millions d'habitants en Algérie vivent dans environ 7 millions de foyers. 71.3% d'entre eux se trouvent dans les zones urbaines. Les données clés sont données ci-dessous.

✓ Les ménages urbains :

Tous les résidents en milieu urbains en Algérie sont connectés au réseau électrique et utilisent de l'électricité pour l'éclairage et d'autres appareils.

- 95% ont des réfrigérateurs, qui consomment en moyenne 609 KWh1 par an.
- Le ménage urbain moyen consomme annuellement 400 KWh1 pour l'éclairage.
- D'autres appareils tels que les ordinateurs, les téléviseurs, les climatiseurs, Chauffage et les machines à laver consomment annuellement 1180 KWh1 par Ménage urbain.
- 30% des citoyens Algériens utilisent des cuisinières électriques pour la cuisson : le reste utilise des poêles à gaz naturel. Tous les ménages n'ont qu'un seul type d'appareil de cuisson. L'intensité énergétique annuelle des poêles électriques est de 400 KWh par ménage, pour les poêles à gaz naturel, il est de 60 mètres cubes par ménage.

✓ Les ménages ruraux :

Les ménages ruraux en Algérie sont nettement moins énergivores que ceux qui habitent en milieu urbain et cela peut s'expliquer par le fait que plus d'équipement notamment électrique sont utilisés par les ménages urbains.

Les données clés sont données ci-après. Les ménages ruraux utilisent souvent ce type de dispositifs de cuisson :

Tableau. 4.1 : Consommation énergétique par type d'équipement de cuisson en milieu rural.

Type de Technologies	Carburant consommé	Part des ménages ruraux %	Intensité énergétique annuelle par ménage
Poêle au GPL	GPL	65 %	85 KG
Poêle au Gaz naturel	GAZ Naturel	25 %	45 m ³
Poêle à charbon de bois	Charbon	5 %	166 KG
Poêle à bois	Bois	5 %	525 KG

Source: Fiche technique AIE.

¹ Voir l'étude qui a été menée par C. Hamouda et al. "Analyse théorique et expérimentale de la consommation d'énergie d'une habitation individuelle dans la ville de Batna " 2006 p14.

- 80% des ménages ruraux possèdent un réfrigérateur, qui consomme en moyenne 500 KWh par an.
- Tous les ménages ruraux électrifiés utilisent l'électricité pour l'éclairage, qui consomme 335 KWh par ménage. 20% de ces ménages utilisent également des lampes au kérosène pour un éclairage supplémentaire, en utilisant environ 10 litres par an.
- D'autres appareils électriques (TV, radio, ventilateurs, etc.) représentent 590 KWh par ménage et par an.

La consommation d'énergie est calculée directement par la formule suivante :

$$CE = Con_{spé} * nombres\ de\ ménages * 365j.$$

Avec :

$CE =$ Consommation énergétique.

$Con_{spé} = InE * fré$

$InE =$ Intensité énergétique.

$fré =$ fréquence d'utilisation.

IV.4.1.1.2. Scénario du laisser-faire

Nous sommes maintenant prêts à créer notre premier scénario prospectif pour la période 2018 à 2040. Cela analysera comment les besoins en énergie domestique sont susceptibles d'évoluer au fil du temps avec la politique énergétique actuelle.

Pour notre premier scénario. En-lui donne le nom "Laisser Faire" et l'abréviation "LAI". C'est-à-dire sans intervention.

✚ Hypothèse su scénario "LAI" :

Dans ce contexte l'évolution démographique en Algérie ne va cesser de croître. Le nombre de ménages devrait (7 millions en 2017) croître à un taux de 3% par an.

✓ Les ménages urbains :

- D'ici 2040, 85% des ménages de l'Algérie se trouveraient en zones urbaines.
- La préférence accrue pour les poêles électriques entraîne une part de marché de 55% d'ici 2040.
- On s'attend à ce que l'intensité énergétique des poêles électriques et à gaz diminue d'un demi pour cent chaque année en raison de la pénétration de technologies plus éco énergétiques.
- À mesure que les revenus augmentent et que les gens achètent des appareils plus gros, l'intensité annuelle de la réfrigération augmente à 800 kWh par ménage d'ici 2040.
- De même, l'intensité annuelle de l'éclairage augmente à 650 kWh par ménage d'ici 2040.

- L'utilisation d'autres équipements utilisant de l'électricité augmente rapidement, à raison de 2,5% par an.
- ✓ Les ménages ruraux :
 - À mesure que les revenus augmentent, l'intensité énergétique de l'éclairage électrique devrait augmenter de 2,5% par an, par ailleurs l'utilisation du Kérosène s'estompera fin 2030.
 - Le nombre de maisons rurales connectées au réseau électrique utilisant un réfrigérateur devrait augmenter à 90% en 2020 et à 100% en 2025.
 - En raison des activités de développement rural, la part de divers appareils de cuisson dans tous les ménages ruraux évolue de sorte qu'en 2040, les foyers qui utilisent les Poêle au Gaz naturel seront utilisés à hauteur de 55% des ménages et les Poêle au GPL de 35%. Les ménages ruraux restants utilisent des poêles à charbon.

IV.4.1.2. Le secteur industriel

IV.4.1.2.1. Situation actuelle

En 2015 l'ONS, l'office national des statistiques a fait un état alarmant sur le secteur industriel algérien, en effet un repli de production à été enregistré de (-11.3%) pour l'industrie des textiles-cuir-confection et habillement, et de (-6.2%) pour les Industries Sidérurgique, Métallique, Mécanique et Electrique et Electronique. Néanmoins cela n'a pas freiné en général l'augmentation de la consommation énergétique dans ce secteur comme peut nous le montrer le tableau ci-dessus.

Tableau. 4.2 : Consommation énergétique par secteur industriel, *(estimation MEM).

Industries Unité (Ktep)	Matières premières	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	2017*
I.S.M.M.E	Charbon	300	352	50	43	15	35	41	38
	Gaz Nat	363	308	296	252	244	246	248	244
	Elec(GWH)	103	106	113	125	146	152	152	148
Industrie Chimique	Gasoil	2	2	2	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A
	Gaz Nat	50	45	45	45	48	51	53	53
	Elec(GWH)	99	103	115	94	98	101	103	103
Industries Agroalimentaires	Gaz Nat	165	372	418	433	461	482	486	489
	Elec(GWH)	103	106	112	125	138	142	145	147
Industries du Textiles, cuir et habillement	Gaz Nat	28	27	27	30	32	34	36	36
	Elec(GWH)	25	27	29	25	29	31	31	29
Construction BTP	Gasoil	532	603	315	287	334	356	354	312
	Essences	1	1	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A
	Kérosène	5	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A
	Gaz Nat	207	2425	2448	2618	2721	2731	2734	2743
	Elec(GWH)	16	289	297	306	315	323	331	327
Autres Industries	GPL	N.A	71	42	28	17	17	15	13
	Gasoil	266	294	278	281	307	309	312	328
	Essences	5	5	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A
	Kérosène	12	13	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A
	Gaz Nat	193	93	89	91	109	112	112	109
	GPL	73	73	145	134	76	76	86	81
	Biomasse	35	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A
Elec(GWH)	485	499	622	671	654	654	635	631	

Il existe cinq principales industries à forte intensité énergétiques en Algérie : l'I.S.M.M.E : industries sidérurgiques, métalliques, mécaniques, électriques et électroniques, L'industrie chimique, l'industrie agro-alimentaire, l'industrie du textile du cuir et de l'habillement et l'industrie du bâtiment. Toutes les autres industries peuvent être regroupées en une seule catégorie. Le tableau ci-dessus montre l'évolution de la production de chaque sous-secteur. L'analyse de la consommation énergétique du secteur industriel peut se faire en termes économiques (par exemple, la valeur ajoutée) ou physiques (par exemple quantités physiques). Le choix dépend généralement de la disponibilité des données et de la diversité des produits dans un sous-secteur.

Tableau. 4.3 : Evolution de la production brute par secteur d'activité et par secteur juridique entre 2010 et 2017.

En Milliards d'USD.

Industries	Secteur Juridique	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	2017*
I.S.M.M.E	Public	2.38	2.51	2.65	2.68	2.69	2.72	2.72	2.69
	Privé	0.03	0.13	0.14	0.16	0.17	0.21	0.21	0.2
	Total	2.41	2.64	2.79	2.86	2.86	2.93	2.93	2.89
Industrie Chimique	Public	0.3	0.29	0.31	0.33	0.32	0.35	0.36	0.36
	Privé	0.91	1.14	1.21	1.24	1.27	1.26	1.27	1.27
	Total	1.21	1.43	1.52	1.57	1.59	1.61	1.63	1.63
Industries Agroalimentaires	Public	1.09	1.31	1.37	1.42	1.44	1.45	1.49	1.49
	Privé	5.60	6.24	6.86	7.02	7.13	7.22	7.31	7.31
	Total	6.69	7.55	8.23	8.44	8.57	8.67	8.80	8.80
Industries du Textiles, cuir et habillement	Public	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
	Privé	0.4	0.41	0.43	0.46	0.47	0.5	0.49	0.49
	Total	0.44	0.45	0.47	0.5	0.51	0.54	0.53	0.53
Construction BTP	Public	5.32	6.03	3.15	2.87	3.34	3.56	3.54	3.12
	Privé	1	1	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A
	Total	5	N	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A
Autres Industries	Public	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	Privé	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
	Total	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53

Source : Données publiées par l'ONS.

IV.4.1.2.2. Scénario du laisser faire

✚ Hypothèse su scénario "LAI" :

✓ Secteur des ISMME :

Le secteur des industries sidérurgiques, métalliques, mécaniques et électriques (ISMME) : va connaître une augmentation de production après le redémarrage du deuxième haut fourneau du complexe sidérurgique Sider -El hadjar (Annaba) à l'arrêt depuis septembre 2015 pour entretien et modernisation.

Le cout d'investissement étant de l'ordre de 720 millions de dollars, les autorités table sur une production de 2.2 millions de tonnes d'acier liquide d'ici 2020. Par ailleurs, la branche de « construction des véhicules industriels » a connu une hausse au cours de ces dernières années ce qui va vraisemblablement avoir un impact sur la production des ISMME.

✓ Construction et BTP :

Les grands travaux et chantiers du logement ont dopé le secteur du bâtiment et des travaux publics. Plusieurs infrastructures réalisées ou en cours de réalisation soutiennent l'activité économique. Pour l'heure, le pays dispose d'un réseau routier assez important. Le projet du grand port d'El-Hammadia qui sera réalisé dans un délai de sept ans s'inscrit dans cette logique de soutenir l'économie, tout comme les réseaux ferroviaire et aérien qui se modernisent et dont les infrastructures ont bénéficié d'investissements massifs. Tout ce là nous laisse prétendre que le secteur du BTP continuera à progresser, à noter aussi que plusieurs autres projets fut gelé pour des raisons de restrictions budgétaires.

✓ Industrie Chimique :

Selon une étude qui a été menée par la Chambre de commerce et d'industrie algéro-française (CCIAF) les industries les plus importantes en termes de capitaux propres sont l'industrie des produits chimiques (20%) et la finance (18%), suivies par les boissons (13%) et les matériaux de construction (12% ». La France, observe-t-on, est de loin le principal partenaire de l'Algérie en termes de capitaux propres (2,238 milliards d'euros), suivie par l'Espagne (1,271 milliard d'euros si l'on y intègre Fertial) et de l'Italie (660 millions d'euros). Cette étude démontre qu'il y a une réelle dynamique dans ce sous-secteur de l'industrie et qui peut être un levier important pour sortir de la dépendance aux hydrocarbures.

✓ Industrie agro-alimentaire :

Le maintien de la politique de soutien à la consommation par le gouvernement algérien à travers les subventions va sans nul doute favoriser l'importation au détriment de la production locale, mais tout cela risque de ne pas durer avec la crise financière que traverse l'Algérie, le gouvernement devra rationaliser et optimiser ses dépenses.

✓ Industries du textile du cuir et de l'habillement :

L'ancien ministre de l'industrie et des mines algérien Abdesselam Bouchouarb a présenté un document récapitulatif où il met en avant les réalisations dans le secteur de l'industrie, on peut lire notamment l'inauguration de l'usine de textiles de Relizane dont 60% de sa production est destinée aux marchés extérieurs. Aussi les autorités algériennes incitent à l'investissement et aux partenariats dans le secteur du textile notamment avec la Tunisie.

✓ Autres Industries :

- La production d'autres industries devrait croître à un taux de 3,5% par an.
- La part de l'électricité dans l'énergie totale consommée devrait augmenter à un taux de 1.5% par an.

La consommation énergétique finale du secteur industriel peut se calculer de la façon suivante :

$$CE_{Industries} = Int_{Ener} * Valeur\ ajoutée_{Industries}$$

IV.4.1.3. Le secteur des transports

IV.4.1.3.1. Situation actuelle

- ✓ Le transport des passagers :

Tout le transport de passagers en Algérie se fait par la route (voitures et bus), soit par voie ferrée. On est dans l'obligation d'ignorer le transport aérien et maritime vu la non disponibilité des données précises et ainsi le risque de faussé les résultats.

A la fin 2015 l'ONS comptait plus de 5.6 millions de véhicules en Algérie, en 2016 ce chiffre est revu à la hausse, le parc automobile en 2016 comptait plus de 8,4 millions de voitures (incluant les voitures de tourisme).

Les algériens ont parcouru environ 42 milliard de Km en voitures en 2016, les déplacements en transports en commun ne représentent que 5 milliard (Bus). Les enquêtes estiment également que les voitures ont un nombre moyen d'occupants (facteur de charge) de 3 personnes par kilomètres, tandis que la moyenne pour les autobus est de 50 passagers. Les enquêtes ont révélé que le stock actuel de voitures a une consommation de carburant d'environ 12 km / litre d'essence. En revanche, les autobus consomment environ 3 km / litre de diesel.

Le transport ferroviaire rapporte avoir transporté 27 416 000 voyageurs (ONS) en 2011, la société nationale de transport ferroviaire (SNTF) déclare avoir transporté 36 216 111 voyageurs en 2011.

- ✓ Le transport du fret :

En moyenne, 250 tonnes-km² de marchandises sont transportées en Algérie. 85% du transport de marchandises se fait par route, le reste par chemin de fer. Le transport routier utilise en moyenne 4 MJ de carburant diesel par tonne-km. Les trains de marchandises diesel ont une intensité énergétique de 3 MJ / tonne-km².

IV.4.1.3.2. Scénario du laisser faire

- ✓ Le transport des passagers :

Dans le cadre d'un projet d'extension et de modernisation, la Société Nationale des Transports Ferroviaires d'Algérie (SNTF) a commandée en juillet 2015, 17 trains à la société française Alstom, ses nouvelles acquisitions permettront notamment de relier Alger aux villes d'Annaba,

²La tonne-kilomètre est une unité de mesure de quantité de transport correspondant au transport d'une tonne sur un kilomètre.

Oran de Bechar et de Constantine, la livraison est prévue en janvier 2018. En vue de l'expansion que connaît le réseau ferroviaire algérien nous estimons que la demande unitaire pour le transport des passagers (passagers-km / personne) devrait augmenter légèrement plus rapidement que le niveau de revenu moyen (l'élasticité de la demande de voyage par rapport au revenu est de 1,3).

Sachant que le taux de natalité en Algérie est en hausse la population totale devrait croître à 3% par an. Les voitures devraient représenter 80% du trafic routier de passagers d'ici 20253.

✓ Transport de Marchandises :

Avec la réalisation de nombreuses infrastructures, l'Algérie a connu une augmentation fulgurante en termes de marchandises transportées et cela perdura avec un accroissement à raison de 3.5% par an de la demande par habitant de transport de marchandises au cours de la période d'analyse.

L'efficacité énergétique de tous les modes de transport (passagers et fret) va s'améliorer de 0,5% par an jusqu'en 2040, à l'exception des voitures, qui devraient avoir une amélioration de 1% par an.

Pour le transport routier, on utilise la formule ci-dessus pour les besoins de calcul de la consommation énergétique par véhicule :

$$CE_{Passagers} = Parc_{automobile} * CE_{L/100KM} * KM_{an} * Carburant_{vehicule}$$

IV.4.1.4. Le secteur du commerce

Cette partie de l'étude examine les utilisations de l'espace-chauffage dans les bâtiments commerciaux et administratifs, et sert à introduire l'application de techniques d'analyse de l'énergie utile. Ce genre d'analyse est particulièrement important lorsque de multiples combinaisons d'énergies et de technologies peuvent Fournir un service commun (comme le chauffage) et dans les situations où on souhaite modéliser de façon indépendante, l'efficacité des appareils et les exigences générales en matière de service énergétique.

IV.4.1.4.1. Situation actuelle

- Les bâtiments commerciaux et administratifs en Algérie occupent approximativement 150 millions de mètres carrés de surface en 2016.
- La consommation totale d'énergie pour les besoins de chauffage est de 40 millions GJ en 2016. Cette consommation est couverte par le fuel (15%) et l'électricité (25%) et par le gaz naturel à hauteur de (60%).
- Le chauffage électrique a une efficacité proche de 100% tandis que les chaudières au fioul ont un rendement moyen de 65%, les chaudières à gaz naturel 80%.

³ 97 % des opérations de transport en Algérie se font par voie routière.

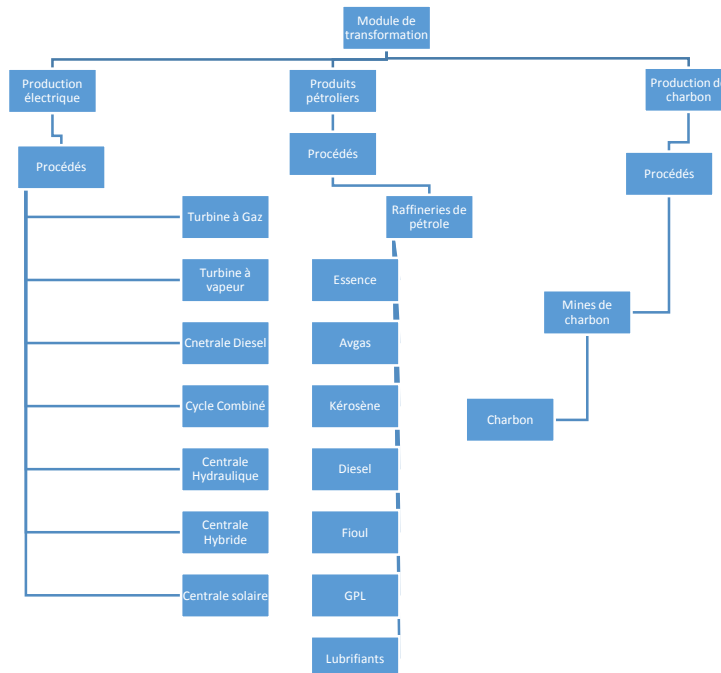
IV.4.1.4.2. Scénario du laisser faire

- L'espace dans le secteur commercial et administratif devrait croître à un taux de 3% par an.
- D'ici 2040, les chauffages électriques devraient avoir atteint une pénétration sur le marché (c.-à-d. En part de surface commerciale) de 60%, alors que les chaudières à fioul devraient diminuer à seulement une part de marché de 5% et Le chauffage à gaz naturel à 35%.
- En raison de la pénétration massive attendue du chauffage électrique en Algérie, l'intensité énergétique utile (c'est-à-dire la quantité de chaleur fournie par mètre carré) devrait augmenter de 3% par an, jusqu'en 2040.

IV.4.2. Le module de transformation énergétique

Le secteur de la transformation utilise des branches spéciales appelées «modules» pour modéliser les secteurs de l'approvisionnement en énergie et de la conversion, tels que la production d'électricité, le raffinage ou la production de charbon de bois. Chaque module contient un ou plusieurs «Processus», qui représentent une technologie individuelle telle qu'un type particulier de centrale électrique ou de raffinerie de pétrole, et produit un ou plusieurs «Combustibles de sortie». Ceux-ci représentent les produits énergétiques produits par le module. La structure de base d'un module est présentée ci-dessous :

Figure.4. 4 : Structure détaillée du module de transformation.



Lors de la conversion, la transformation, le transport et la distribution des pertes sont enregistré et il existe des moyens pour estomper ce phénomène de manque à gagner ou essayer de l'optimiser au maximum, ci-dessous le tableau des pertes énergétique :

Tableau.4.4 : Tableau des pertes énergétique enregistré entre 2010 et 2017,* (estimation MEM).

Pertes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	2017*	Moyenne
Electricité	20%	19.63%	19.49%	18%	17.19%	17%	16.72%	16.14%	18.02
Gaz	0.6%	0.8%	1.2%	1.5%	0.51%	0.72%	0.54%	0.4%	0.78

IV.4.2.1. Production d'Electricité

IV.4.2.1.1. Situation actuelle

Maintenant, on va simuler comment l'électricité est générée en Algérie, pour cela on aura besoin des données de production par procédés ainsi que les spécificités technologique de chaque technologies utilisées.

Tableau.4.5 : Production électrique par type de technologie entre 2010 et 2017 *(estimation MEM).

Production (origine) GWH	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	2017*
Turbine à Gaz	19564	23906	25004	14829	20211	21425	22648	23051
Turbine à Vapeur	9692	9654	9422	9582	10221	10465	11725	12031
Diesel	403	464	416	227	249	305	421	443
Cycle Combiné	15341	15701	18623	30255	28444	27444	29625	30901
Hydraulique	-	378	389	99	193	205	272	301
Centrale Hybride	-	619	232	1155	1181	2125	2248	2528
Production autonome	-	-	3311	3742	3742	3742	4081	4011

Tableau.4.6 : Caractéristiques technologique des procédés de production.

Technologies	Matière première	Rendement %	Ordre du mérite ⁴	Disponibilité ^{5%}
Turbine à Gaz	Gaz Naturel	35	1	70
Turbine à vapeur	Charbon Gaz Naturel Fuel Résiduel	40	1	70
Diesel	Diesel	35	2	70
Cycle Combiné	Charbon Gaz Naturel Fuel Résiduel	45	1	80
Hydraulique	Eau (Hydro)	100	2	70
Centrale Hybride	Energie Solaire Gaz Naturel	100	2	80

⁴ Ordre du mérite; En première période d'expédition (1 = charge de base).

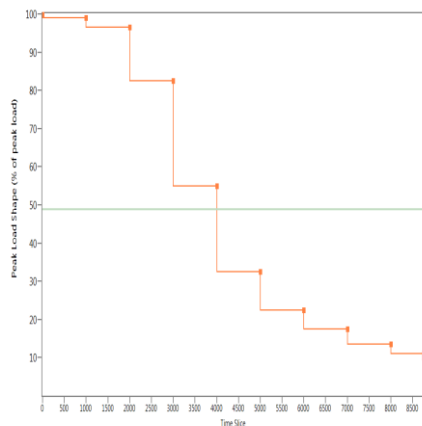
⁵ On utilise cette variable pour appliquer une limite supérieure à la disponibilité des processus. La disponibilité maximale d'un processus est le rapport de l'énergie maximale produite à ce qui aurait été produit si le processus fonctionnait à pleine capacité pour une période donnée (exprimée en pourcentage).

Le système électrique algérien fonctionne avec une marge de planification minimale de 35%. Nous devons également spécifier une forme de charge du système qui décrit comment la charge électrique varie d'une heure à l'autre chaque année. Pour ce faire il faut suivre trois étapes pour entrer une forme de charge du système :

- On crée d'abord l'ensemble des tranches temporelles dans lesquelles l'année sera divisée en plusieurs tranches horaires on l'occurrence dans notre modèle elle est divisée en neuf tranches.
- Ensuite, on doit créer une forme de charge annuelle avec des valeurs pour chacune des tranches horaire.
- Enfin, on crée un lien vers cette nouvelle forme de charge dans la variable Forme de charge de pointe du système dans la branche production électrique.

Figure. 4.5 : Courbe de charge du système.

Forme de la charge maximale: Courbe de charge du système.



Pays:		Algérie	
Tranche	Heures	Valeurs moy	
Hours 0000 to 1000	1000	99	
Hours 1000 to 2000	1000	96.5	
Hours 2000 to 3000	1000	82.5	
Hours 3000 to 4000	1000	55	
Hours 4000 to 5000	1000	32.5	
Hours 5000 to 6000	1000	22.5	
Hours 6000 to 7000	1000	17.5	
Hours 7000 to 8000	1000	13.5	
Hours 8000 to 8760	760	11	

IV.4.2.1.2. Scénario du laisser faire

À l'avenir, pour répondre aux demandes croissantes et remplacer les centrales déclassées, l'Algérie a prévu de se doter de nouvelles centrales de production électrique avec l'équivalent de 13,8 GW qui est actuellement en construction, dont 10,8 GW seront en cycle combiné et 3 GW seront en cycles ouverts et des turbines à gaz. "L'aspect cycle combiné de ce programme devrait être livré d'ici 2018, tandis que le reste devrait être livré d'ici 2019", Les deux types de centrales ont une espérance de vie de 30 ans et une disponibilité maximale de 80%.

IV.4.2.2. Raffinage du pétrole

IV.4.2.2.1. Situation actuelle

En 2016, les raffineries de pétrole de l'Algérie avaient la capacité de gérer plus de 30 millions de tonnes de matières premières de pétrole brut. L'efficacité des raffineries (sur une base énergétique) était d'environ 95%. Le rapport de la sonatrach en 2012 faisait état de six raffineries en cours d'exploitation (Alger, Arzew, Skikda (RA1K et Topping condensat), Hassi-Messaoud et Adrar.

IV.4.2.2.2. Scénario du laisser faire

Il y a actuellement un plan gigantesque pour augmenter la capacité de raffinage. En effet plus de 15 milliards de dollars américains ont été débloqué afin de construire cinq nouvelles raffineries d'une capacité de production de 5 millions de tonnes par an. Ces raffineries sont celles de Biskra, dont les travaux sont les plus avancés, de Ghardaïa, de Tiaret, de Hassi Messaoud et de Skikda.

La secrétaire générale du ministère de l'Energie, Fatima Zohra Cherfi a déclarée en février 2017 que les capacités de raffinage de l'Algérie devront atteindre 45 millions de tonnes par an à l'horizon 2021 et a 60 millions de tonnes à long terme. Ce projet vise à assurer la sécurité énergétique de l'Algérie à long terme.

Les raffineries n'utilisent qu'un seul carburant : le pétrole brut et produisent sept types de produits : essence, avgas, kérosène, diesel, fioul, GPL et lubrifiants. A noter que les besoins en produits pétroliers qui ne peuvent être produits à partir des raffineries seront importés.

IV.4.2.3. Extraction du Charbon minéral

L'accroissement continu de la demande d'électricité en Algérie a rouvert le débat sur la nécessité de l'exploitation des mines de charbon pour la production électrique. «Nous devons d'ici à 2020 pour développer de nouvelles sources d'énergie», c'est ce qu'a déclaré notamment l'ancien ministre de l'Energie et des Mines, M. Youcef Yousfi.

Dans ce contexte le scénario du laisser-faire suppose que la capacité minière du charbon débutera avec une capacité d'extraction de 6 millions de tonnes d'ici 2020 et 14 millions de tonnes d'ici 2040. On suppose que la capacité des mines augmentera linéairement entre ces deux années.

IV.4.3. Emissions

Dans cette étude nous allons aussi estimer Les émissions de polluants majeurs comme (Dioxyde de carbone (CO₂), Monoxyde de carbone (CO), Methane (CH₄), Composés organiques volatils non méthaniques (NMVOC), Oxydes d'azote (NO_x), Oxyde nitreux (N₂O),

Dioxyde de soufre (SO₂)).dans les différents scénarios développé à fur et à mesure, Pour ce faire, on va utiliser les facteurs d'émissions de niveau 1 proposés par le Groupe Intergouvernemental pour l'Évaluation du Climat le (GIEC).

IV.5. Les autres scénarios développés

IV.5.1. Deuxième scénario : Gestion de la demande (GED)

Nous allons dès à présent créer un deuxième scénario pour explorer le potentiel d'économie d'énergie électrique en Algérie. Dans ce scénario on va essayer de se focaliser sur les politiques que pourra mener le gouvernement algériens en matière de réduction des pertes d'éclairage, de transmission et de distribution et des améliorations du facteur de charge et du système électrique.

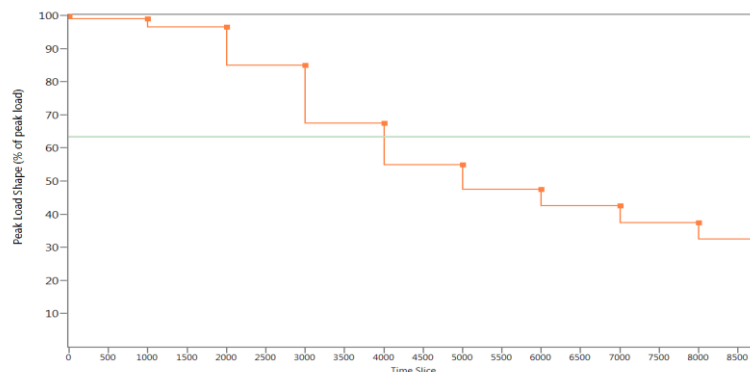
Le scénario GED se compose en quatre mesures politiques :

- ✓ Réfrigération ⁶: Les nouvelles normes d'efficacité proposées pour les réfrigérateurs devraient réduire de 7% les intensités énergétiques moyennes de la réfrigération dans les ménages urbains en 2020 Par rapport aux valeurs du scénario de base, et de 25% en 2040. Dans les ménages ruraux Les intensités devraient se réduire de 15% d'ici 2040.
- ✓ Éclairage : une gamme de mesures comprenant de nouvelles normes d'éclairage et un nouveau programme de gestion de la demande devraient réduire l'intensité énergétique de l'éclairage électrique dans les ménages urbains de 2% par an (-2% / an) et réduire la croissance attendue de l'intensité de l'éclairage électrique dans les zones rurales de 2.5% (scénario Laisser Faire) À - 0,3% par an (- 0,3% / an).
- ✓ Transport et distribution : dans le cadre du programme GED prévu, les pertes de transmission et de distribution électriques devraient être ramenées à 12% d'ici 2025 et à 7% en 2040.
- ✓ Amélioration électrique du facteur de charge du système : diverses mesures d'alignement de charge dans le plan GED devraient conduire à des améliorations graduelles du facteur de charge du système, qui s'accroît de ce fait à 64% environ en 2040.

⁶ Les exigences en matière d'écoconception applicables aux produits liés à l'énergie imposées par la directive-cadre 2009/125/CE portant refonte de la directive 2005/32/CE telle que modifiée par la directive 2008/28/CE. Les règlements d'exécution couvrent une vaste gamme de produits, dont les chauffe-eau, les aspirateurs, les ordinateurs, les appareils à air conditionné, les lave-vaisselle, les produits d'éclairage, les réfrigérateurs et congélateurs, les téléviseurs et les moteurs électriques.

Figure. 4.6 : courbe de charge du système dans le scénario GED.

facteur de charge du système GED



IV.6. Analyse coûts-bénéfices

Dans cette étape, nous allons entrer des données pour décrire les coûts de diverses technologies de la demande et de l'offre. Une analyse coûts-avantages intégrée dans divers scénarios politiques.

En effet cette démarche consiste à effectuer des calculs coûts-bénéfices à partir de la perspective sociétale en comparant les coûts de deux scénarios politiques. L'analyse peut inclure tous les éléments de coût suivants :

- ✓ Les coûts de la demande, les coûts d'exploitation et les coûts d'exploitation et d'entretien sont exprimés en coûts totaux, coûts par activité ou coûts d'économie d'énergie par rapport à certains scénarios,
- ✓ Coûts de capital de transformation,
- ✓ Les coûts de la transformation d'exploitation et de maintenance fixes et variables,
- ✓ Coûts des ressources locales,
- ✓ Coûts des énergies importées,
- ✓ Bénéfices des combustibles exportés,
- ✓ Les coûts d'externalité des émissions de polluants,
- ✓ Autres coûts divers, tels que les coûts d'administration d'un programme d'efficacité.

Pour mettre en place une analyse des coûts en utilisant le simulateur LEAP, il faut d'abord établir une limite cohérente autour de notre système énergétique, de sorte que LEAP ne compte pas deux fois les coûts et les bénéfices. Par exemple, si on compte les coûts des carburants utilisés pour générer de l'électricité, on ne devrait pas compter le coût de l'électricité dans un calcul global coût-bénéfice.

Nous allons maintenant commencer par construire une série de scénarios de politiques énergétique qui seront analysés. Ensuite, nous introduisons les données de coûts pertinentes pour ces scénarios, y compris les coûts de demande, de transformation et de ressources. Enfin,

nous examinerons certains résultats de calcul des coûts, y compris une comparaison globale des coûts par rapport aux différents scénarios.

IV.7. Création de scénarios de politique énergétique

Nous allons créer cinq nouveaux scénarios que nous allons dénommer comme suit :

- ✚ Éclairage efficace,
- ✚ Réfrigérateurs efficaces,
- ✚ Bus GNV7,
- ✚ Gaz naturel + énergies renouvelables,
- ✚ Efficacité industrielle,

Enfin, scénario "Atténuation" qui combine les cinq scénarios énumérés ci-dessus va être développé.

IV.7.1. Saisie des données des coûts

Maintenant, nous allons entrer les données qui seront utilisées pour évaluer comment ces scénarios diffèrent du scénario de référence.

En général, les coûts unitaires de différentes technologies sont les mêmes pour les différents scénarios, mais les scénarios varieront en fonction de la quantité de chaque technologie mise en œuvre ou de la quantité de carburant consommée.

En général, on doit spécifier trois types de données décrivant :

- ✚ **Pénétration Technologique** : combien de nouveaux types d'appareils (efficaces) seront installés dans chaque scénario ?
- ✚ **Performances Technologiques** : dans quelle mesure les nouveaux appareils sont efficaces ?
- ✚ **Coût de la Technologie** : combien coûtent les nouveaux appareils? On doit spécifier soit les coûts totaux des équipements concurrents utilisés dans les scénarios du laisser-faire et de, soit simplement entrez le coût différentiel des nouveaux équipements introduits dans les différents scénarios par rapport aux coûts des installations utilisé dans le scénario de référence.

IV.7.2. Scénario de l'éclairage efficace

- ✚ **Pénétration Technologique** : en 2009 l'APRUE avec l'aide du fonds National pour le Maîtrise de l'Energie (FNME) lance un ambitieux programme baptisé Eco lumière qui consiste à distribuer 10 millions de lampes économiques à un prix soutenu dans les wilayas du Centre Alger, Blida, Boumerdès, Tipaza et Tizi Ouzou, dans un premier

⁷ Gaz Naturel pour véhicule.

temps, en attendant de toucher toutes les autres wilayas. En effet ce programme réduire l'électricité consommée dans les ménages urbains, en utilisant des technologies fluorescentes compactes (CFL) et d'autres technologies. Supposons que le programme soit capable d'atteindre 40% de tous les ménages d'ici 2020 et de 75% d'ici 2040.

- ✚ **Performances Technologiques** : on peut supposer que l'éclairage efficace ne consomme que 30% de l'électricité utilisée par l'éclairage conventionnel dans les ménages urbains.
- ✚ **Coût de la Technologie** : les ampoules standard coûtent aux alentours de 1 \$ en Algérie chacune mais ont une durée de vie d'un an seulement. Les ampoules efficaces qui sont distribués par le biais de l'APRUE coûtent 250 DA (au lieu de 500 - 800 DA et plus) ce qui nous fait 2.5 \$ chacune, mais elles sont supposées avoir une durée de 3 ans. Chaque ménage est supposé avoir 5 points lumineux minimum.

IV.7.3. Scénario réfrigérateurs efficace

- ✚ **Pénétration Technologique** : le gouvernement algérien a introduit une nouvelle taxe énergétique applicable aux équipements fonctionnant notamment à l'électricité dans la loi de finances de 2017 (PLF 2017), cette taxe concerne les réfrigérateurs qui sont non conforme aux normes⁸ d'efficacité énergétique. Cela débutera en 2018. En 2025, 65% des réfrigérateurs urbains du pays peuvent être considérés comme conformes à la nouvelle norme.
- ✚ **Performance Technologique** : la norme exigerait que les fabricants produisent Les réfrigérateurs ayant une intensité énergétique moyenne de 380 kWh / an.
- ✚ **Coût de la Technologie** : le coût de l'amélioration de l'efficacité du réfrigérateur à 380kWh est d'environ 80 \$ US par réfrigérateur. Les réfrigérateurs actuels et efficients ont une durée de vie d'environ 10 ans.

IV.7.4. Scénario d'efficacité énergétique industrielle

Dans la branche des "Autres industries", plusieurs processus technologiques différents sont utilisés. Plusieurs mesures peuvent être mises en place pour réduire la consommation énergétique à hauteur de 30% de l'énergie qui est consommé par ce secteur d'ici 2040, notamment en favorisant l'utilisation de l'électricité issue d'énergies renouvelables.

⁸ une taxe de 5% sera appliquée aux produits de la classe "A" (faible consommation énergétique), de 30% pour la classe "B", de 35% pour la classe "C", de 40% pour la classe "D", de 45% pour la classe "E", de 50% pour la classe "F" et de 60% pour la classe "G" (forte consommation énergétique).

IV.7.5. Scénario Bus GNV

L'Algérie envisage d'introduire des bus GNV et de diminuer la part du diesel cela permettra de diminuer la part allouer en énergie à ce secteur assez énergivore et d'autres part cette stratégie est un bon moyen d'atténuer les émissions de CO₂.

- ✚ **Pénétration Technologique** : les bus GNV pourraient commencer à être introduits en 2020. D'ici 2025, ils pourraient répondre à 7% du nombre total de passagers-Kms, et d'ici 2040, cela pourrait atteindre 35%.
- ✚ **Performance Technologique** : Les bus GNV alimentés en gaz naturel utilisent 0,22 MJ / passager km : légèrement inférieur (20% de moins en général) que l'intensité énergétique finale des autobus diesel.
- ✚ **Coût de la Technologie** : les bus GNV coûtent 0,1 USD par passager-km de plus que les bus existants, mais ces coûts sont annualisés sur la durée de vie de 15 ans des bus.

IV.7.6. Scénario du gaz naturel et des énergies renouvelables

Dans le scénario du laisser-faire, les centrales à cycle combiné et celles au turbine à gaz sont présumées être les principaux types de centrales à construire à l'avenir.

Dans ce scénario, nous examinerons l'impact de la construction de deux types de centrales électriques à l'avenir. Ce scénario analysera l'impact de la construction d'une centrale à turbine à gaz et de quatre centrales solaires.

En effet il est prévu que courant 2018 la ville d'Oran recevra une nouvelle centrale électrique à turbine à gaz d'une puissance de 446 MW cela s'ajoute aux quatre autres centrales solaires d'une puissance globale de 1200 MW qui devraient être livrée entre 2016 et 2020.

IV.7.7. Coûts de la transformation

Pour faire face à l'augmentation galopante et continue de la consommation énergétique, le gouvernement algérien envisage de construire deux nouvelles centrale électrique fonctionnant au solaire et au gaz naturel. Le tableau ci-dessous affiche les caractéristiques de performance pour les installations futures de production électrique.

Tableau.4.7 : Caractéristiques techniques des futures centrales électriques.

	NCS ⁹	NCETG ¹⁰
Combustible d'alimentation	Rayonnement du soleil	Gaz naturel
Efficacité des processus [%]	100	55
Production historique [GWh]	0	0
Durée de vie [années]	30	30

Source: Fiche technique AIE.

⁹ Nouvelles centrales solaires.

¹⁰ Nouvelle centrale électrique à turbine à gaz.

IV.8. Scénarios : résultats et interprétations

Etant donné qu'on ne peut pas anticiper les tendances du futur avec certitude, les scénarios développés dans ce travail se basent sur la demande énergétique antérieure observée au cours de la période 2010-2017.

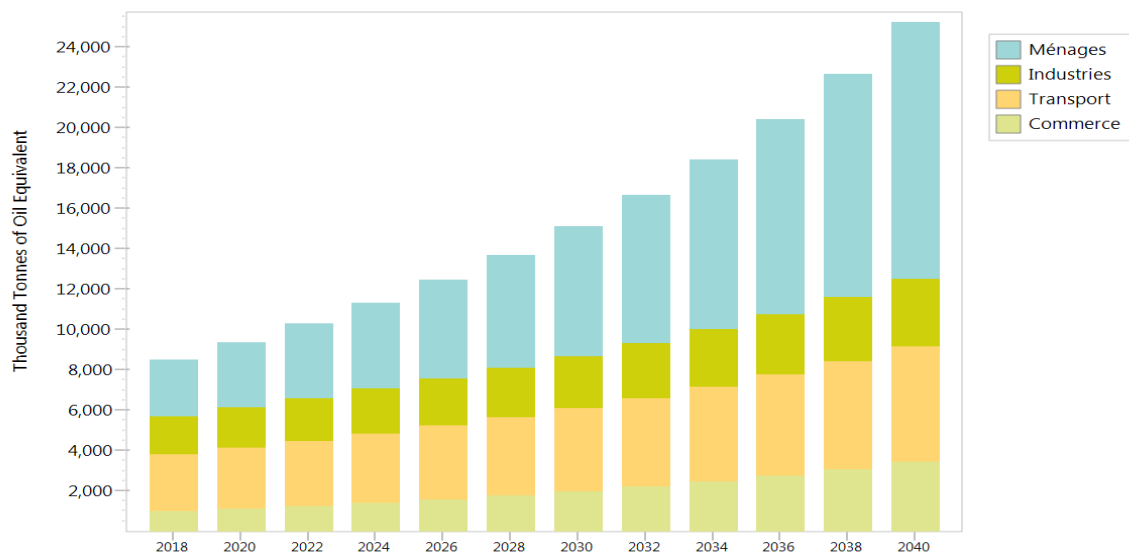
Nous présentons ci-dessous l'ensemble des résultats relatifs aux trois scénarios énergétiques développés entre 2018 et 2040.

IV.8.1. Scénario du laisser-faire « LAI »

IV.8.1.1. Demande énergétique globale

IV.8.1.1.1. Demande énergétique finale

Figure. 4.7 : Demande énergétique finale : Scénario Laisser faire.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau. 4.8 : Demande énergétique finale : Scénario Laisser faire.

Unité : Milliers de tonnes équivalent pétrole.

Branches	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Ménages	2,775.	3,192.	3,671.	4,219.	4,846.	5,561.	6,381.	7,320.	8,397.	9,631.	11,046.	12,667.
Industries	1,895.	2,014.	2,110.	2,214.	2,327.	2,449.	2,581.	2,710.	2,849.	3,001.	3,167.	3,347.
Transport	2,809.	3,005.	3,218.	3,447.	3,672.	3,894.	4,135.	4,397.	4,683.	4,995.	5,336.	5,709.
Commerce	1,027.	1,146.	1,280.	1,429.	1,596.	1,783.	1,992.	2,227.	2,489.	2,783.	3,112.	3,481.
Total	8,506.	9,358.	10,278.	11,309.	12,440.	13,687.	15,089.	16,654.	18,419.	20,411.	22,661.	25,205.

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Demande énergétique finale : Scénario Laisser Faire

Unité : Pourcentage.

Branches	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Ménages	33.%	34.%	36.%	37.%	39.%	41.%	42.%	44.%	46.%	47.%	49.%	50.%
Industries	22.%	22.%	21.%	20.%	19.%	18.%	17.%	16.%	15.%	15.%	14.%	13.%
Transport	33.%	32.%	31.%	30.%	30.%	28.%	27.%	26.%	25.%	24.%	24.%	23.%
Commerce	12.%	12.%	12.%	13.%	13.%	13.%	13.%	13.%	14.%	14.%	14.%	14.%
Total	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%

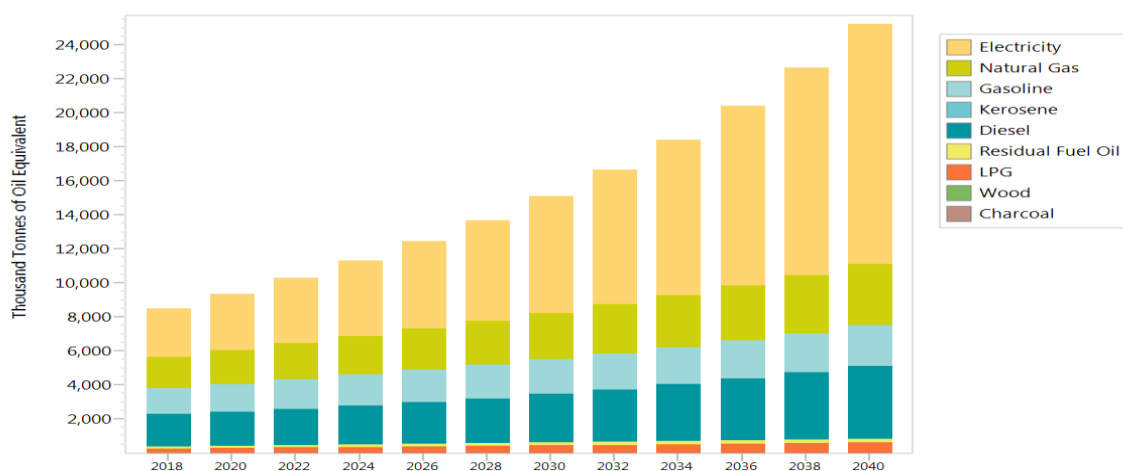
Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Dans ce scénario et pour le secteur résidentiel, la part de la consommation énergétique est nettement absorbée par la consommation des ménages, en effet une forte augmentation est constatée, la part des ménages va presque doublée pour atteindre 50% de la consommation énergétique globale en 2040 (12.667 tep) ceci reflète d'une part la continuité de la forte demande des ménages depuis déjà quelques années due certainement à une amélioration de la qualité de vie ce qui se traduit par l'achat notamment de nouveaux appareils (climatiseurs, ordinateurs, etc.), et aussi aux prix de l'énergie extrêmement bas comparés à nos voisins (Maroc et Tunisie). D'autre part ceci est considéré comme une sonnette d'alarme qui va obliger l'état algérien à réfléchir à nouveau mode de consommation énergétique. Pour ce qui est des autres sous secteurs (Industries, Transport et le commerce) on constate une augmentation qui est relativement faible et qui incarne notamment pour le secteur de l'industrie notre économie qui n'est pas assez diversifiée.

IV.8.1.1.2. Demande énergétique finale par type de combustibles

Maintenant on va présenter l'évolution de la consommation énergétique du secteur résidentiel par types d'énergies consommées.

Figure.4.8 : Demande énergétique finale par produits : Scénario Laisser Faire.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau.4.9 : Demande énergétique finale par produits : Scénario Laisser Faire.

Unité : Milliers de tonnes équivalent pétrole.

Produits	2018	2020	2022	2024	2028	2030	2032	2036	2038	2040
Electricité	2,822.	3,280.	3,803.	4,408.	5,906.	6,832.	7,898.	10,549.	12,187.	14,077.
Gaz Naturel	1,842.	1,987.	2,116.	2,253.	2,552.	2,715.	2,875.	3,219.	3,403.	3,594.
Essence	1,527.	1,628.	1,735.	1,846.	1,990.	2,050.	2,112.	2,242.	2,310.	2,380.
Kérosène	3.	2.	2.	1.	0.	-	-	-	-	-
Diesel	1,891.	2,006.	2,133.	2,275.	2,632.	2,845.	3,079.	3,625.	3,942.	4,293.
Fioul	124.	133.	141.	150.	168.	177.	185.	202.	209.	215.
GPL	258.	280.	305.	331.	387.	417.	449.	515.	550.	585.
Bois	20.	21.	22.	23.	26.	27.	28.	30.	31.	31.
Charbon	19.	21.	22.	23.	25.	26.	27.	29.	29.	30.
Total	8,506.	9,358.	10,278.	11,309.	13,687.	15,089.	16,654.	20,411.	22,661.	25,205.

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Demande énergétique finale par produits : Scénario Laisser faire

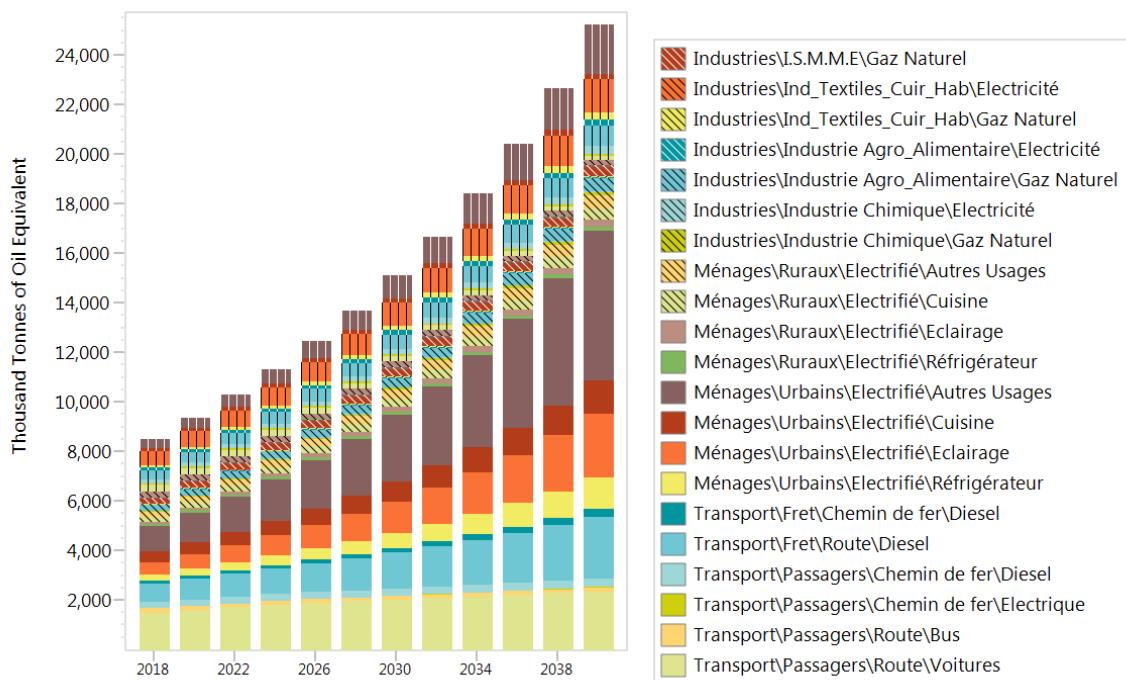
Produits	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Electricité	33.0%	35.0%	37.0%	39.0%	41.0%	43.0%	45.0%	47.0%	50.0%	52.0%	54.0%	56.0%
Gaz Naturel	22.0%	21.0%	21.0%	20.0%	19.0%	19.0%	18.0%	17.0%	17.0%	16.0%	15.0%	14.0%
Essence	18.0%	17.0%	17.0%	16.0%	16.0%	15.0%	14.0%	13.0%	12.0%	11.0%	10.0%	9.0%
Kérosène	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-	-	-	-	-	-
Diesel	22.0%	21.0%	21.0%	20.0%	20.0%	19.0%	19.0%	18.0%	18.0%	18.0%	17.0%	17.0%
Fioul	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
GPL	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	2.0%	2.0%
Bois	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Charbon	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Sans aucune surprise c'est l'électricité qui monopolise la première place des produits les plus consommés par les algériens avec une part de 33% en 2018 et de 56% en 2040, le gaz naturel vient juste après avec 22% en 2018 et 14% en 2040 cela est probablement dû au raccordement à hauteur de 99% des ménages à l'électricité et aussi l'utilisation de plus en plus importantes de plusieurs équipements électriques par les ménages. A noter aussi que le diesel reste le combustible pour les voitures préférés des algériens.

Dès à présent on va présenter les résultats désagrégés avec plus de détails des sous-secteurs.

Figure. 4.9 : Demande énergétique désagrégée finale : Scénario Laisser Faire.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau.4.10 : Demande énergétique désagrégée finale : Scénario Laisser Faire.

Unité : Milliers de tonnes équivalent pétrole.

Branches	2018	2023	2028	2033	2037	2039	2040
Ménages	2,775.	3,936.	5,561.	7,840.	10,314.	11,829.	12,667.
Urbains	2,208.	3,205.	4,643.	6,715.	9,014.	10,440.	11,236.
Electrifié	2,208.	3,205.	4,643.	6,715.	9,014.	10,440.	11,236.
Réfrigérateur	239.	356.	522.	757.	1,014.	1,170.	1,257.
Eclairage	514.	755.	1,096.	1,577.	2,099.	2,417.	2,593.
Cuisine	435.	563.	728.	940.	1,152.	1,274.	1,341.
Autres Usages	1,019.	1,531.	2,297.	3,441.	4,749.	5,578.	6,045.
Ruraux	567.	731.	918.	1,125.	1,301.	1,388.	1,431.
Electrifié	567.	731.	918.	1,125.	1,301.	1,388.	1,431.
Réfrigérateur	76.	96.	113.	125.	134.	137.	139.
Eclairage	109.	138.	175.	219.	258.	278.	288.
Cuisine	186.	242.	306.	375.	432.	459.	472.
Autres Usages	197.	254.	324.	406.	478.	515.	533.
Industries	1,895.	2,161.	2,449.	2,778.	3,082.	3,255.	3,347.
I.S.M.M.E	240.	321.	374.	409.	425.	433.	438.
Charbon	7.	9.	10.	11.	11.	11.	11.
Gaz Naturel	191.	254.	297.	324.	337.	344.	348.
Electricité	43.	58.	67.	73.	76.	78.	79.
Construction BTP	581.	548.	517.	488.	466.	456.	451.
Gasoil	242.	225.	208.	193.	182.	176.	174.

Gaz Naturel	255.	243.	231.	219.	211.	207.	204.
Electricité	72.	70.	68.	66.	65.	64.	64.
GPL	12.	11.	10.	9.	9.	9.	8.
Industrie Chimique	59.	72.	86.	104.	121.	131.	136.
Gaz Naturel	49.	59.	70.	83.	96.	102.	106.
Electricité	10.	13.	16.	21.	26.	28.	30.
Industrie Agro_Alimentaire	250.	305.	372.	453.	531.	575.	598.
Gaz Naturel	228.	278.	339.	413.	484.	524.	545.
Electricité	22.	27.	33.	40.	47.	51.	53.
Ind_Textiles_Cuir_Hab	34.	35.	37.	38.	40.	40.	41.
Gaz Naturel	31.	33.	34.	35.	37.	37.	37.
Electricité	2.	2.	3.	3.	3.	3.	3.
Autres Industries	730.	880.	1,063.	1,286.	1,499.	1,620.	1,684.
Gasoil	378.	448.	533.	632.	726.	777.	805.
Gaz Naturel	149.	177.	210.	249.	286.	306.	317.
GPL	120.	143.	170.	201.	231.	248.	256.
Electricité	83.	112.	151.	203.	257.	289.	306.
Transport	2,809.	3,330.	3,894.	4,537.	5,162.	5,519.	5,709.
Passagers	1,954.	2,211.	2,427.	2,615.	2,775.	2,859.	2,902.
Route	1,695.	1,931.	2,126.	2,290.	2,431.	2,505.	2,542.
Voitures	1,527.	1,790.	1,990.	2,144.	2,276.	2,345.	2,380.
Bus	168.	142.	136.	146.	155.	160.	162.
Chemin de fer	259.	279.	301.	324.	344.	354.	360.
Diesel	249.	268.	289.	311.	330.	340.	345.
Electrique	10.	11.	12.	13.	14.	14.	15.
Fret	854.	1,119.	1,467.	1,922.	2,387.	2,659.	2,807.
Route	754.	989.	1,296.	1,698.	2,108.	2,349.	2,479.
Diesel	754.	989.	1,296.	1,698.	2,108.	2,349.	2,479.
Chemin de fer	100.	131.	171.	225.	279.	311.	328.
Diesel	100.	131.	171.	225.	279.	311.	328.
Commerce	1,027.	1,352.	1,783.	2,354.	2,943.	3,292.	3,481.
Chauffage	1,027.	1,352.	1,783.	2,354.	2,943.	3,292.	3,481.
Electricité	327.	500.	755.	1,125.	1,538.	1,794.	1,937.
Fioul	124.	145.	168.	190.	205.	212.	215.
Gaz Naturel	576.	707.	861.	1,039.	1,200.	1,285.	1,329.
Total	8,506.	10,779.	13,687.	17,509.	21,502.	23,894.	25,205.

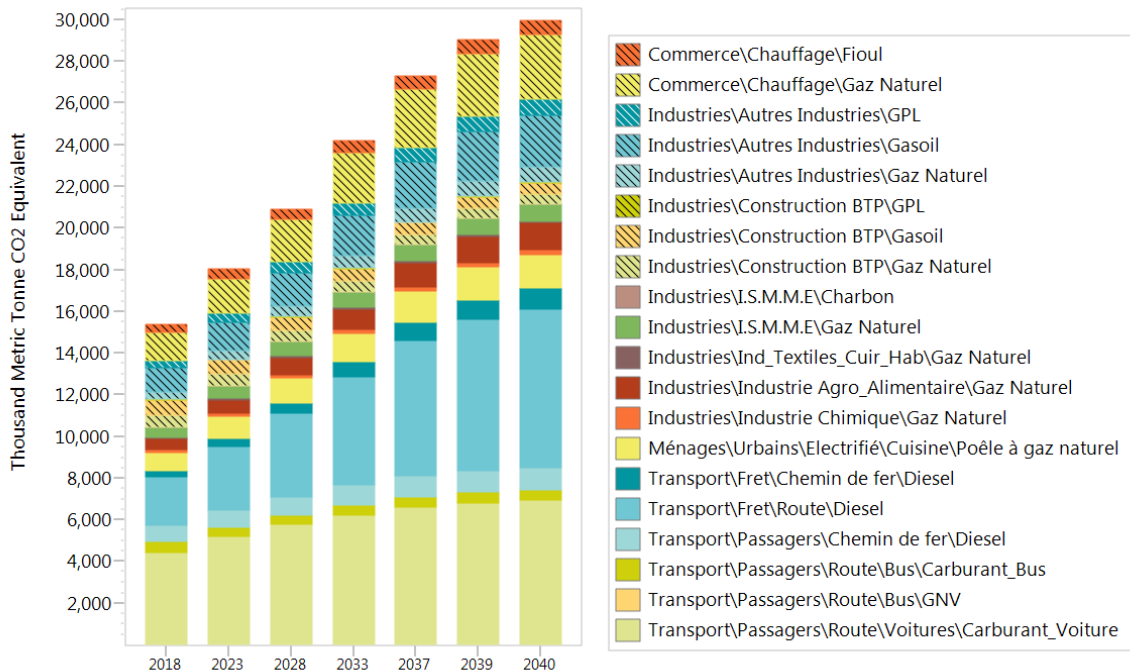
Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

IV.8.1.1.3. Emissions de gaz à effet de serre

Même si l'Algérie n'est pas directement concernée par les différents protocoles sur le changement climatique (Kyoto, COP21, COP22) qui ont été ratifiés, il reste néanmoins très important de quantifier les émissions de gaz à effet de serre dans notre pays.

La figure et le tableau ci-dessous mettent en exergue les secteurs les plus polluants en Algérie pour le scénario laisser faire :

Figure.4.10 : Le potentiel de réchauffement global (PRG) : Scénario Laisser Faire.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau.4.11 : Le potentiel de réchauffement global (PRG) : Scénario Laisser Faire.

Branches	2018	2023	2028	2033	2037	2039	2040
Ménages	877.	1,030.	1,194.	1,364.	1,497.	1,561.	1,591.
Urbains	877.	1,030.	1,194.	1,364.	1,497.	1,561.	1,591.
Electrifié	877.	1,030.	1,194.	1,364.	1,497.	1,561.	1,591.
Cuisine	877.	1,030.	1,194.	1,364.	1,497.	1,561.	1,591.
Poêle à gaz naturel	877.	1,030.	1,194.	1,364.	1,497.	1,561.	1,591.
Industries	4,412.	4,969.	5,576.	6,268.	6,901.	7,256.	7,444.
I.S.M.M.E	448.	599.	698.	763.	794.	810.	818.
Charbon	2.	3.	3.	3.	3.	3.	3.
Gaz Naturel	446.	596.	695.	760.	791.	807.	815.
Construction BTP	1,373.	1,287.	1,207.	1,132.	1,075.	1,048.	1,035.
Gasoil	738.	685.	635.	589.	554.	538.	530.
Gaz Naturel	599.	569.	541.	514.	494.	484.	479.
GPL	36.	34.	31.	29.	27.	26.	26.
Industrie Chimique	116.	138.	164.	195.	224.	240.	248.
Gaz Naturel	116.	138.	164.	195.	224.	240.	248.
Industrie Agro_Alimentaire	534.	651.	794.	968.	1,134.	1,227.	1,277.
Gaz Naturel	534.	651.	794.	968.	1,134.	1,227.	1,277.
Ind_Textiles_Cuir_Hab	74.	77.	80.	83.	86.	87.	88.

	74.	77.	80.	83.	86.	87.	88.
Gaz Naturel							
Autres Industries	1,867.	2,217.	2,633.	3,127.	3,589.	3,844.	3,979.
Gasoil	1,150.	1,366.	1,622.	1,927.	2,211.	2,369.	2,452.
Gaz Naturel	348.	414.	491.	584.	670.	717.	742.
GPL	368.	437.	519.	617.	708.	758.	785.
Transport	8,348.	9,905.	11,603.	13,555.	15,454.	16,539.	17,120.
Passagers	5,716.	6,456.	7,084.	7,632.	8,101.	8,346.	8,471.
Route	4,950.	5,630.	6,194.	6,674.	7,084.	7,298.	7,408.
Voitures	4,432.	5,194.	5,776.	6,223.	6,605.	6,805.	6,907.
Carburant_Voiture	4,432.	5,194.	5,776.	6,223.	6,605.	6,805.	6,907.
Bus	518.	437.	418.	451.	478.	493.	500.
Carburant_Bus	518.	437.	418.	451.	478.	493.	500.
GNV	-	-	-	-	-	-	-
Chemin de fer	766.	826.	889.	958.	1,017.	1,048.	1,064.
Diesel	766.	826.	889.	958.	1,017.	1,048.	1,064.
Fret	2,632.	3,449.	4,519.	5,923.	7,353.	8,193.	8,648.
Route	2,324.	3,046.	3,991.	5,231.	6,494.	7,235.	7,638.
Diesel	2,324.	3,046.	3,991.	5,231.	6,494.	7,235.	7,638.
Chemin de fer	308.	403.	528.	692.	859.	958.	1,011.
Diesel	308.	403.	528.	692.	859.	958.	1,011.
Commerce	1,730.	2,100.	2,529.	3,014.	3,439.	3,660.	3,772.
Chauffage	1,730.	2,100.	2,529.	3,014.	3,439.	3,660.	3,772.
Fioul	380.	445.	512.	580.	628.	649.	658.
Gaz Naturel	1,350.	1,655.	2,016.	2,435.	2,811.	3,011.	3,114.
Total	15,367.	18,003.	20,901.	24,200.	27,291.	29,016.	29,928.

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

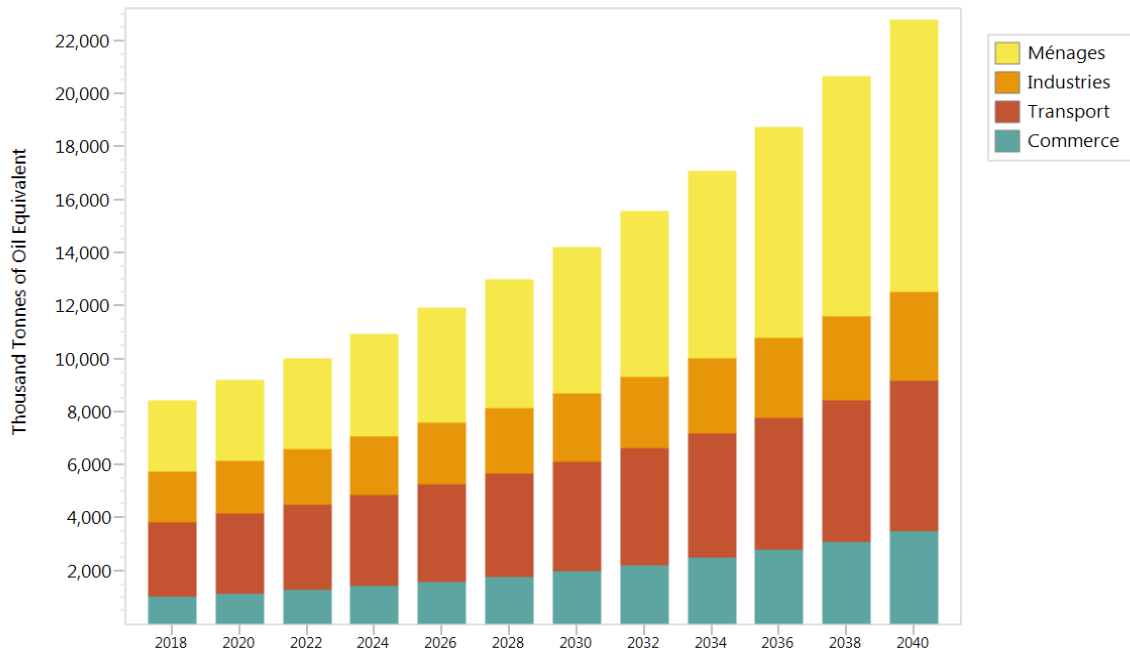
Les résultats obtenus montrent que l'Algérie ne déroge pas à la règle mondiale des secteurs les plus polluants, en effet le secteur des transports et de l'industrie restent de loin ceux qui polluent le plus avec une répartition de 29% pour le secteur de l'industrie et de 54% pour le secteur des transports. Cependant sur le long terme cela ne perdure pas vu l'état de désindustrialisation que connaît l'Algérie depuis des années.

IV.8.2. Scénario de gestion de la demande

IV.8.2.1. Demande énergétique globale

IV.8.2.1.1. Demande énergétique finale

Figure.4.11 : Demande énergétique finale : Scénario Gestion de la Demande.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau.4.12 : Demande énergétique finale : Scénario Gestion de la Demande.

Unité : Milliers de tonnes équivalent pétrole.

Branches	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Ménages	2,670.	3,006.	3,387.	3,818.	4,306.	4,858.	5,487.	6,202.	7,017.	7,946.	9,006.	10,216.
Industries	1,895.	2,014.	2,110.	2,214.	2,327.	2,449.	2,581.	2,710.	2,849.	3,001.	3,167.	3,347.
Transport	2,809.	3,005.	3,218.	3,447.	3,672.	3,894.	4,135.	4,397.	4,683.	4,995.	5,336.	5,709.
Commerce	1,027.	1,146.	1,280.	1,429.	1,596.	1,783.	1,992.	2,227.	2,489.	2,783.	3,112.	3,481.
Total	8,400.	9,172.	9,994.	10,907.	11,901.	12,984.	14,195.	15,535.	17,038.	18,725.	20,621.	22,754.

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Demande énergétique finale : Scénario Gestion de la Demande

Unité : Pourcentage.

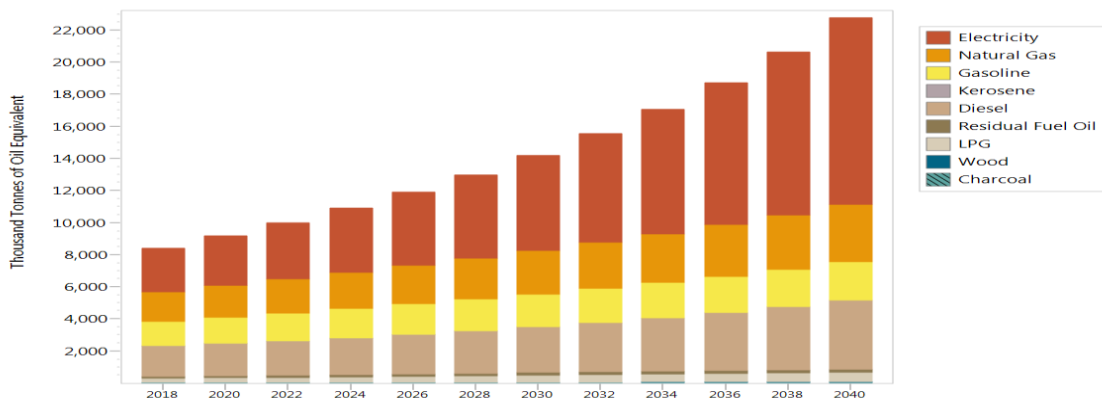
Branches	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Ménages	32.%	33.%	34.%	35.%	36.%	37.%	39.%	40.%	41.%	42.%	44.%	45.%
Industries	23.%	22.%	21.%	20.%	20.%	19.%	18.%	17.%	17.%	16.%	15.%	15.%
Transport	33.%	33.%	32.%	32.%	31.%	30.%	29.%	28.%	27.%	27.%	26.%	25.%
Commerce	12.%	12.%	13.%	13.%	13.%	14.%	14.%	14.%	15.%	15.%	15.%	15.%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Si le gouvernement algérien décide d'adopter ce scénario, sur le long terme les nouvelles politique de gestion de la demande énergétique porteront leurs fruits notamment sur le secteur résidentiel en économisons près plus de 5% sur la consommation énergétique finale en 2040, cela peut sembler négligeable (près de 3 millions de tep), cependant en valeur énergétique ça reste important. Toujours est-il l'Algérie devra faire plus d'effort en introduisons de nouvelles restrictions énergétique et en se focalisant sur le sous-secteur des ménages. Pour ce qui est des autres secteurs rien à signaler par rapport au scénario du laisser-faire si ce n'est une augmentation très légère qui peut être maîtrisée.

IV.8.2.1.2. Demande énergétique finale par type de combustibles

Comme pour le scénario du laisser-faire, nous allons présenter la consommation énergétique par produits.

Figure.4.12 : Demande énergétique finale par produits : Scénario Gestion de la Demande.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau.4.13 : Demande énergétique finale par produits : Scénario Gestion de la Demande.

Produits (TEP)	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Electricité	2,717.	3,094.	3,519.	4,006.	4,564.	5,203.	5,938.	6,780.	7,749.	8,864.	10,147.	11,626.
Gaz Naturel	1,842.	1,987.	2,116.	2,253.	2,398.	2,552.	2,715.	2,875.	3,043.	3,219.	3,403.	3,594.
Essence	1,527.	1,628.	1,735.	1,846.	1,932.	1,990.	2,050.	2,112.	2,176.	2,242.	2,310.	2,380.
Kérosène	3.	2.	2.	1.	1.	0.	-	-	-	-	-	-
Diesel	1,891.	2,006.	2,133.	2,275.	2,441.	2,632.	2,845.	3,079.	3,338.	3,625.	3,942.	4,293.
Fioul	124.	133.	141.	150.	159.	168.	177.	185.	194.	202.	209.	215.
GPL	258.	280.	305.	331.	358.	387.	417.	449.	482.	515.	550.	585.
Bois	20.	21.	22.	23.	24.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	31.
Charbon	19.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	29.	30.
Total	8,400.	9,172.	9,994.	10,907.	11,901.	12,984.	14,195.	15,535.	17,038.	18,725.	20,621.	22,754.

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Demande énergétique finale par produits : Scenario Gestion de la demande

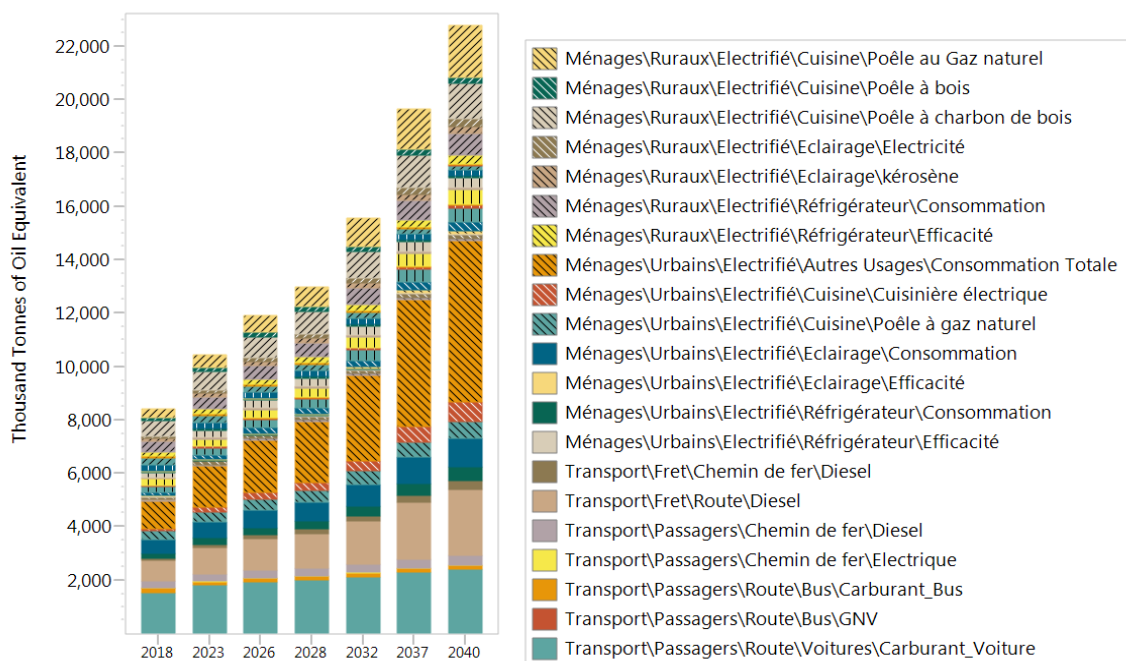
Unité : Pourcentage.

Produits	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Electricité	32.0%	34.0%	35.0%	37.0%	38.0%	40.0%	42.0%	44.0%	45.0%	47.0%	49.0%	51.0%
Gaz Naturel	22.0%	22.0%	21.0%	21.0%	20.0%	20.0%	19.0%	19.0%	18.0%	17.0%	17.0%	16.0%
Essence	18.0%	18.0%	17.0%	17.0%	16.0%	15.0%	14.0%	14.0%	13.0%	12.0%	11.0%	10.0%
Kérosène	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-	-	-	-	-	-
Diesel	23.0%	22.0%	21.0%	21.0%	21.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	19.0%	19.0%	19.0%
Fioul	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
GPL	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Bois	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Charbon	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Même si la demande énergétique finale à diminuer avec le scénario gestion de la demande comparé au scénario du laisser-faire mais par ailleurs rien à changer pour les combustibles les plus utilisés, l'électricité garde la première place avec 51%, en second le gaz naturel avec 16% en 2040 on note aussi que l'électricité encore une fois connaît une augmentation galopante entre 2018 et 2040. A présent, on expose tous les détails de la demande énergétique finale de façon désagrégé ci-dessous.

Figure.4.13 : Demande énergétique désagrégé finale : Scénario Gestion de la Demande.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau.4.14 : Demande énergétique désagrégé finale : Scénario Gestion de la Demande.

Branches	2018	2023	2026	2028	2032	2037	2040
Ménages	2,670.	3,596.	4,306.	4,858.	6,202.	8,458.	10,216.
Urbains	2,131.	2,919.	3,538.	4,027.	5,238.	7,320.	8,977.
Electrifié	2,131.	2,919.	3,538.	4,027.	5,238.	7,320.	8,977.
Réfrigérateur	183.	232.	267.	293.	351.	439.	501.
Eclairage	493.	592.	660.	710.	820.	980.	1,090.
Cuisine	435.	563.	657.	728.	893.	1,152.	1,341.
Autres Usages	1,019.	1,531.	1,953.	2,297.	3,174.	4,749.	6,045.
Ruraux	539.	677.	768.	831.	964.	1,138.	1,240.
Electrifié	539.	677.	768.	831.	964.	1,138.	1,240.
Réfrigérateur	51.	63.	70.	72.	77.	81.	82.
Eclairage	106.	117.	125.	129.	138.	148.	152.
Cuisine	186.	242.	279.	306.	361.	432.	472.
Autres Usages	197.	254.	294.	324.	388.	478.	533.
Industries	1,895.	2,161.	2,327.	2,449.	2,710.	3,082.	3,347.
I.S.M.M.E	240.	321.	352.	374.	405.	425.	438.
Charbon	7.	9.	10.	10.	11.	11.	11.
Gaz Naturel	191.	254.	279.	297.	321.	337.	348.
Electricité	43.	58.	63.	67.	73.	76.	79.
Construction BTP	581.	548.	530.	517.	494.	466.	451.
Gasoil	242.	225.	215.	208.	196.	182.	174.
Gaz Naturel	255.	243.	236.	231.	222.	211.	204.
Electricité	72.	70.	69.	68.	67.	65.	64.
GPL	12.	11.	10.	10.	10.	9.	8.
Industrie Chimique	59.	72.	80.	86.	100.	121.	136.
Gaz Naturel	49.	59.	65.	70.	80.	96.	106.
Electricité	10.	13.	15.	16.	20.	26.	30.
Industrie Agro_Alimentaire	250.	305.	343.	372.	435.	531.	598.
Gaz Naturel	228.	278.	313.	339.	397.	484.	545.
Electricité	22.	27.	30.	33.	38.	47.	53.
Ind_Textiles_Cuir_Hab	34.	35.	36.	37.	38.	40.	41.
Gaz Naturel	31.	33.	34.	34.	35.	37.	37.
Electricité	2.	2.	2.	3.	3.	3.	3.
Autres Industries	730.	880.	985.	1,063.	1,237.	1,499.	1,684.
Gasoil	378.	448.	497.	533.	611.	726.	805.
Gaz Naturel	149.	177.	196.	210.	241.	286.	317.
GPL	120.	143.	158.	170.	195.	231.	256.
Electricité	83.	112.	134.	151.	191.	257.	306.
Transport	2,809.	3,330.	3,672.	3,894.	4,397.	5,162.	5,709.
Passagers	1,954.	2,211.	2,356.	2,427.	2,576.	2,775.	2,902.
Route	1,695.	1,931.	2,064.	2,126.	2,257.	2,431.	2,542.
Voitures	1,527.	1,790.	1,932.	1,990.	2,112.	2,276.	2,380.
Bus	168.	142.	132.	136.	144.	155.	162.

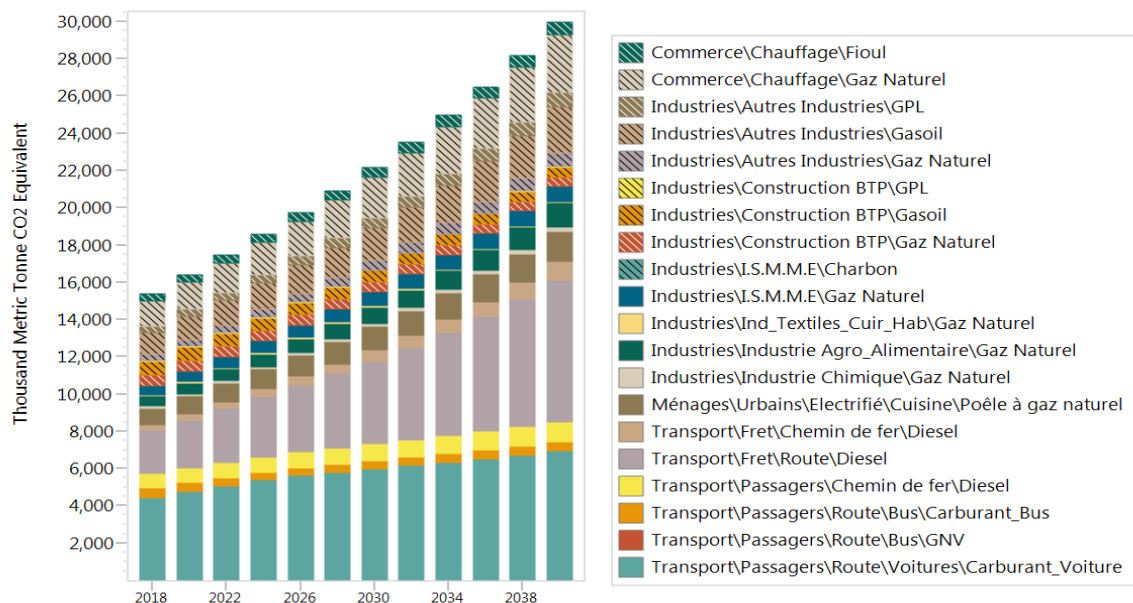
Chemin de fer	259.	279.	292.	301.	319.	344.	360.
Diesel	249.	268.	280.	289.	306.	330.	345.
Electrique	10.	11.	12.	12.	13.	14.	15.
Fret	854.	1,119.	1,317.	1,467.	1,821.	2,387.	2,807.
Route	754.	989.	1,163.	1,296.	1,608.	2,108.	2,479.
Diesel	754.	989.	1,163.	1,296.	1,608.	2,108.	2,479.
Chemin de fer	100.	131.	154.	171.	213.	279.	328.
Diesel	100.	131.	154.	171.	213.	279.	328.
Commerce	1,027.	1,352.	1,596.	1,783.	2,227.	2,943.	3,481.
Chauffage	1,027.	1,352.	1,596.	1,783.	2,227.	2,943.	3,481.
Electricité	327.	500.	641.	755.	1,040.	1,538.	1,937.
Fioul	124.	145.	159.	168.	185.	205.	215.
Gaz Naturel	576.	707.	796.	861.	1,001.	1,200.	1,329.
Total	8,400.	10,439.	11,901.	12,984.	15,535.	19,645.	22,754.

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version : 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

IV.8.2.1.3. Emissions de gaz à effet de serre

Lors de la COP21, l'Algérie s'est engagé à réduire ses émissions de gaz à effet de serre jusqu'à 22% d'ici 2030. En matière d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre l'Algérie compte principalement sur le développement des énergies renouvelables. En attendant d'atteindre cet objectif le gouvernement algérien doit redoubler d'efforts et cela passe par des objectifs à court et à moyen terme (graduellement). Ci-dessous les détails des émissions de gaz à effet de serre concernant le scénario gestion de la demande.

Figure.4.14 : Le potentiel de réchauffement global (PRG) : Scénario Gestion de la Demande.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau.4.15 : Le potentiel de réchauffement global (PRG) : Scénario Gestion de la Demande.

Branches	2018	2023	2028	2032	2037	2039	2040
Ménages	877.	1,030.	1,194.	1,330.	1,497.	1,561.	1,591.
Urbains	877.	1,030.	1,194.	1,330.	1,497.	1,561.	1,591.
Electrifié	877.	1,030.	1,194.	1,330.	1,497.	1,561.	1,591.
Cuisine	877.	1,030.	1,194.	1,330.	1,497.	1,561.	1,591.
Industries	4,412.	4,969.	5,576.	6,124.	6,901.	7,256.	7,444.
I.S.M.M.E	448.	599.	698.	756.	794.	810.	818.
Charbon	2.	3.	3.	3.	3.	3.	3.
Gaz Naturel	446.	596.	695.	752.	791.	807.	815.
Construction BTP	1,373.	1,287.	1,207.	1,146.	1,075.	1,048.	1,035.
Gasoil	738.	685.	635.	598.	554.	538.	530.
Gaz Naturel	599.	569.	541.	519.	494.	484.	479.
GPL	36.	34.	31.	29.	27.	26.	26.
Industrie Chimique	116.	138.	164.	188.	224.	240.	248.
Gaz Naturel	116.	138.	164.	188.	224.	240.	248.
Industrie Agro_Alimentaire	534.	651.	794.	930.	1,134.	1,227.	1,277.
Gaz Naturel	534.	651.	794.	930.	1,134.	1,227.	1,277.
Ind_Textiles_Cuir_Hab	74.	77.	80.	82.	86.	87.	88.
Gaz Naturel	74.	77.	80.	82.	86.	87.	88.
Autres Industries	1,867.	2,217.	2,633.	3,022.	3,589.	3,844.	3,979.
Gasoil	1,150.	1,366.	1,622.	1,862.	2,211.	2,369.	2,452.
Gaz Naturel	348.	414.	491.	564.	670.	717.	742.
GPL	368.	437.	519.	596.	708.	758.	785.
Transport	8,348.	9,905.	11,603.	13,130.	15,454.	16,539.	17,120.
Passagers	5,716.	6,456.	7,084.	7,519.	8,101.	8,346.	8,471.
Route	4,950.	5,630.	6,194.	6,575.	7,084.	7,298.	7,408.
Voitures	4,432.	5,194.	5,776.	6,131.	6,605.	6,805.	6,907.
Bus	518.	437.	418.	444.	478.	493.	500.
Chemin de fer	766.	826.	889.	944.	1,017.	1,048.	1,064.
Diesel	766.	826.	889.	944.	1,017.	1,048.	1,064.
Fret	2,632.	3,449.	4,519.	5,611.	7,353.	8,193.	8,648.
Route	2,324.	3,046.	3,991.	4,955.	6,494.	7,235.	7,638.
Diesel	2,324.	3,046.	3,991.	4,955.	6,494.	7,235.	7,638.
Chemin de fer	308.	403.	528.	656.	859.	958.	1,011.
Diesel	308.	403.	528.	656.	859.	958.	1,011.
Commerce	1,730.	2,100.	2,529.	2,913.	3,439.	3,660.	3,772.
Chauffage	1,730.	2,100.	2,529.	2,913.	3,439.	3,660.	3,772.
Fioul	380.	445.	512.	567.	628.	649.	658.
Gaz Naturel	1,350.	1,655.	2,016.	2,346.	2,811.	3,011.	3,114.
Total	15,367.	18,003.	20,901.	23,497.	27,291.	29,016.	29,928.

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Sachant que le parc automobile algérien reste assez conséquent c'est tout naturellement que le secteur des transports vient en premiers des secteurs les plus polluants. En effet la majorité des véhicules en Algérie consomment comme combustibles du diesel qui est connu pour être l'un des carburants les plus polluants, rajouté à cela le fait que les transports en commun ne sont pas assez développés dans le pays comme les (Métros, Trains, Navette maritime.etc...). Pour atteindre les objectifs fixés par les autorités algériennes en matière d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre il faudra dès maintenant repenser à de nouveaux modes de transports moins énergivore et qui respecte l'environnement comme par exemple l'introduction de bus hybride roulant au gaz naturel (Bus GNV), tramways et autres trains régionaux. Le secteur industriel n'est pas en reste il faudra essayer que les futurs investissements prennent en compte la variable environnementale, vu les capacités du pays en matière d'énergie renouvelables cela devrait ne pas poser de problème si il y aura une véritable politique de développement durable.

IV.8.3. Scénario Atténuation

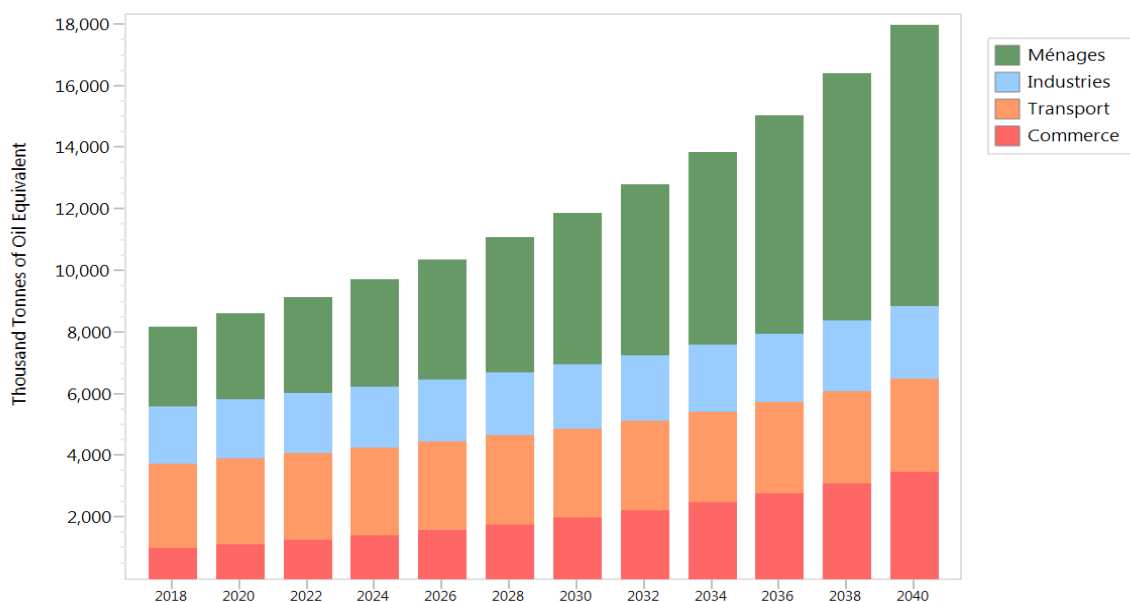
IV.8.3.1. Demande énergétique globale

IV.8.3.1.1. Demande énergétique finale

Comme cité au par avant le scénario atténuation hérite de cinq sous scénarios qui sont le scénario de l'éclairage efficace, réfrigérateurs efficaces, le scénario de bus GNV, le scénario gaz naturel+énergie renouvelables et le scénario d'introduction de normes d'efficacité industrielle. Le présent scénario semble le plus complet et celui qui touche pratiquement tous les secteurs.

Ci-après les résultats correspondant aux hypothèses posées dans le scénario atténuation :

Figure.4.15 : Demande énergétique finale : Scénario Atténuation.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau.4.16 : Demande énergétique finale : Scénario Atténuation.

Unité : Milliers de tonnes équivalent pétrole.

Branches	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Ménages	2,549.	2,774.	3,090.	3,453.	3,867.	4,338.	4,880.	5,504.	6,221.	7,048.	8,000.	9,098.
Industries	1,866.	1,920.	1,947.	1,978.	2,013.	2,052.	2,095.	2,134.	2,178.	2,227.	2,281.	2,340.
Transport	2,732.	2,768.	2,808.	2,851.	2,877.	2,888.	2,903.	2,921.	2,944.	2,970.	3,001.	3,037.
Commerce	1,027.	1,146.	1,280.	1,429.	1,596.	1,783.	1,992.	2,227.	2,489.	2,783.	3,112.	3,481.
Total	8,174.	8,608.	9,124.	9,711.	10,354.	11,062.	11,870.	12,785.	13,832.	15,028.	16,394.	17,956.

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Demande énergétique finale : Scénario Atténuation

Unité : Pourcentage.

Branches	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Ménages	31.%	32.%	34.%	36.%	37.%	39.%	41.%	43.%	45.%	47.%	49.%	51.%
Industries	23.%	22.%	21.%	20.%	19.%	19.%	18.%	17.%	16.%	15.%	14.%	13.%
Transport	33.%	32.%	31.%	29.%	28.%	26.%	24.%	23.%	21.%	20.%	18.%	17.%
Commerce	13.%	13.%	14.%	15.%	15.%	16.%	17.%	17.%	18.%	19.%	19.%	19.%
Total	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%	100.%

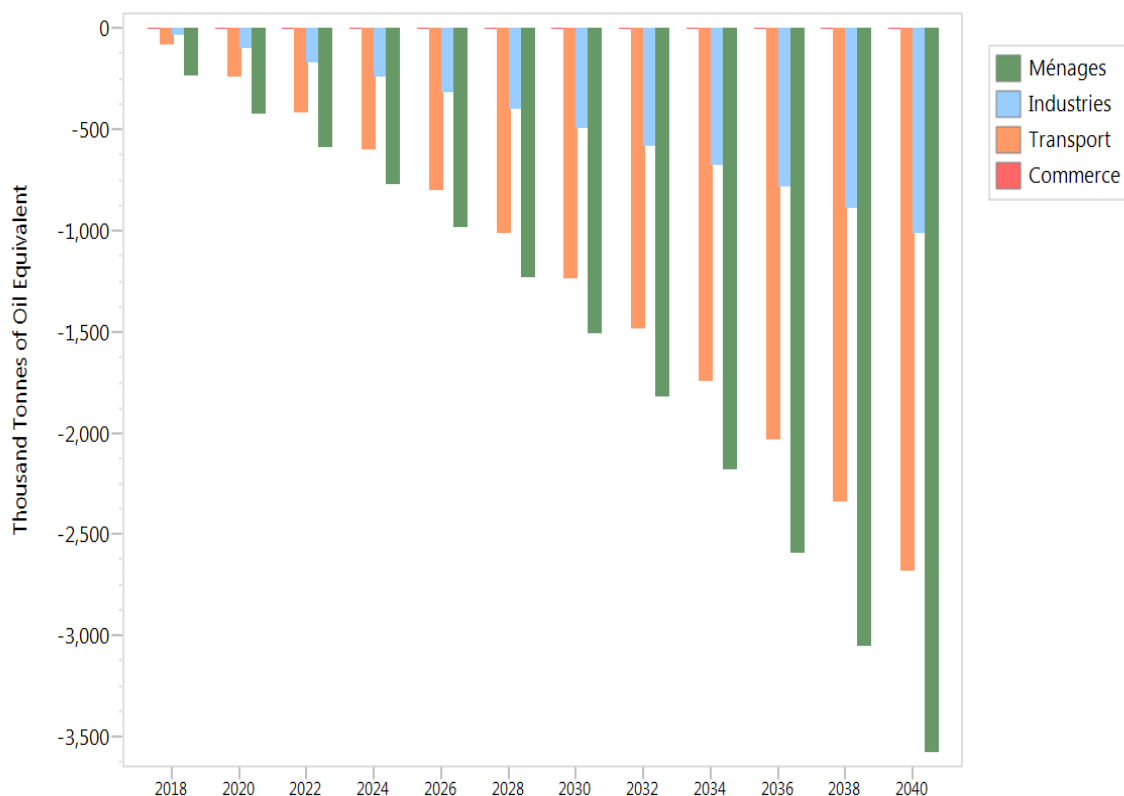
Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

IV.8.4. Comparaisons entre les différents scénarios développés

Pour mieux déceler les différences d'impact qui peuvent exister sur la demande énergétique finale des trois différents scénarios développés nous allons procéder à une comparaison entre le scénario atténuation et les deux autres scénarios (Laisser faire et Gestion de la demande).

IV.8.4.1. Scénario atténuation vs Scénario laisser faire

Figure.4.16 : Demande énergétique finale : Scénario Atténuation vs. Scénario LAI.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau.4.17 : Demande énergétique finale : Scénario Atténuation vs. Scénario LAI.

Unité : Milliers de tonnes équivalent pétrole.

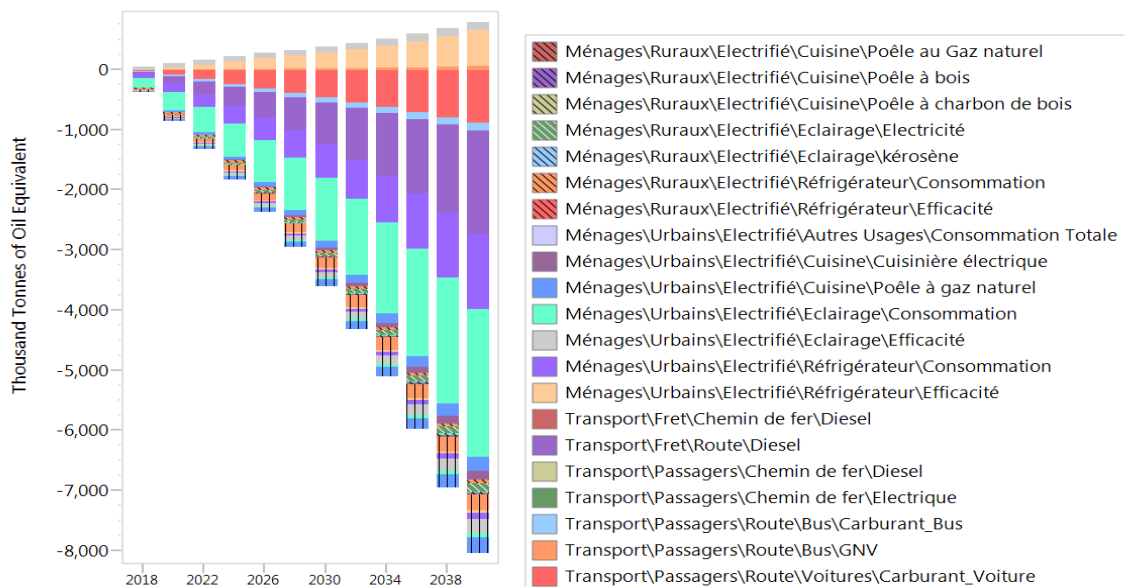
Branches	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Ménages	-226.	-418.	-581.	-767.	-979.	-1,223.	-1,500.	-1,817.	-2,176.	-2,584.	-3,046.	-3,569.
Industries	-29.	-95.	-163.	-235.	-313.	-397.	-486.	-576.	-671.	-774.	-886.	-1,007.
Transport	-76.	-237.	-410.	-596.	-795.	-1,005.	-1,232.	-1,476.	-1,740.	-2,025.	-2,335.	-2,672.
Commerce	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-332.	-750.	-1,154.	-1,598.	-2,087.	-2,625.	-3,219.	-3,868.	-4,587.	-5,383.	-6,267.	-7,249.

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Si les autorités algériennes applique le scénario atténuation avec tous les sous scénarios qui comportent cela reviendrai à économiser plus de 7 millions de tonnes équivalent pétrole en 2040, la réduction de la demande énergétique touche tous les secteurs et sous-secteurs sauf celui du commerce, à noter aussi que dès 2018 y'aura un début de résultats et cela ne s'arrêtera pas jusqu'en 2040. on remarque aussi que l'économie d'énergie la plus importante se fera dans le secteur des ménages qui est considéré comme la branche la plus énergivore, avec près de 2 millions de tonnes équivalent pétrole économiser en 2032 et plus de 3 millions en 2040.

Le secteur des transports lui aussi affiche une nette diminution graduelle et continue avec plus de 2 millions de tep exempter notamment avec l'introduction des bus GNV et l'instauration de nouvelles normes pour les voitures, le secteur de l'industrie connait aussi une diminution qui n'est pas négligeable même si elle reste en dessous des autres secteurs avec plus de 1 millions de tep qui sont économiser en 2040 on pourra dire que l'instauration de nouvelles règle d'efficacité énergétique a porter ces fruits. Ci-après nous présenterons tous les détails désagrégés des économies faites grâce au scénario atténuation de tous les sous secteurs.

Figure.4.17 : Demande énergétique finale désagrégé : Scénario Atténuation vs. Scénario LAI.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau.4.18 : Demande énergétique finale désagrégé : Scénario Atténuation vs. Scénario LAI.

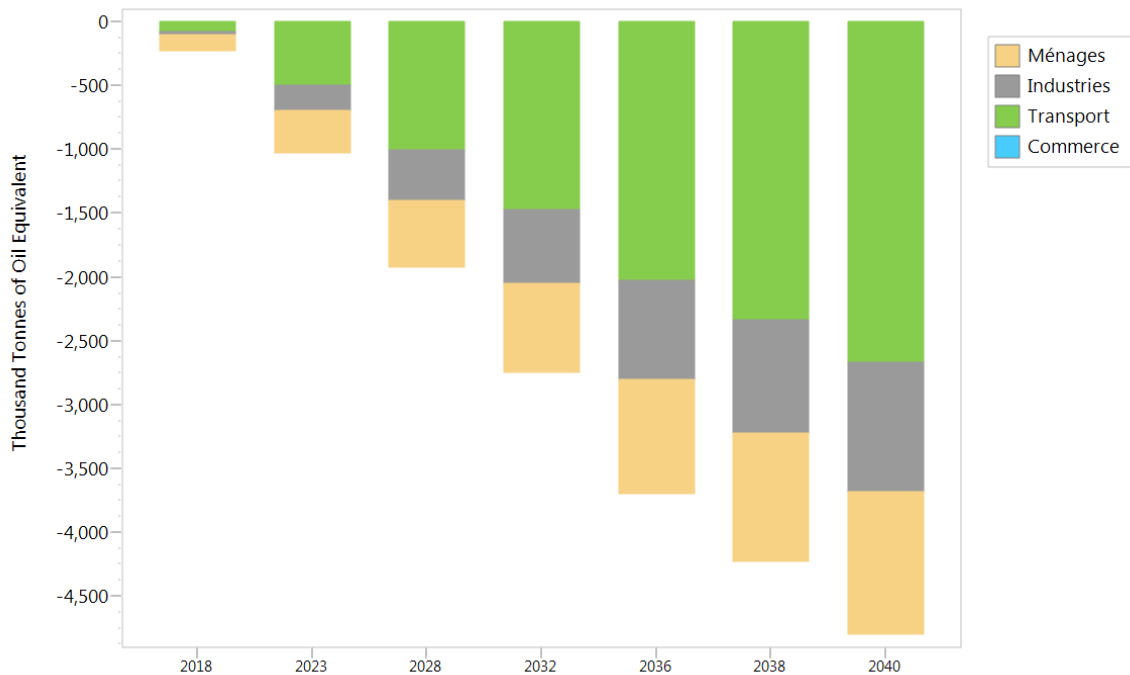
Branches	2018	2023	2028	2032	2036	2038	2040
Ménages	-226.	-671.	-1,223.	-1,817.	-2,584.	-3,046.	-3,569.
Urbains	-198.	-617.	-1,136.	-1,699.	-2,431.	-2,874.	-3,378.
Electrifié	-198.	-617.	-1,136.	-1,699.	-2,431.	-2,874.	-3,378.
Réfrigérateur	-77.	-143.	-233.	-339.	-478.	-563.	-660.
Consommation	-77.	-250.	-453.	-649.	-911.	-1,072.	-1,257.
Efficacité	-	107.	220.	311.	433.	509.	597.
Eclairage	-114.	-419.	-783.	-1,173.	-1,681.	-1,989.	-2,340.
Consommation	-148.	-486.	-864.	-1,267.	-1,788.	-2,102.	-2,460.
Efficacité	33.	67.	82.	94.	107.	113.	120.
Cuisine	-8.	-55.	-120.	-187.	-272.	-322.	-378.
Cuisinière électrique	-1.	-10.	-29.	-55.	-94.	-120.	-153.
Poêle à gaz naturel	-7.	-45.	-91.	-133.	-178.	-202.	-226.
Autres Usages	-	-	-	-	-	-	-
Consommation Totale	-	-	-	-	-	-	-
Ruraux	-28.	-54.	-87.	-118.	-153.	-172.	-192.
Electrifié	-28.	-54.	-87.	-118.	-153.	-172.	-192.
Réfrigérateur	-25.	-33.	-41.	-46.	-52.	-54.	-56.
Consommation	-25.	-33.	-41.	-46.	-52.	-54.	-56.
Efficacité	-	-	-	-	-	-	-
Eclairage	-3.	-21.	-46.	-71.	-101.	-118.	-136.
Electricité	-3.	-21.	-46.	-71.	-101.	-118.	-136.
kérosène	-	-	-	-	-	-	-
Cuisine	-	-	-	-	-	-	-
Poêle au GPL	-	-	-	-	-	-	-
Poêle au Gaz naturel	-	-	-	-	-	-	-
Poêle à charbon de bois	-	-	-	-	-	-	-
Poêle à bois	-	-	-	-	-	-	-
Autres Usages	-	-	-	-	-	-	-
Consommation Totale	-	-	-	-	-	-	-
Industries	-29.	-199.	-397.	-576.	-774.	-886.	-1,007.
I.S.M.M.E	-11.	-78.	-145.	-193.	-230.	-247.	-263.
Charbon	-	-	-	-	-	-	-
Gaz Naturel	-11.	-78.	-145.	-193.	-230.	-247.	-263.
Electricité	-	-	-	-	-	-	-
Construction BTP	-3.	-15.	-24.	-30.	-35.	-37.	-39.
Gasoil	-	-	-	-	-	-	-
Gaz Naturel	-	-	-	-	-	-	-
Electricité	-3.	-15.	-24.	-30.	-35.	-37.	-39.
GPL	-	-	-	-	-	-	-
Industrie Chimique	-1.	-4.	-8.	-12.	-17.	-19.	-22.
Gaz Naturel	-	-	-	-	-	-	-
Electricité	-1.	-4.	-8.	-12.	-17.	-19.	-22.

Industrie Agro_Alimentaire	-1.	-6.	-12.	-17.	-24.	-28.	-32.
Gaz Naturel	-	-	-	-	-	-	-
Electricité	-1.	-6.	-12.	-17.	-24.	-28.	-32.
Ind_Textiles_Cuir_Hab	-	-	-	-	-	-	-
Gaz Naturel	-	-	-	-	-	-	-
Electricité	-	-	-	-	-	-	-
Autres Industries	-14.	-96.	-207.	-323.	-469.	-555.	-652.
Gasoil	-5.	-35.	-76.	-120.	-174.	-206.	-241.
Gaz Naturel	-2.	-14.	-30.	-47.	-68.	-81.	-95.
GPL	-2.	-11.	-24.	-38.	-55.	-66.	-77.
Electricité	-5.	-36.	-76.	-118.	-172.	-203.	-238.
Transport	-76.	-501.	-1,005.	-1,476.	-2,025.	-2,335.	-2,672.
Passagers	-39.	-238.	-445.	-610.	-778.	-864.	-951.
Route	-39.	-238.	-445.	-610.	-778.	-864.	-951.
Voitures	-31.	-204.	-397.	-552.	-715.	-799.	-885.
Carburant_Voiture	-31.	-204.	-397.	-552.	-715.	-799.	-885.
Bus	-8.	-34.	-48.	-58.	-63.	-65.	-66.
Carburant_Bus	-10.	-43.	-68.	-91.	-111.	-121.	-130.
GNV	2.	9.	20.	33.	48.	56.	64.
Chemin de fer	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	-	-	-	-	-	-
Electrique	-	-	-	-	-	-	-
Fret	-38.	-263.	-561.	-866.	-1,247.	-1,471.	-1,722.
Route	-38.	-263.	-561.	-866.	-1,247.	-1,471.	-1,722.
Diesel	-38.	-263.	-561.	-866.	-1,247.	-1,471.	-1,722.
Chemin de fer	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	-	-	-	-	-	-
Commerce	-	-	-	-	-	-	-
Chauffage	-	-	-	-	-	-	-
Electricité	-	-	-	-	-	-	-
Fioul	-	-	-	-	-	-	-
Gaz Naturel	-	-	-	-	-	-	-
Total	-332.	-1,371.	-2,625.	-3,868.	-5,383.	-6,267.	-7,249.

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

IV.8.4.2. Scénario atténuation vs Scénario gestion de la demande

Figure.4.18 : Demande énergétique finale: Scénario Atténuation vs. Scénario GED.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA

Tableau.4.19 : Demande énergétique finale : Scénario Atténuation vs. Scénario GED.

Unité : Milliers de tonnes équivalent pétrole.

Branches	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Ménages	-121.	-232.	-297.	-365.	-439.	-520.	-607.	-698.	-796.	-898.	-1,006.	-1,119.
Industries	-29.	-95.	-163.	-235.	-313.	-397.	-486.	-576.	-671.	-774.	-886.	-1,007.
Transport	-76.	-237.	-410.	-596.	-795.	-1,005.	-1,232.	-1,476.	-1,740.	-2,025.	-2,335.	-2,672.
Commerce	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-227.	-564.	-870.	-1,197.	-1,547.	-1,922.	-2,325.	-2,750.	-3,207.	-3,698.	-4,227.	-4,798.

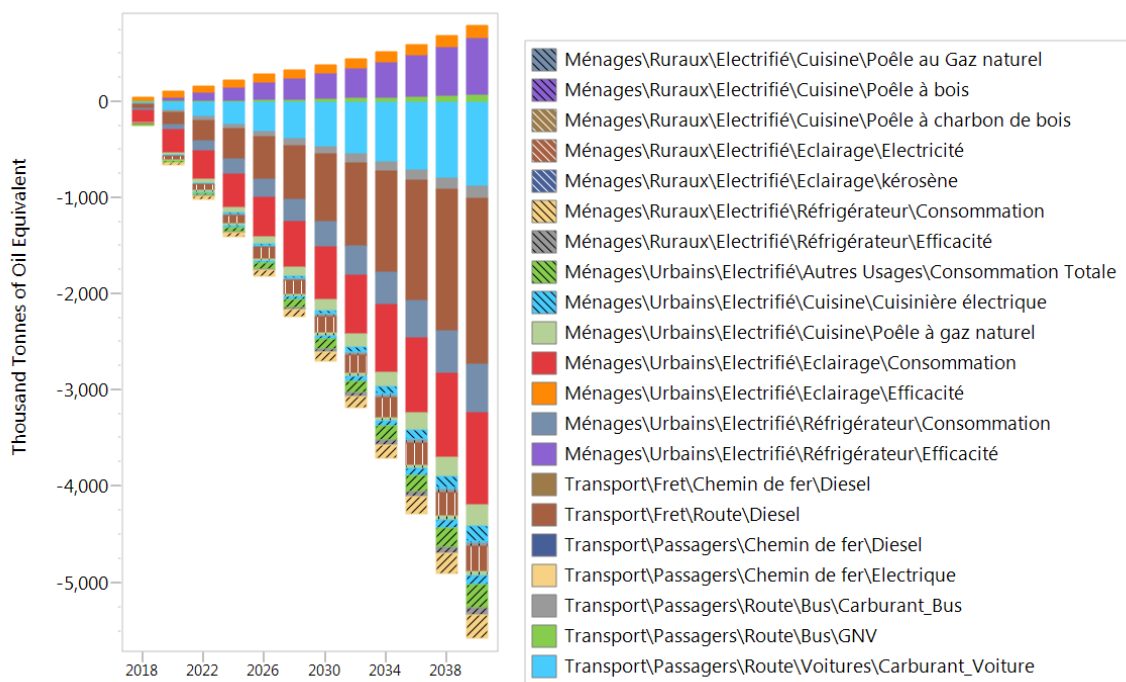
Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

A l'instar de la comparaison scénario atténuation vs. Scénario laisser faire, la différence entre le scénario atténuation et le scénario gestion de la demande est moins importante mais néanmoins non négligeable, si l'Algérie adopte le scénario atténuation par rapport au scénario gestion de la demande l'état algérien gagnera près de 2 millions de tep en 2028 et de 5 millions en 2040. Même si le scénario gestion de la demande constitue une bonne solution pour réduire la consommation énergétique il reste incomplet car il ne touche que le secteur résidentiel et néglige les autres secteurs et sous-secteurs tels les secteurs des transports et de l'industrie. On note que malgré les efforts consentis lors de l'application du scénario gestion de la demande qui ont apporté leur fruits au secteur résidentiel, le scénario atténuation apporte une réduction beaucoup plus importante avec plus 1 millions de tep économiser en plus pour la branche des ménages et cela grâce à l'adoption de nouvelles résolutions en matière d'économie d'énergie

(scénario éclairage efficace, scénario réfrigérateurs efficaces). Pour ce qui est des autres secteurs la marge économiser reste la même comparé au scénario laisser faire avec plus de 1 million de tep conserver en 2040 pour le secteur industriel et plus de 2 millions de tep pour le secteur des transports.

A présent et comme dans le scénario atténuation vs scénario laisser faire, nous allons mettre en évidence tous les détails des économies d'énergie effectuer si le scénario atténuation est appliqué.

Figure.4.19 : Demande énergétique finale désagrégé : Scénario Atténuation vs. Scénario GED.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version : 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau.4.20 : Demande énergétique finale désagrégée : Scénario Atténuation vs. Scénario GED.

Branches	2018	2023	2028	2032	2034	2036	2038	2040
Ménages	-121.	-331.	-520.	-698.	-796.	-898.	-1,006.	-1,119.
Urbains	-121.	-331.	-520.	-698.	-796.	-898.	-1,006.	-1,119.
Electrifié	-121.	-331.	-520.	-698.	-796.	-898.	-1,006.	-1,119.
Réfrigérateur	-20.	-19.	-4.	14.	27.	45.	68.	96.
Consommation	-20.	-126.	-224.	-297.	-340.	-388.	-442.	-501.
Efficacité	-	107.	220.	311.	367.	433.	509.	597.
Eclairage	-93.	-256.	-396.	-525.	-596.	-671.	-751.	-837.
Consommation	-127.	-323.	-478.	-619.	-696.	-778.	-865.	-957.
Efficacité	33.	67.	82.	94.	100.	107.	113.	120.
Cuisine	-8.	-55.	-120.	-187.	-227.	-272.	-322.	-378.
Cuisinière électrique	-1.	-10.	-29.	-55.	-72.	-94.	-120.	-153.
Poêle à gaz naturel	-7.	-45.	-91.	-133.	-155.	-178.	-202.	-226.
Autres Usages	-	-	-	-	-	-	-	-

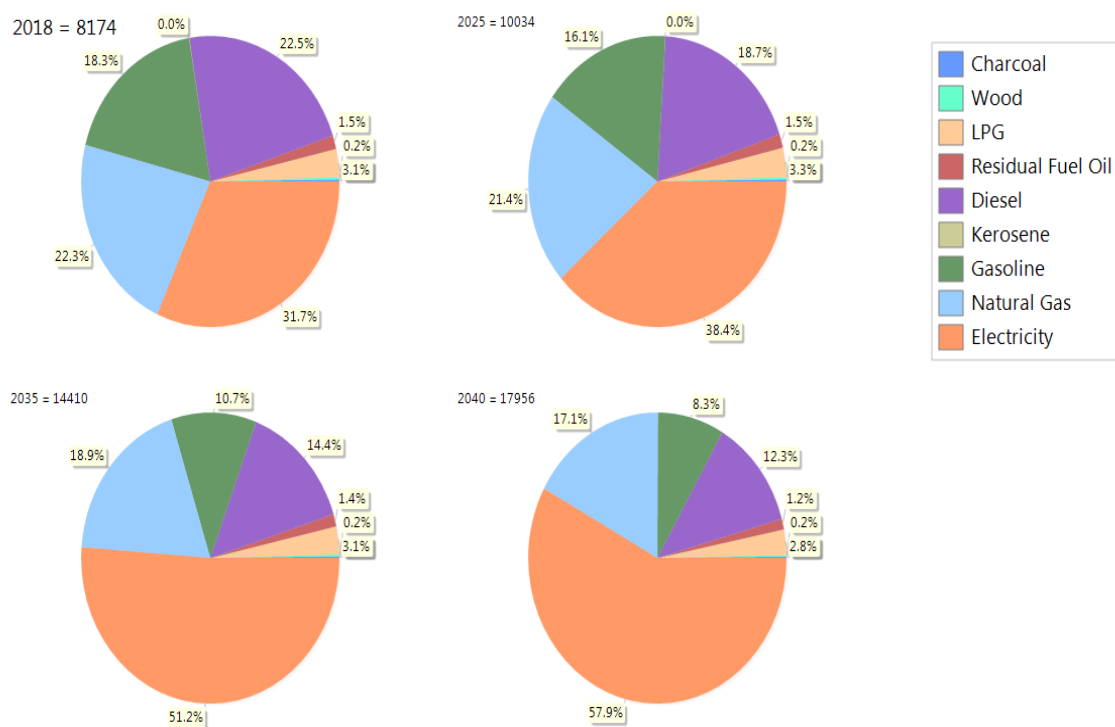
Consommation Totale	-	-	-	-	-	-	-	-
Ruraux	-	-	-	-	-	-	-	-
Electrifié	-	-	-	-	-	-	-	-
Réfrigérateur	-	-	-	-	-	-	-	-
Consommation	-	-	-	-	-	-	-	-
Efficacité	-	-	-	-	-	-	-	-
Eclairage	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricité	-	-	-	-	-	-	-	-
kérosène	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuisine	-	-	-	-	-	-	-	-
Poêle au GPL	-	-	-	-	-	-	-	-
Poêle au Gaz naturel	-	-	-	-	-	-	-	-
Poêle à charbon de bois	-	-	-	-	-	-	-	-
Poêle à bois	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres Usages	-	-	-	-	-	-	-	-
Consommation Totale	-	-	-	-	-	-	-	-
Industries	-29.	-199.	-397.	-576.	-671.	-774.	-886.	-1,007.
I.S.M.M.E	-11.	-78.	-145.	-193.	-212.	-230.	-247.	-263.
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaz Naturel	-11.	-78.	-145.	-193.	-212.	-230.	-247.	-263.
Electricité	-	-	-	-	-	-	-	-
Construction BTP	-3.	-15.	-24.	-30.	-33.	-35.	-37.	-39.
Gasoil	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaz Naturel	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricité	-3.	-15.	-24.	-30.	-33.	-35.	-37.	-39.
GPL	-	-	-	-	-	-	-	-
Industrie Chimique	-1.	-4.	-8.	-12.	-14.	-17.	-19.	-22.
Gaz Naturel	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricité	-1.	-4.	-8.	-12.	-14.	-17.	-19.	-22.
Industrie Agro_Alimentaire	-1.	-6.	-12.	-17.	-21.	-24.	-28.	-32.
Gaz Naturel	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricité	-1.	-6.	-12.	-17.	-21.	-24.	-28.	-32.
Ind_Textiles_Cuir_Hab	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaz Naturel	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricité	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres Industries	-14.	-96.	-207.	-323.	-392.	-469.	-555.	-652.
Gasoil	-5.	-35.	-76.	-120.	-145.	-174.	-206.	-241.
Gaz Naturel	-2.	-14.	-30.	-47.	-57.	-68.	-81.	-95.
GPL	-2.	-11.	-24.	-38.	-46.	-55.	-66.	-77.
Electricité	-5.	-36.	-76.	-118.	-143.	-172.	-203.	-238.
Transport	-76.	-501.	-1,005.	-1,476.	-1,740.	-2,025.	-2,335.	-2,672.
Passagers	-39.	-238.	-445.	-610.	-694.	-778.	-864.	-951.
Route	-39.	-238.	-445.	-610.	-694.	-778.	-864.	-951.
Voitures	-31.	-204.	-397.	-552.	-633.	-715.	-799.	-885.
Carburant_Voiture	-31.	-204.	-397.	-552.	-633.	-715.	-799.	-885.

Bus	-8.	-34.	-48.	-58.	-61.	-63.	-65.	-66.
Carburant_Bus	-10.	-43.	-68.	-91.	-101.	-111.	-121.	-130.
GNV	2.	9.	20.	33.	40.	48.	56.	64.
Chemin de fer	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-
Electrique	-	-	-	-	-	-	-	-
Fret	-38.	-263.	-561.	-866.	-1,046.	-1,247.	-1,471.	-1,722.
Route	-38.	-263.	-561.	-866.	-1,046.	-1,247.	-1,471.	-1,722.
Diesel	-38.	-263.	-561.	-866.	-1,046.	-1,247.	-1,471.	-1,722.
Chemin de fer	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-
Commerce	-	-	-	-	-	-	-	-
Chauffage	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricité	-	-	-	-	-	-	-	-
Fioul	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaz Naturel	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-227.	-1,030.	-1,922.	-2,750.	-3,207.	-3,698.	-4,227.	-4,798.

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Maintenant, et comme les deux premiers scénarios on va présenter les différents détails intrinsèque concernant le scénario atténuation :

Figure.4.20 : Demande énergétique finale : Scénario Atténuation.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version : 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

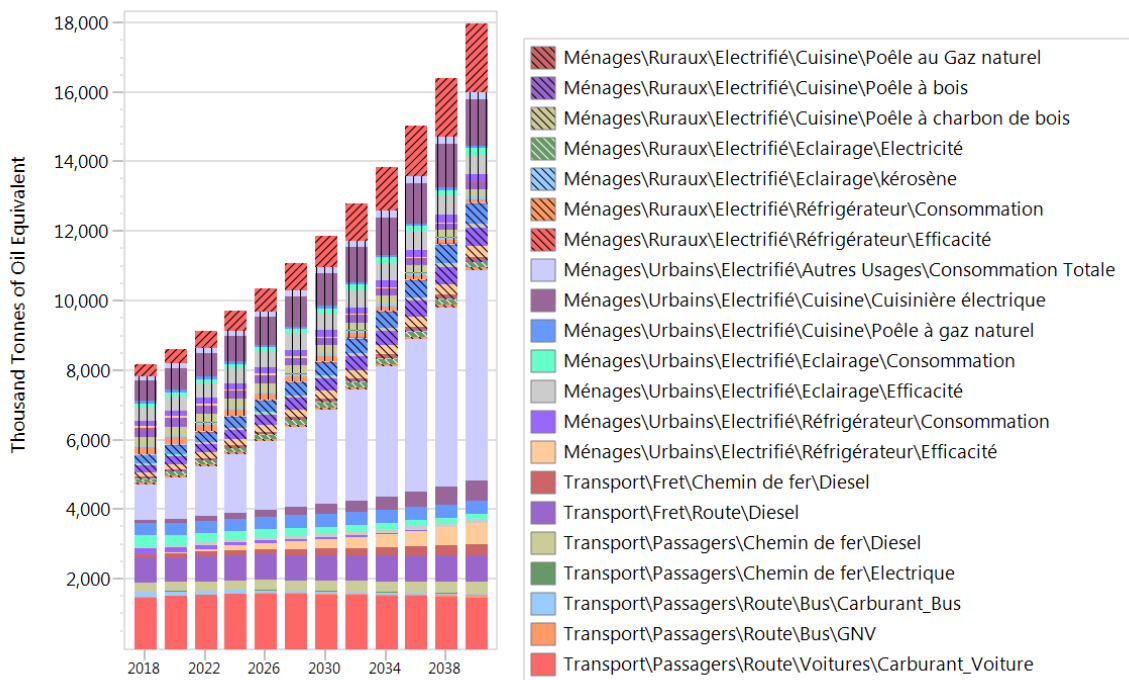
Tableau.4.21 : Demande énergétique finale : Scénario Atténuation

Unité : Milliers de tonnes équivalent pétrole.

Fuels	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Electricité	2,594.	2,854.	3,209.	3,623.	4,102.	4,654.	5,295.	6,036.	6,897.	7,897.	9,056.	10,402.
Gaz Naturel	1,824.	1,926.	2,011.	2,102.	2,200.	2,306.	2,420.	2,535.	2,659.	2,790.	2,929.	3,074.
Essence	1,497.	1,533.	1,568.	1,602.	1,611.	1,594.	1,577.	1,560.	1,544.	1,527.	1,511.	1,495.
Kérosène	3.	2.	2.	1.	1.	0.	-	-	-	-	-	-
Diesel	1,838.	1,843.	1,854.	1,870.	1,894.	1,927.	1,963.	2,003.	2,046.	2,093.	2,145.	2,200.
Fioul	124.	133.	141.	150.	159.	168.	177.	185.	194.	202.	209.	215.
GPL	256.	275.	296.	317.	339.	362.	386.	411.	435.	460.	484.	508.
Bois	20.	21.	22.	23.	24.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	31.
Charbon	19.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	29.	30.
Total	8,174.	8,608.	9,124.	9,711.	10,354.	11,062.	11,870.	12,785.	13,832.	15,028.	16,394.	17,956.

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Figure.4.21 : Demande énergétique finale désagrégé : Scénario Atténuation



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11]
Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

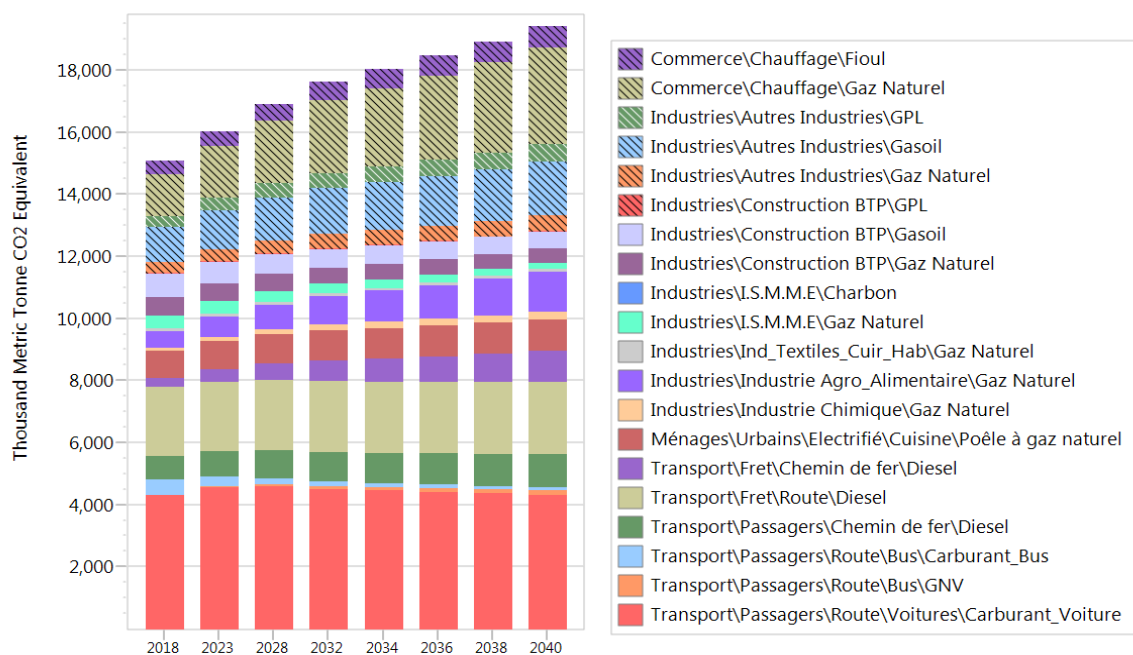
Tableau.4.22 : Demande énergétique finale : Scénario Atténuation

Branches	2018	2023	2028	2032	2034	2036	2038	2040
Ménages	2,549.	3,265.	4,338.	5,504.	6,221.	7,048.	8,000.	9,098.
Urbains	2,009.	2,588.	3,507.	4,539.	5,187.	5,944.	6,827.	7,858.
Electrifié	2,009.	2,588.	3,507.	4,539.	5,187.	5,944.	6,827.	7,858.
Réfrigérateur	163.	213.	288.	365.	412.	465.	527.	597.
Consommation	163.	106.	69.	54.	44.	32.	17.	-
Efficacité	-	107.	220.	311.	367.	433.	509.	597.

Eclairage	400.	336.	314.	295.	285.	274.	264.	253.
Consommation	367.	269.	232.	201.	184.	168.	151.	133.
Efficacité	33.	67.	82.	94.	100.	107.	113.	120.
Cuisine	427.	508.	608.	706.	762.	822.	889.	962.
Cuisinière électrique	101.	162.	246.	333.	386.	444.	510.	583.
Poêle à gaz naturel	327.	346.	363.	373.	376.	378.	379.	379.
Autres Usages	1,019.	1,531.	2,297.	3,174.	3,730.	4,382.	5,147.	6,045.
Consommation Totale	1,019.	1,531.	2,297.	3,174.	3,730.	4,382.	5,147.	6,045.
Ruraux	539.	677.	831.	964.	1,034.	1,104.	1,173.	1,240.
Electrifié	539.	677.	831.	964.	1,034.	1,104.	1,173.	1,240.
Réfrigérateur	51.	63.	72.	77.	79.	80.	82.	82.
Consommation	51.	63.	72.	77.	79.	80.	82.	82.
Efficacité	-	-	-	-	-	-	-	-
Eclairage	106.	117.	129.	138.	143.	146.	150.	152.
Electricité	103.	116.	129.	138.	143.	146.	150.	152.
Kérosène	3.	1.	0.	-	-	-	-	-
Cuisine	186.	242.	306.	361.	389.	418.	445.	472.
Poêle au GPL	126.	164.	207.	245.	264.	283.	302.	320.
Poêle au Gaz naturel	29.	42.	58.	72.	80.	87.	95.	102.
Poêle à charbon de bois	12.	13.	15.	16.	17.	18.	18.	18.
Poêle à bois	20.	23.	26.	28.	29.	30.	31.	31.
Autres Usages	197.	254.	324.	388.	423.	459.	496.	533.
Consommation Totale	197.	254.	324.	388.	423.	459.	496.	533.
Industries	1,866.	1,962.	2,052.	2,134.	2,178.	2,227.	2,281.	2,340.
I.S.M.M.E	229.	243.	229.	212.	201.	191.	182.	175.
Charbon	7.	9.	10.	11.	11.	11.	11.	11.
Gaz Naturel	179.	176.	151.	128.	116.	104.	94.	85.
Electricité	43.	58.	67.	73.	74.	76.	77.	79.
Construction BTP	578.	533.	493.	464.	450.	437.	424.	412.
Gasoil	242.	225.	208.	196.	190.	185.	179.	174.
Gaz Naturel	255.	243.	231.	222.	217.	213.	209.	204.
Electricité	69.	55.	44.	36.	33.	30.	28.	25.
GPL	12.	11.	10.	10.	9.	9.	9.	8.
Industrie Chimique	59.	68.	78.	88.	94.	100.	107.	113.
Gaz Naturel	49.	59.	70.	80.	86.	92.	99.	106.
Electricité	9.	9.	8.	8.	8.	8.	8.	7.
Industrie Agro_Alimentaire	249.	299.	360.	418.	451.	486.	525.	566.
Gaz Naturel	228.	278.	339.	397.	430.	465.	504.	545.
Electricité	21.	21.	21.	21.	21.	21.	21.	21.
Ind_Textiles_Cuir_Hab	34.	35.	37.	38.	39.	39.	40.	41.
Gaz Naturel	31.	33.	34.	35.	36.	36.	37.	37.
Electricité	2.	2.	3.	3.	3.	3.	3.	3.
Autres Industries	716.	784.	856.	914.	944.	974.	1,003.	1,032.
Gasoil	373.	413.	456.	492.	509.	527.	545.	563.
Gaz Naturel	147.	163.	180.	194.	201.	208.	215.	222.

GPL	119.	132.	145.	157.	162.	168.	174.	179.
Electricité	78.	77.	74.	73.	71.	70.	69.	68.
Transport	2,732.	2,829.	2,888.	2,921.	2,944.	2,970.	3,001.	3,037.
Passagers	1,916.	1,973.	1,982.	1,966.	1,960.	1,956.	1,953.	1,952.
Route	1,657.	1,693.	1,681.	1,647.	1,631.	1,617.	1,604.	1,592.
Voitures	1,497.	1,585.	1,594.	1,560.	1,544.	1,527.	1,511.	1,495.
Carburant_Voiture	1,497.	1,585.	1,594.	1,560.	1,544.	1,527.	1,511.	1,495.
Bus	160.	108.	88.	87.	88.	90.	93.	96.
Carburant_Bus	158.	99.	68.	53.	47.	42.	37.	32.
GNV	2.	9.	20.	33.	40.	48.	56.	64.
Chemin de fer	259.	279.	301.	319.	329.	339.	349.	360.
Diesel	249.	268.	289.	306.	316.	325.	335.	345.
Electrique	10.	11.	12.	13.	13.	14.	14.	15.
Fret	816.	856.	906.	955.	983.	1,014.	1,048.	1,085.
Route	716.	726.	735.	742.	746.	750.	754.	757.
Diesel	716.	726.	735.	742.	746.	750.	754.	757.
Chemin de fer	100.	131.	171.	213.	237.	264.	294.	328.
Diesel	100.	131.	171.	213.	237.	264.	294.	328.
Commerce	1,027.	1,352.	1,783.	2,227.	2,489.	2,783.	3,112.	3,481.
Chauffage	1,027.	1,352.	1,783.	2,227.	2,489.	2,783.	3,112.	3,481.
Electricité	327.	500.	755.	1,040.	1,217.	1,423.	1,661.	1,937.
Fioul	124.	145.	168.	185.	194.	202.	209.	215.
Gaz Naturel	576.	707.	861.	1,001.	1,078.	1,158.	1,242.	1,329.
Total	8,174.	9,408.	11,062.	12,785.	13,832.	15,028.	16,394.	17,956.

Figure.4.22 : Le potentiel de réchauffement global (PRG): Scénario Atténuation



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Figure.4.23 : Le potentiel de réchauffement global (PRG): Scénario Atténuation

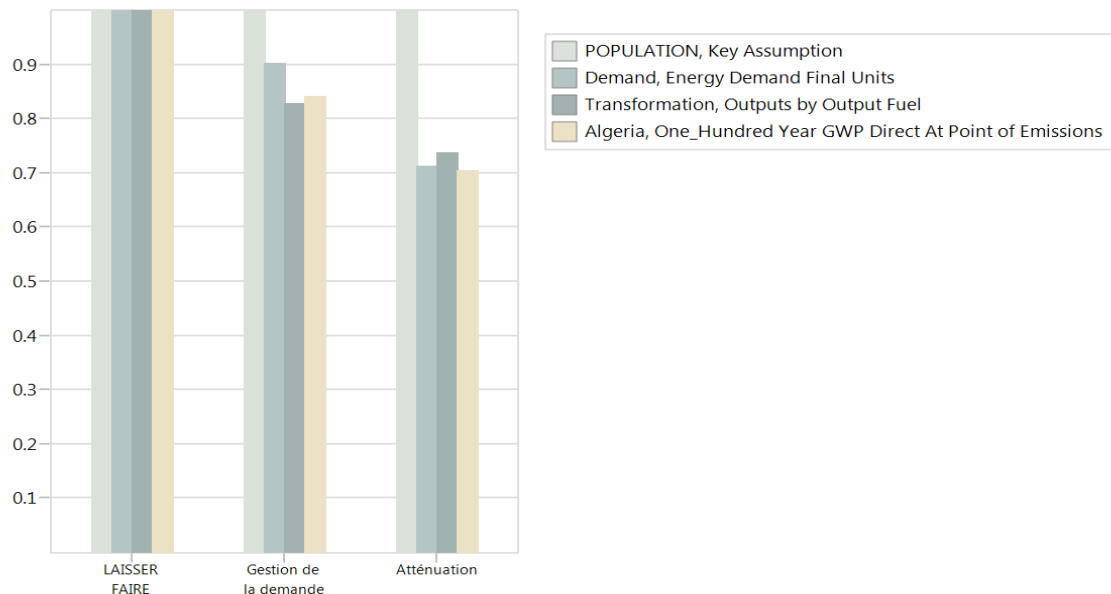
Branches	2018	2023	2028	2032	2034	2036	2038	2040
Ménages	860.	911.	955.	981.	990.	996.	999.	998.
Urbains	860.	911.	955.	981.	990.	996.	999.	998.
Electrifié	860.	911.	955.	981.	990.	996.	999.	998.
Cuisine	860.	911.	955.	981.	990.	996.	999.	998.
Poêle à gaz naturel	860.	911.	955.	981.	990.	996.	999.	998.
Industries	4,361.	4,612.	4,857.	5,081.	5,203.	5,336.	5,480.	5,635.
I.S.M.M.E	422.	415.	358.	303.	274.	248.	224.	202.
Charbon	2.	3.	3.	3.	3.	3.	3.	3.
Gaz Naturel	420.	413.	355.	300.	271.	245.	221.	199.
Construction BTP	1,373.	1,287.	1,207.	1,146.	1,117.	1,089.	1,061.	1,035.
Gasoil	738.	685.	635.	598.	580.	563.	546.	530.
Gaz Naturel	599.	569.	541.	519.	509.	499.	489.	479.
GPL	36.	34.	31.	29.	28.	28.	27.	26.
Industrie Chimique	116.	138.	164.	188.	202.	216.	232.	248.
Gaz Naturel	116.	138.	164.	188.	202.	216.	232.	248.
Industrie Agro_Alimentaire	534.	651.	794.	930.	1,007.	1,090.	1,180.	1,277.
Gaz Naturel	534.	651.	794.	930.	1,007.	1,090.	1,180.	1,277.
Ind_Textiles_Cuir_Hab	74.	77.	80.	82.	84.	85.	86.	88.
Gaz Naturel	74.	77.	80.	82.	84.	85.	86.	88.
Autres Industries	1,842.	2,044.	2,255.	2,430.	2,519.	2,608.	2,697.	2,785.
Gasoil	1,135.	1,259.	1,390.	1,498.	1,552.	1,607.	1,662.	1,716.
Gaz Naturel	344.	381.	421.	454.	470.	487.	503.	520.
GPL	363.	403.	445.	479.	497.	514.	532.	549.
Transport	8,117.	8,391.	8,563.	8,659.	8,724.	8,803.	8,895.	9,001.
Passagers	5,602.	5,753.	5,771.	5,716.	5,696.	5,679.	5,666.	5,657.
Route	4,836.	4,927.	4,881.	4,772.	4,723.	4,677.	4,634.	4,594.
Voitures	4,343.	4,601.	4,625.	4,528.	4,480.	4,433.	4,386.	4,340.
Carburant_Voiture	4,343.	4,601.	4,625.	4,528.	4,480.	4,433.	4,386.	4,340.
Carburant_Bus	488.	304.	208.	164.	146.	129.	114.	100.
GNV	4.	22.	48.	80.	97.	115.	134.	153.
Chemin de fer	766.	826.	889.	944.	973.	1,002.	1,032.	1,064.
Diesel	766.	826.	889.	944.	973.	1,002.	1,032.	1,064.
Fret	2,515.	2,638.	2,792.	2,942.	3,029.	3,124.	3,229.	3,344.
Route	2,207.	2,235.	2,264.	2,287.	2,298.	2,310.	2,321.	2,333.
Diesel	2,207.	2,235.	2,264.	2,287.	2,298.	2,310.	2,321.	2,333.
Chemin de fer	308.	403.	528.	656.	731.	814.	907.	1,011.
Diesel	308.	403.	528.	656.	731.	814.	907.	1,011.
Commerce	1,730.	2,100.	2,529.	2,913.	3,118.	3,330.	3,549.	3,772.
Chauffage	1,730.	2,100.	2,529.	2,913.	3,118.	3,330.	3,549.	3,772.
Fioul	380.	445.	512.	567.	592.	617.	639.	658.
Gaz Naturel	1,350.	1,655.	2,016.	2,346.	2,525.	2,713.	2,910.	3,114.
Total	15,067.	16,015.	16,903.	17,633.	18,034.	18,464.	18,922.	19,406.

IV.9. Analyse coûts-bénéfices

IV.9.1. Rapport récapitulatif

Dans cette partie nous allons présenter les chiffres clés qui caractérisent chacun des scénarios en 2040.

Figure.4.23 : Rapport récapitulatif pour l'année 2040.



Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Tableau.4.24 : Rapport récapitulatif pour l'année 2040.

Branches	Variable	Unités	LAI	GED	ATT
POPULATION	Hypothèse clé	Million de personnes	72.7	72.7	72.7
Demandes	Demande énergétique finale	Million Giga joule	1,055.3	952.7	751.8
Transformations	Production énergétique	Million Giga joule	1,782.7	1,477.5	1,316.3
Emissions	Emissions de gaz à effet de serre	Million de tonnes	151.9	127.9	107.1

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

Ce rapport nous conforte dans l'idée que le scénario atténuation reste et de loin la meilleure solution pour le gouvernement algérien pour faire face à la hausse exceptionnelle en matière de consommation énergétique à tous les niveaux et secteur car en remarque encore une fois que ce dernier nous donne les meilleurs résultats que ce soit pour la demande énergétique qui est inférieure de pratiquement 30% comparée au résultats du scénario laisser faire, idem pour les besoin en transformation énergétique qui est inférieure aux deux autres scénarios.

Par l'application des restrictions et de nouvelles normes énergétique du scénario atténuation les émissions de gaz à effet de serre seront mieux contrôlées comparativement aux autres scénarios.

IV.9.1.1. Analyse coûts bénéfice : scénario atténuation

Pour cette dernière section de ce manuscrit on a décidé de faire une analyse cout-bénéfice pour le scénario atténuation, après simulation les résultats ci-dessous ont été trouvés.

Tableau.4.25 : Coûts et bénéfices cumulatifs : 2018-2040. Scénario Atténuation.

	Atténuation
Demande	2.5
Ménages	1.3
Industries	0.8
Transport	0.4
Commerce	-
Transformation	-41.1
Production Electrique	-41.1
Pétrole raffiné	-
Resources	49.8
Production	32.3
Imports	17.5
Exports	-
Externalités environnementales	-
Coûts du secteur non énergétique	-
Valeur actuelle nette	52.4

Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA.

L'indicateur VAN (valeur actuelle nette) montre la rentabilité des investissements qui pourront être mené dans le cadre du scénario atténuation, en effet plus de 52 milliards de bénéfices pourront être cumulé tout au long de la période 2018-2040. Ces résultats appui avec force que le scénario atténuation est le meilleur alternatif pour l'Algérie pour sortir de son modèle énergétique actuel extrêmement inadapté à ses moyens ainsi qu'à ses besoins. De plus la conjoncture économique que traversent le pays en ce moment et les chutes vertigineuses qu'ont connues les prix des hydrocarbures devrait pousser les autorités à accélérer les réformes parce qu'il y a urgence.

IV.10. Discussion et proposition de réforme

Le contre choc pétrolier de juin 2014. A révéler les excès de l'économie algérienne avant le choc. Qui sont hérité de la dépendance aux hydrocarbures. En effet une baisse vertigineuse des prix du pétrole passant de 110\$ à moins de 50\$ en janvier 2015.

Un choc d'une amplitude absolument incroyable de -15% en 2014. Pour donner un ordre de grandeur du problème, un baril à 60\$ implique une chute des revenus fiscaux pétroliers en Algérie de l'ordre de 20 mlds de \$, et une chute du PIB nominal de l'ordre de 30 mlds de \$, soit

15% du PIB de 2014. Tous ces chiffres montre la violence du contre choc pétrolier, non seulement l'amplitude est absolument improbable mais ça dure.

Un seul impératif dans un environnement pétrolier baissier, changer le mode de fonctionnement.

L'un des problèmes majeurs en Algérie reste les dépenses courantes hors normes. L'état algérien applique et depuis longtemps une politique de redistribution généralisée et uniforme des richesses et de la production nationale. En réalité et tous les chercheurs disent que cette politique de redistribution profite plus aux riches qu'aux personnes défavorisés, en outre ces programmes créent de l'inefficacité économique et de l'inefficience sociale.

Le deuxième vrai problème reste les insoutenables subventions implicites c.-à-d non incluses dans le budget. A titre d'exemple montant total des subventions énergétique (gaz, électricité, carburant, etc...) était de l'ordre de 1975 mlds de DA en 2012 soit 13% du PIB de cette année. Comme la consommation énergétique à augmenter à un taux annuel de 10% en moyenne dans les dernières 5 années, ce montant aura été de l'ordre de 2400 mlds de DA en 2014. Les subventions énergétiques sont donc excessivement élevées et ne peuvent être justifiées par des considérations sociales et pour cause :

- ✓ Des prix aussi lourdement subventionnées sont responsable du fléau de la contrebande massive aux frontières.
- ✓ L'explosion des dépenses énergétiques favorisées par les prix trop bas, profite plus aux riches : en 2012 les 10% les plus riches ont consommé 30 fois plus que les 10% les plus pauvres.

Au regard de cette situation plusieurs mesures d'urgences doivent être appliquées :

La situation telle quelle est aujourd'hui en Algérie, la combinaison de déficit public très important avec un fond de réserve qui a des rendements insuffisant, dans un premier temps il faut essayer d'installer progressivement une vérité des prix, beaucoup de prix sont distordue notamment les prix de l'énergie. Une augmentation progressive des prix a pour but de rationaliser la consommation énergétique.

En augmentant les prix de l'énergie progressivement, l'état algérien pourrait rationaliser la consommation interne d'énergie, limiter le gaspillage provoquer par des prix très bon marché et augmenter les recettes tirées des exportations lucratives d'hydrocarbures.

Le gouvernement algérien pourrait alors envisager de redistribuer la majorité des recettes correspondant à l'augmentation du prix sous forme de dividende pétrolier au plus nécessiteux, ce qui ferait accepter cette augmentation. Pour appliquer cette forme d'aides ciblées aux plus défavorisés il faudra mettre en place un système très bien structuré d'impôt sur le revenu afin de mesurer les revenus des individus.

Une stratégie progressive de hausse des prix de l'énergie permettra aux ménages et aux entreprises de s'adapter et eu gouvernement de mettre en place des filets de sécurité.

IV.11. Conclusion

Dans ce dernier chapitre nous avons voulu montrer qu'il existe des solutions adaptées au problème que connaît l'Algérie en matière de gestion efficace de la demande énergétique, pour cela nous avons développé avec l'aide du simulateur LEAP trois scénarios réalistes et plausibles.

Le premier scénario qui a été traité est le scénario du laisser-faire c.-à-d. continué dans ce qui se fait actuellement en termes de politique énergétique sans intervenir. Ce qu'on peut voir des résultats est assez catastrophique. Si l'Algérie ne change pas sa manière de consommation énergétique, les conséquences seront terribles.

Le deuxième scénario est le scénario de la gestion de la demande, ce scénario implique l'instauration de quelques règles de consommation et d'efficacité énergétique. Les résultats sont encourageants mais pas assez, en réalité le scénario GED reste incomplet car il traite que de la consommation électrique des ménages.

Le troisième et dernier scénario qui a été étudié est le scénario atténuation, ce dernier hérite explicitement de cinq autres scénarios ce qui lui donne une force d'agir importante, de plus les résultats obtenus sont très satisfaisants. Maintenant on peut dire avec certitude que le scénario atténuation est le meilleur scénario que l'Algérie pourra appliquer pour sortir de son modèle énergétique actuel.

Conclusion Générale

La question d'un changement de politique énergétique pour l'Algérie devient une nécessité absolue pour le gouvernement algérien. Dans le cadre de cette thèse nous souhaitons étudier les effets à long terme des mesures politiques en matière d'énergie et d'environnement. Nous nous sommes intéressés au secteur résidentiel, du transport, de l'industrie et du commerce. En effet la considération de ces secteurs réside essentiellement dans leur caractère énergivore.

Pour répondre à notre problématique, une comparaison des différentes familles de modèles de prospective a permis d'établir l'intérêt d'une modélisation bottom-up de type TIMES. Le choix du modèle TIMES étant le plus approprié à l'analyse des enjeux technico-économique du système énergétique Algérien.

L'objectif central de notre travail est d'abord la construction du modèle, donc de s'assurer de sa consistance ainsi que la validation des choix engagés. Cette tâche nous a permis d'explorer des hypothèses relatives à l'évolution de la demande, aux technologies et aux ressources énergétiques susceptibles d'être mis en place par les décideurs et les hypothèses sur les prix des énergies considérés.

L'élaboration du modèle s'est construite sur trois étapes majeures qui ont nécessité un temps considérable dans la démarche :

- **La connaissance sectorielle** : la modélisation prospective exige une connaissance parfaite des secteurs énergétique étudiés. Pour cela nous avons définis les caractéristiques de tous les secteurs abordés ainsi que l'ensemble des procédés de utilisés dans chaque secteur. La difficulté d'une telle opération réside essentiellement sur les caractères différents et les spécificités de chaque secteur.
- **La construction du modèle SMED** : cette étape est incontournable à la réussite de l'étude, l'une de ses difficultés reste l'interprétation physique de chaque secteur en un caractère chiffrable (numérique). le modèle qu'on a développé est volumineux en terme de secteurs énergétique et sous-secteurs ce qui a rendu la tâche encore plus difficile.
- **L'analyse et le recueil de données** : la modélisation prospective demande entre autre une base de données cohérente et complète. Cette dernière n'est facilement disponible, ce qui nous a obligés de croiser plusieurs sources officielles. Les données qui ont été recueillies pour les besoins de ce travail ont été analysées puis validées. En effet la qualité des estimations dépend fortement du nombre de données et de leurs précisions.

L'un des avantages les plus importants du modèle qui a été développé lors de ce travail est qu'il permet de décrire et de désagréger toute la chaîne de consommation de chaque secteur étudié, une telle représentation permet d'apporter au décideur, une analyse pertinente sur le comportement de la demande finale pour chaque secteur.

Le deuxième avantage concerne les caractéristiques de la modélisation bottom-up, qui offre une vision claire et lisible du futur. Enfin cette modélisation offre plusieurs autres possibilités qui n'ont pas été toutes explorées dans ce travail.

Les résultats obtenus lors de cette étude démontrent avec force la pertinence de nos choix de modélisations. Cependant, l'ensemble des résultats obtenus ne doivent pas être interprétés sans certaines restrictions. En effet, il n'existe pas de modèle idéal, chaque modèle dépend des données dont on dispose et du cheminement que l'on s'est imposé pour le décrire. Les résultats sont alors à relativiser au cas d'étude choisi représenté par les scénarii exogènes des prix des énergies et matières premières, de la demande utile et de tout paramètre macroéconomique choisi sur l'ensemble de l'horizon étudié.

En proposant ces résultats à nos lecteurs, nous avons pleinement conscience que le diagnostic n'est que partielle, plusieurs pistes prometteuses de recherche apparaissent à l'issue de cette thèse. tout cela concernent plus exactement les données d'entrée du modèle : adapter les scénarios aux fluctuations des prix de l'énergie en tenant compte des prix de combustibles par secteur en adaptant les coûts de transport associés, une amélioration du taux d'actualisation peut-être envisager par secteur en tenant compte des secteurs à haut risque, Une représentation plus concrète de la durée de vie des technologies existantes permettrait une meilleure image de l'évolution des investissements futurs. Néanmoins cette étude pourra aider les décideurs à construire un nouveaux modèles transition énergétique pour l'Algérie.

Bibliographie

- 1) A. Sadri, M.M. Ardehali, K. Amirnekoeei, « General procedure for long-term energy-environmental planning for transportation sector of developing countries with limited data based on LEAP (long-range energy alternative planning) and Energy PLAN », *Energy*, 2014, 831-843 p.
- 2) Ad J. Seebregts, Gary A. Goldstein, Koen Smekens, « Energy/Environmental modeling with the MARKAL family of models », *Energy Research Centre of the Netherlands (ECN)*, 2008.
- 3) Administrateurs du Conseil Mondial de L'Énergie, « Les scénarios mondiaux de l'énergie à l'horizon 2050 », *conseil mondial de l'énergie*, 2013.
- 4) Agence Internationale de L'énergie, « Energy technology perspectives 2015 », *AIE*, 2015.
- 5) Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de L'utilisation de L'énergie, « Programme de développement de l'efficacité énergétique à l'horizon 2030 », *APRUE*, 2009.
- 6) Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie, « Programme de développement de l'efficacité énergétique à l'horizon 2030 » *Ministère de l'énergie et des mines*, 2015.
- 7) Ahcène Djemaa, « Modélisation Bottom-Up, un outil d'aide à la décision long terme pour les mesures politiques en matière d'énergie et d'environnement - Le modèle TIMES appliqué aux industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE) », *Thèse de doctorat en économie et finance, sous la direction de Nadia Maïzi et Gilles Guerassimoff, L'École Nationale Supérieure des Mines de Paris*, 2009.
- 8) Ahmed M, Azam M « Causal nexus between energy consumption and economic growth for high, middle and low income countries using frequency domain analysis », *Renew Sustain Energy Rev* 2016; 60:653–78.
- 9) Ali Aissaoui « Algerian Gas: Troubling trends, troubled policies » *Oxford Institute for Energy Studies, Oxford University*, 2016.
- 10) Al-Iriani MA « Energy-GDP relationship revisited: an example from GCC countries using panel causality », *Energy Policy* 2006; 34(17):3342–50.
- 11) Amit Kanudia Helena Cabal, Niels Berghout, Júlio Carneiro, Dulce Boavida, Patrícia Fortes, Machteld van den Broek, Maurizio Gargiulo, João Pedro Gouveia, Maryse Labriet, Yolanda Lechón, Roberto Martinez, Paulo Mesquita, Abdelkrim Rimi, Júlia Seixas, GianCarlo Tosato, « CCS infrastructure development scenarios for the integrated Iberian Peninsula and Morocco energy system », *Energy Procedia*, 2013, 2645-2656 p.
- 12) Anna Creti, « Critères économiques guidant les méthodes de tarification » *CGEMP, CEEM et Chaire Gouvernance et Régulation, Université Paris-Dauphine*, 7-8 p.
- 13) Apergis N, Payne JE, « Energy consumption and economic growth in central America: evidence from a panel co-integration and error correction model », *Energy Econ* 2009; 31(2):211–6.

- 14) Arrêté du 2 février 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière éolienne in : <http://www.joradp.dz/FTP/jofrancais/2014/F2014023.pdf>.
- 15) Arrêté Ministériel du 23 Avril 2014 fixant les tarifs d'achat garantis pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière solaire photovoltaïque ainsi que les conditions de leur application in : <http://www.joradp.dz/FTP/jofrancais/2014/F2014023.pdf>.
- 16) Arrêté Ministériel du 23 Avril 2014 fixant les tarifs d'achat garantis pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière solaire photovoltaïque ainsi que les conditions de leur application.
- 17) Asafu-Adjaye J, «The relationship between energy consumption, energy prices and economic growth: time series evidence from Asian developing countries », *Energy Economics* 2000; 22(6):615–25.
- 18) Bakhta Recioui, Nouredine Settou, Ali Khalfi, Abderrahmane Gouareh, Soumia Rahmouni, Rebha Ghedamsi, « Valorization of carbon dioxide by conversion into fuel using renewable energy in Algeria », *Transportation Research Part D*, 43,2016, 145–157 p.
- 19) Boudghene Stambouli, Z. Khiat, S. Flazi, Y. Kitamura, « A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues », *Renewable and Sustainable Energy Review*, 16, 2012, 4445–4460 p.
- 20) Bozoklu S, Yilanci V, « Energy consumption and economic growth for selected OECD countries: further evidence from the Granger causality test in the frequency domain », *Energy Policy* 2013; 63(C):877–81.
- 21) C. Hamouda, A. Malek, « Analyse théorique et expérimentale de la consommation d'énergie d'une habitation individuelle dans la ville de Batna », *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 9 N°3, 2006, 211-228 p.
- 22) Centre de Développement des Energies Renouvelables, « Evolution l'économie algérienne : Les différents scénarii possibles » CDER, 2013.
- 23) Centre de Développement des Energies Renouvelables, « Nouveau programme national sur l'efficacité énergétique (2016-2030) », CRED, 2015.
- 24) Charlie Heaps, « Quick start guide for using optimization in LEAP », Stockholm Environment Institute, 2011.
- 25) Charlie Heaps, « Tool for energy planning and GHG mitigation assessment », Stockholm Environment Institute, 2011.
- 26) Chien-Ch Lee, Chang Chun, « Unemployment hysteresis in OECD countries: centurial time series evidence with structural breaks », *Econ Model* 2008; 25(2):312–25.
- 27) Conférence Internationale sur l'Industrie du Gaz en Algérie, Sonatrach, Oran.
- 28) Daniel A. Krzyzanowski, Socrates Kypreos, Leonardo Barreto, « Supporting hydrogen based transportation: case studies with Global MARKAL Model», Springer, DOI 10.1007/s10287-007-0040-5, 2007; 207–231 p.
- 29) Daniel Kurt Josef Schubert, Sebastian Thu, Dominik Möst, « Does political and social feasibility matter in energy scenarios? », *Energy Research & Social Science*, 2015, 43-54 p.
- 30) David L. Greene, « Long-Term energy scenario models: A review of the literature and recommendations », National Transportation Research Center Oak Ridge National Laboratory, 2001.

- 31) Direction de l'Observation et de la Programmation, « Etude prospective de la demande d'énergie à l'horizon 2030 », Ministère de L'énergie et des Mines, de l'Eau et de l'Environnement Marocain, 2013.
- 32) Edi Assoumou, « Modélisation MARKAL pour la planification énergétique à long terme dans le contexte français », Thèse de doctorat en économie et finance, sous la direction de Nadia Maïzi et Jacques Percebois, L'École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2006.
- 33) Energies Renouvelables : 67 Projets seront réalisés d'ici 2030 in <http://www.djazairress.com/fr/horizons/24766>.
- 34) Energy Technology Systems Analysis Programme, « GAMS — The Solver Manual », ETSAP, 2015.
- 35) Erol U, Yu ESH « On the causal relationship between energy and income for industrialized countries », *J Energy Dev* 1987;13:113–22.
- 36) Fakhri Hasanov, Cihan Bulut , Elchin Suleymanov, « Review of energy-growth nexus: A panel analysis for ten Eurasian oil exporting countries » *Renewable and Sustainable Energy Review*, 73, 2017, 369–386 p.
- 37) Frédéric Teulon, Dominique Bonet Fernandez, « Industrialization and Economic Policy in Algeria: a Synthesis over half a Century », IPAG Business School, Working Paper, 2014.
- 38) Glasure YU, Lee AR. « Co integration, error-correction, and the relationship between GDP and energy: the case of South Korea and Singapore », *Resource and Energy Economics* 1997; 20:17–25.
- 39) Gondia Sokhna SECK, « Modélisation prospective de l'industrie diffuse pour l'évaluation de l'impact de politiques de maîtrise de l'énergie (MDE) à partir du générateur de modèle TIMES la récupération de chaleur par pompes à chaleur (PAC) dans l'industrie agroalimentaire », Thèse de doctorat en économie et finance, sous la direction de Gilles Guerrassimoff, L'École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2012.
- 40) International Monetary Fund, « Algeria: 2016 article IV consultation » IMF Country Report No. 16/127, 2016.
- 41) Jacques Percebois, « L'apport de la théorie économique aux débats énergétiques », Cahier n° 99.11.15, CREDEN, 1999.
- 42) Jacques percebois, « Rapport énergies 2050 », centre d'analyse stratégique, 2012.
- 43) Jérémy Laurent-lucchetti, « Le progrès techniques dans les modèles économiques de réchauffement climatique », HEC Montréal, 2005.
- 44) Jonas Timmerman, Lieven Vandeveld, Greet Van Eetvelde, « Towards low carbon business park energy systems: Classification of techno-economic energy models », *Energy*, 2014, 68-80 p.
- 45) Ken Noble, « Answer-Times “Getting Started” Manual », ETSAP, 2014.
- 46) Kraft J, Kraft A. «Note and comments: on the relationship between energy and GNP », *Journal of Energy and Development*, 1978, 3:401–3.
- 47) L. Suganthi, A. Anand, Samuel, « Energy models for demand forecasting—A review » *Renewable and Sustainable Energy Review*, 16, 2012, 1223– 1240 p.
- 48) S. Iniyani, L. Suganthi, Anand A. Samuel, « Energy models for commercial energy prediction and substitution of renewable energy sources », *Energy Policy*, 2006, 2640-2653 p.

- 49) La Ferme Eolienne d'Adrar Mise en Service in : <http://portail.cder.dz/spip.php?article4098>.
- 50) Laurence Boisson de Chazournes, « La gestion de l'intérêt commun à l'épreuve des enjeux économiques – Le protocole de Kyoto sur les changements climatiques », annuaire français de droit international (AFDI), 1997- CNRS Editions, Paris, p701.
- 51) Lyes Berrached, « Etude prospective de la demande d'énergie finale pour l'Algérie à l'horizon 2030 », Mémoire de magister en management des projets énergétique, sous la direction de Madjid Hachemi et Kamel Dali, Ecole Doctorale en Energétique et Développement Durable, Alger, 2011.
- 52) Mahadevan R, Asafu-Adjaye J, « Energy consumption, economic growth and prices: a reassessment using panel VECM for developed and developing countries », Energy Policy, 2007; 35(4):2481–90.
- 53) Mathilde Drouineau, « Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique », Thèse de doctorat, l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2012.
- 54) Mehrara M, « Energy consumption and economic growth: the case of oil exporting countries », Energy Policy 2007; 35(5):2939–45.
- 55) Miao-Shan Tsai, Ssu-Li Chang, « Taiwan's GHG mitigation potentials and costs: An evaluation with the MARKAL model », Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013, 294-305 p.
- 56) Ministère de l'Energie « Bilan énergétique », 2015.
- 57) Ministère de l'Energie, « Communiqué de presse » Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, Janvier 2016.
- 58) Ministry of Energy and Mines « Renewable energy and energy efficiency program » Mars 2011.
- 59) Nachane DM, Nadkarni RM, Karnik AV « Co-integration and causality testing of the energy-GDP relationship: a cross-country study », Journal of Applied Economics, 1988; 20:1511–31.
- 60) Narayan PK, Smyth R, « Multivariate granger causality between electricity consumption, exports and GDP: evidence from a panel of Middle Eastern countries », Energy Policy 2009; 37(1):229–36.
- 61) Nebojsa Nakicenovic, « energy scenarios », Chapter 9, World Energy Assessment: Energy and the challenge of sustainability, 2002, 334-360 p.
- 62) Oxford business group, « The report: Algeria 2016 » OBG, 2016.
- 63) Ozturk I, « A literature survey on energy-growth nexus », Energy Policy, 2010; 38(1):340–9.
- 64) Rachid Toumache, Khaled Rouaski, « Prospective analysis of the Algerian economic growth by 2025: structural analysis », The Journal of Applied Business Research, Volume 32, Number 3, 2016.
- 65) Rafik Boukha-Hassan, « Prospective de l'économie Algérienne : 2010-2030 quelques résultats préliminaires », Revue Algérienne de Prospective et d'Etudes Statistiques, Institut National d'Etudes de Stratégie Globale, Volume 1 Numéro 1 Janv. - Mars 2016.
- 66) Raouf Boucekkine, Rafik Boukha-Hassane, Nour Meddahi, « L'Algérie en état d'urgence économique, un an après le contre-choc pétrolier : Un agenda de réformes inexorable », GREQAM, 2015.

- 67) Rébha Ghedamsi, Nouredine Settou, Abderrahmane Gouareh, Adem Khamouli, Nadia Saifi, BakhtaReciouï, Boubekker Dokkar, « Modeling and forecasting energy consumption for residential buildings in Algeria using bottom-up approach », *Energy and Buildings*, 2015.
- 68) Renaud Crassous, « Modéliser le long terme dans un monde de second rang : application aux politiques climatiques », Thèse de doctorat en sciences économiques, sous la direction de Jean-Charles Hourcade, l'Institut des Sciences et Industries du Vivant et de l'Environnement (Agro Paris Tech), 2008.
- 69) Richard Loulou, « ETSAP-TIAM: the TIMES integrated assessment model. Part II: mathematical formulation », Springer, DOI 10.1007/s10287-007-0045-0, 2007, 41-66 p.
- 70) Richard Loulou, Gary Goldstein, Ken Noble, « Documentation for the MARKAL family of models », Energy Technology Systems Analysis Programme, 2004.
- 71) Richard Loulou, Uwe Remne, Amit Kanudia, Antti Lehtila, Gary Goldstein, « Documentation for the TIMES model. Part I », Energy Technology Systems Analysis Programme, 2005.
- 72) Roman Kanala, Nathalie Turin, Emmanuel Fragnière, « An Energy Optimization Framework for Sustainability Analysis: Inclusion of Behavioral Parameters as a Virtual Technology in Energy Optimization Models », DOI 10.1007/978-94-007-5995-4_6, ©, 2013.
- 73) S. Jebaraj, S. Iniyar, « A review of energy models », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2006, 281-311 p.
- 74) Saïah Bekkar, Djelloul Saïah, Amine Boudghene Stambouli, « Prospective analysis for a long-term optimal energy mix planning in Algeria: Towards high electricity generation security in 2062 », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 26-43 p.
- 75) Saïah Bekkar, Djelloul Saïah, Amine Boudghene Stambouli, « Prospective analysis for a long-term optimal energy mix planning in Algeria: Towards high electricity generation security in 2062 », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 26-43 p.
- 76) Soytaş U, Sari R. « Energy consumption and GDP: causality relationship in G-7 countries and emerging markets », *Energy Econ* 2003; 25(1):33-7.
- 77) Squally J « Electricity consumption and economic growth: bounds and causality analyses of OPEC members », *Energy Econ* 2007; 29(6):1192-205.
- 78) Stéphanie Bouckaert, « Contribution des smart grids à la transition énergétique : évaluation dans des scénarios long terme », Thèse de doctorat en Contrôle, Optimisation, Prospective, sous la direction de Nadia Maïzi, L'École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2013.
- 79) Stockholm Environment Institute, « Data requirements for energy planning and mitigation assessment », SEI, 2006.
- 80) Stockholm Environment Institute, « Long-range energy alternatives planning system : training exercises », Stockholm Environment Institute – U.S. Center, 2016.
- 81) Stratégie et Veille, Recueil trimestriel de l'hebdomadaire N02/2008/Sonelgaz/DGDS/DS.<http://www.memalgeria.org/francais/index.php?page=673>.
- 82) Tarik BenBahmed, hervé Lohoues, mickaelle Chauvin, « Algérie 2016 » BAD, OCDE, PNUD, 2016.
- 83) Yoo SH «The causal relationship between electricity consumption and economic growth in the ASEAN countries », *Energy Policy* 2006; 34:3573-82.

Sites Internet:

- 84) http://www.aprue.org.dz/Programme_ENR_et_efficacite_energetique_fr.pdf.
- 85) http://www.erasme.ecp.fr/index_html/recherche/appliquee/view?searchterm=Hermes.
- 86) http://www.erasme.ecp.fr/index_html/recherche/nemesis.
- 87) <http://www.joradp.dz/FTP/jofrancais/2014/F2014023.pdf>.
- 88) Décret exécutif n° 13-218 du 9 Chaâbane 1434 correspondant au 18 juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des couts de diversification de la production d'électricité.

Publications

-Revues internationales

- Yassine Zakarya Ghouali, Mostefa Belmokaddem, Sahraoui Mohammed Abbas and Mohammed Seghir Guellil. Electricity Consumption and Economic Growth: Test analysis using panel Co-integration. *International Journal of Software Engineering (NNGT)*, Vol.1, 2014.
- Mostefa Belmokaddem, Yassine Zakarya Ghouali, Mohammed Seghir Guellil, and Mohammed Abbas Sahraoui. Causal Interactions between FDI, Electricity Consumption and Economic Growth: Evidence from Dynamic Panel Co-integration Models. *The Journal of Social and Economic Statistics (JSES)*, Vol.3, No.2, 2014.
- Mostefa Belmokaddem, Yassine Zakarya Ghouali and Mohammed Seghir Guellil. Consommation d'Energie et Croissance Economique: Essai d'Analyse par le Recours a la Cointegration en Panel. *Revue Valaque d'Etudes Economiques (RVEE)*, Vol.5, No.1, 2014.
- Mohammed Seghir Guellil, Mostefa Belmokaddem, Mohammed Abbas Sahraoui and Yassine Zakarya Ghouali. Tourism Spending-Economic Growth Causality in 49 Countries: A Dynamic Panel Data Approach. *Procedia Economics and Finance*, Vol.23, 2015.
- Mohammed Abbas Sahraoui, Mostefa Belmokaddem, Mohammed Seghir Guellil and Yassine Zakarya Ghouali. Causal Interactions between FDI, and Economic Growth: Evidence from Dynamic Panel Co-integration. *Procedia Economics and Finance*, Vol.23, 2015.
- Yassine Zakarya Ghouali, Mostefa Belmokaddem, Sahraoui Mohammed Abbas and Mohammed Seghir Guellil. Factors Affecting CO₂ Emissions in the BRICS Countries: A Panel Data Analysis. *Procedia Economics and Finance*, Vol.26, 2015.
- Samir Ghouali, Yassine Zakarya Ghouali and Mohammed Feham. An Investigation of Analytic Decision during Driving Test. *International Journal of Advanced Computer Science and Applications (IJACSA)*, Vol.8, No.2, 2017.
- Samir Ghouali, Mohammed Feham and Yassine Zakarya Ghouali. The Direction of Information between Cardiorespiratory Hemodynamic Signals: Test Analysis using Granger Causality. *GSTF Journal of Mathematics, Statistics and Operations Research (JMSOR)*, Vol.2, No.2, October 2014. DOI: 10.5176/2251-3388_2.2.52.

- Samir Ghouali, Mohammed Feham and Yassine Zakarya Ghouali. Revealing the Dynamic Correlation between Cardiac and Respiratory Hemodynamic Signals Using Time-Dependent Panel Co-Integration Analysis. *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering* Vol.3, Issue 11, November 2014. DOI: 10.15662/ijareeie.2014.0311091.

-Chapitre d'ouvrage

- Ghouali S., Feham M., Ghouali Y.Z. (2016) The Granger Causality Effect between Cardiorespiratory Hemodynamic Signals. In: Chen K., Ravindran A. (eds) *Forging Connections between Computational Mathematics and Computational Geometry*. Springer Proceedings in Mathematics & Statistics, vol 124. Springer, Cham; DOI: 10.5176/2251-1911_CMCGS14.50_23 ; Online ISBN: 978-3-319-16139-6

-Conférence internationale avec comité de lecture

- Yassine Zakarya Ghouali, Mostefa Belmokaddem, Sahraoui Mohammed Abbes and Mohammed Seghir Guellil. Electricity Consumption-Economic Growth Causality in 13 Arab Countries: A dynamic panel data approach. The 2014 World Symposium on Web Applications and Networking's proceedings, (WSWAN'2014); Hammamet, Tunisia, 22- 24 Mars, 2014, CPS Tunisia, SearchDL ID:02.WSWAN.2014.1.1569916863,<http://searchdl.org/index.php/conference/view/879>.
- Samir Ghouali, Mohammed Feham and Yassine Zakarya Ghouali. Causal relationships between Cardiorespiratory Hemodynamics signals: Test Analysis using panel cointegration. The World Congress on Computer Applications and Information Systems (WCCAIS'2014); 2014 January 17-19, Tunisia, IEEE Tunisia, pp 1-8, DOI: 10.1109/WCCAIS.2014.6916591; ISBN: 978-1-4799-3351-8/14.

Résumé :

Le thème de la consommation énergétique nationale est au centre de l'actualité économique en Algérie. Avec le prix du baril de pétrole qui ne cesse de baisser, 51,6 \$ en moyenne pour l'année de 2017, Le rythme de l'activité économique algérienne devrait encore ralentir à moyen terme. Le taux de croissance du PIB réel devrait atteindre, en moyenne, 1,2 % durant la période 2017-2019, avec une consommation énergétique nationale qui explose (58,3 millions de « Tep » en 2016 avec 40 millions d'habitants contre 17 millions de « Tep » en 2005 avec 33 millions d'habitants, soit 1,2 tep par an et par habitant), vu la situation économique du pays, l'Algérie ne pourra plus supporter le poids colossale des subventions énergétique.

Dans ce contexte, l'Algérie est dans l'obligation de repenser son modèle énergétique, un modèle énergétique plus rationnel en termes de consommation, aller vers une transition énergétique durable, construire de nouveaux scénarios énergétiques pour l'avenir à long terme. Le potentiel d'ajustement offert par la modélisation technico-économique 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.

Ce travail, consiste à construire un modèle pour une prospective énergétique à long terme dans le but de proposer des scénarios énergétique alternatifs à l'horizon 2040 au modèle actuel. En outre, cette étude englobe tous les secteurs d'activité économiques en Algérie et propose trois scénarios possibles d'évolution de la consommation énergétique par secteur d'activité.

Mots clés : Croissance de la demande énergétique, Situation économique en Algérie, Prix des hydrocarbures, Modèle bottom-up (TIMES), Scénarios énergétique.

ملخص :

موضوع الاستهلاك الوطني للطاقة أصبح من أهم المناقشات الاقتصادية في الجزائر ومع استمرار انخفاض سعر برميل النفط \$ 51.6 في المتوسط لعام 2017، ومن المتوقع أن تتباطأ وتيرة النشاط الاقتصادي الجزائري على المدى المتوسط. ومن المحتمل أن يبلغ معدل نمو الناتج المحلي الإجمالي الحقيقي 1.2 في المائة خلال الفترة 2017-2019، مع انفجار استهلاك طاقة الوطنية (58.3 مليون "طن م" في عام 2016 مع 40 مليون نسمة مقابل 17 مليون "طن م" في عام 2005 مع 33 مليون نسمة، أي 1.2 "طن م" سنويا للفرد). وبالنظر إلى الوضع الاقتصادي للبلد، لن تكون الجزائر قادرة على تحمل العبء الهائل من دعم أسعار الطاقة.

وفي هذا السياق، الجزائر ملزمة بإعادة النظر لنموذجها الطاقوي، لنموذج طاقوي أكثر عقلانية من حيث الاستهلاك، التحرك نحو الانتقال إلى الطاقة المستدامة، وبناء سيناريوهات طاقوية جديدة للمستقبل البعيد. وتعد إمكانية التكيف التي توفرها النماذج التقنو - اقتصادية واحدة من أكثر العوامل الواعدة على المدى الطويل. ومن ثم فإن نماذج الاستشراف الطاقوي تشكل دعما قيما للتحليل العددي لسيناريوهات الطاقوية البديلة.

هذا العمل هو بناء نموذج استشرافي لاستهلاك الطاقة على المدى الطويل من أجل اقتراح سيناريوهات بديلة لأفاق 2040. بالإضافة إلى ذلك، تغطي هذه الدراسة جميع قطاعات النشاط الاقتصادي في الجزائر، وتقتصر على ثلاثة سيناريوهات محتملة لتطور استهلاك الطاقة حسب كل قطاع.

الكلمات المفتاحية: نمو الطلب على الطاقة، الحالة الاقتصادية في الجزائر، أسعار المحروقات، نموذج Bottom-up (TIMES)، سيناريوهات الطاقة.