



HAL
open science

Optimisation algorithmique et modèles aléatoires d'un système électrique de cogénération : application au système électrique au Liban

Joseph Al Asmar Al Asmar

► To cite this version:

Joseph Al Asmar Al Asmar. Optimisation algorithmique et modèles aléatoires d'un système électrique de cogénération : application au système électrique au Liban. Automatique. Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2015. Français. NNT : 2015BELF0263 . tel-01875945

HAL Id: tel-01875945

<https://theses.hal.science/tel-01875945>

Submitted on 18 Sep 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

SPIM

Thèse de Doctorat



école doctorale sciences pour l'ingénieur et microtechniques
UNIVERSITÉ DE TECHNOLOGIE BELFORT-MONTBÉLIARD

Optimisation algorithmique et
modèles aléatoires d'un système
électrique de cogénération. Application
au système électrique au Liban

■ Joseph AL ASMAR

SPIM

Thèse de Doctorat



école doctorale sciences pour l'ingénieur et microtechniques
UNIVERSITÉ DE TECHNOLOGIE BELFORT-MONTBÉLIARD

THÈSE présentée par

Joseph AL ASMAR

pour obtenir le

Grade de Docteur de

l'Université de Technologie de Belfort-Montbéliard

Spécialité : **Automatique**

Optimisation algorithmique et modèles aléatoires d'un
système électrique de cogénération. Application au
système électrique au Liban

Mireille BAILLART	Soutenue le 16 Septembre 2015 devant le Jury :	
Tarek AHMED-ALI	Présidente du jury	Professeur à l'Université de Lille I
Tarek AHMED-ALI	Rapporteur	Professeur à l'ENSICAEN
Todor STOILOV	Rapporteur	Professeur à l'ENSICAEN
Maxime WACK	Rapporteur	Professeur à l'Académie des Sciences de Bulgarie
	Directeur de thèse	Maitre de Conférences (HDR) à l'Université de Technologie de Belfort-Montbéliard
Raed KOUTA	Co-Encadrant	Maitre de Conférences à l'Université de Technologie de Belfort-Montbéliard
Salah LAGHROUCHE	Co-Encadrant	Maitre de Conférences (HDR) à l'Université de Technologie de Belfort-Montbéliard

Liste des publications

1. Asmar, Joseph AL, et al. "Power Generation and Cogeneration Management Algorithm with Renewable Energy Integration." *Energy Procedia* 74 (2015): 1394-1401.
2. Asmar, Joseph AL, et al. "Contribution to the Models of Performance of Cogeneration Systems Integration." *Energy Procedia* 74 (2015): 1580-1588.
3. Al Asmar, Joseph, et al. "Best Suitable Cogeneration Power for Factories from Multi-Objective Data Analysis." *Cybernetics and Information Technologies* 14.4 (2014): 109-120.
4. Al Asmar, Joseph, et al. "Cogeneration systems for industrial sector: An optimal power." *Control Applications (CCA), 2014 IEEE Conference on*. IEEE, 2014.
5. Al Asmar, Joseph, et al. "COGENERATION SYSTEMS: A PROPOSAL FOR THE LEBANESE ELECTRIC GRID." *Lebanese Science Journal* 16.1 (2015): 79.
6. J. Al Asmar, R. Kouta, J. El Assad, S. Laghrouche, M. Wack, B. Nsouli. "Cogeneration Systems Integration into Lebanese Electric Grid". In 20th LAAS International Science Conference, LAAS'14, Beirut, Lebanon, March 27-29, 2014)
7. J. Al Asmar, R. Kouta, J. El Assad, S. Laghrouche, M. Wack, B. Nsouli. "Power management of the Lebanese electric grid due to renewable energy integration". In 21st LAAS International Science Conference, LAAS'15, Beirut, Lebanon, April 15-17, 2014)

Remerciements

Je tiens tout particulièrement à remercier Monsieur Maxime WACK d'avoir accepté d'être mon directeur de thèse et de m'avoir orienté dans ma réflexion ainsi que pour son constant soutien et l'attention particulière qu'il a apportée à mon travail.

J'adresse tous mes remerciements à Madame Mireille BAILLART, la présidente du jury ainsi que Monsieur Tareck AHMED-ALI et Monsieur Todor STOILOV de l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'être rapporteurs de cette thèse.

Je remercie très chaleureusement Monsieur Raed KOUTA qui m'a guidé dans mon travail et m'a aidé à trouver des solutions pour avancer et qui a été le parrain de cette thèse.

Je souhaite également témoigner ma reconnaissance à Monsieur Salah LAGHROUCHE pour ses précieux conseils.

J'adresse aussi tous mes remerciements au ministre Gibran BASSIL ainsi que son conseiller Monsieur Joseph EL ASSAD qui m'ont poussé à travailler cette thèse.

Je remercie le Conseil National de la Recherche Scientifique libanais pour son support financier.

Il ne faut pas oublier de remercier mes collègues avec qui j'ai passé le plus de temps à l'UTBM, Imad MATRAJI, Zakaria HAMOUDAN, Fayez Shakil AHMED, Mohamed HARMOUCHE, Etienne THUILLIER, Georges GEORGES, Mona IBRAHIM et tous les étudiants libanais.

Je remercie tous mes amis, Elie, Kristel, Charbel, Nadim et Pierre qui m'ont toujours encouragé et soutenu.

Enfin, je tiens à remercier ma mère Angèle et mon père Antoine et tous les membres de ma famille pour leur encouragement continu.

Table des matières

Liste des publications.....	iv
Remerciements.....	v
Liste de figures.....	xiii
Liste des tableaux.....	xvi
Introduction générale	1
1. Définition du système de cogénération.....	6
1.1. Introduction	6
1.2. Définition d'un système de cogénération.....	7
1.3. Avantages du système de cogénération.....	8
1.4. Les types de systèmes de cogénération	10
1.4.1. Système de cogénération à turbine à vapeur	11
1.4.2. Turbine à vapeur à condensation d'extraction.....	14
1.4.3. Système de cogénération à turbine à gaz.....	15
1.4.4. Système de cogénération à moteur alternatif.....	17
1.4.5. Système de cogénération à micro turbine.....	18
1.4.6. Système de cogénération à pile à combustible	19
1.4.7. Synthèse.....	21
1.5. Evaluation d'un système de cogénération.....	21
1.5.1. Evaluation d'une turbine à vapeur.....	22
1.5.2. Evaluation d'une turbine à gaz	23
1.5.3. Evaluation d'un moteur alternatif.....	23
1.5.4. Evaluation d'une micro turbine	24
1.5.5. Evaluation d'une pile à combustible	24
1.5.6. Synthèse.....	25
1.6. Paramètres de performance d'un système de cogénération	25
1.6.1. Axe économique	25
1.6.2. Axe technique	26
1.6.3. Axe énergétique.....	26

1.6.4. Axe quantitatif	26
1.6.5. Axe temporel	27
1.6.6. Synthèse.....	27
1.7. Les systèmes de cogénération en Europe	27
1.7.1. Le rôle de la cogénération dans la production électrique totale en Europe	28
1.8. Conclusion.....	30
2. Modèles de performance d'un système de cogénération	31
2.1. Introduction	31
2.2. Le coût total	32
2.2.1. Modèle de Gamou et al.....	32
2.2.2. Modèles de Carpaneto et al.	33
2.2.3. Modèle de Pires et al.	34
2.2.4. Modèle de Hong et al.....	34
2.2.5. Synthèse et conclusion.....	34
2.2. Le coût de production et d'exploitation	35
2.2.1. Modèle de Tsay et al.....	35
2.2.2. Modèle de Guo et al.....	36
2.2.3. Modèle de Brannlund et al.....	36
2.2.4. Modèle d'Ashok et al.	36
2.2.5. Modèle de Sandou et al.	37
2.2.6. Modèle de Kong et al.....	37
2.2.7. Modèle de Frangopoulos et al.	38
2.2.8. Modèle d'Azit et al.	38
2.2.9. Modèle de Divényi et al.....	39
2.2.10. Synthèse et conclusion.....	39
2.3. Le profit.....	39
2.3.1. Modèle de Carpaneto et al.	40
2.3.2. Modèle de Frangopoulos et al.	40
2.3.3. Modèle de Divényi et al.....	41
2.3.4. Modèle de Tsay et Lin.....	41

2.3.5. Modèles de Furusawa et al.	42
2.3.6. Modèle de Schellong et al.	42
2.3.7. Modèle de Reidhav et al.	43
2.3.8. Modèle de Rezvan et al.	43
2.3.9. Synthèse et conclusion.....	43
2.4. La pollution	44
2.4.1. Modèle de Tsay et al.....	44
2.4.2. Modèle de Furusawa et al.	45
2.4.3. Synthèse et conclusion.....	45
2.5. Addition de facteurs principaux	45
2.5.1. Le coût de maintenance	46
2.5.2. Le facteur de détérioration.....	46
2.5.3. Le facteur de motivation.....	47
2.5.4. Le coût d'usure des générateurs conventionnels éteints.....	47
2.5.5. La pollution due à la détérioration du système.....	48
2.5.6. La pollution réduite due aux générateurs conventionnels éteints.....	48
2.5.7. Synthèse.....	48
2.6. Les nouveaux modèles	49
2.6.1. Le profit	49
2.6.2. Le coût de production et d'exploitation.....	51
2.6.3. Le coût total	52
2.6.4. La pollution.....	53
2.6.5. Synthèse.....	55
2.7. Comparaison des résultats	55
2.7.1. Comparaison des profits	55
2.7.2. Comparaison des coûts de production et d'exploitation.....	56
2.7.3. Comparaison des coûts totaux	57
2.7.4. Comparaison des émissions polluantes	58
2.7.5. Synthèse et conclusion.....	59
2.8. Conclusion.....	60

3. Meilleure puissance de cogénération : Stratégie de prise de décision	62
3.1. Introduction	62
3.2. Modèles mathématiques.....	64
3.2.1. Coût total	65
3.2.2. Emissions polluantes	66
3.2.3. Rassemblement des fonctions « objectif »	66
3.3. Optimisation multi-objectif.....	67
3.3.1. Qu'est-ce qu'une optimisation « multi-objectif » ?.....	67
3.3.2. L'algorithme génétique.....	68
3.3.3. Algorithme génétique multi-objectif élitiste.....	68
3.3.4. Niveaux d'intégration	69
3.3.5. Facteurs principaux.....	70
3.4. Technique de prise de décision	73
3.4.1. Régression multilinéaire	74
3.4.2. Nouvelle technique de prise de décision	74
3.5. Résultats et discussions	77
3.5.1. Résultats de l'optimisation « multi-objectif »	77
3.5.2. Les équations de la régression	78
3.5.3. Analyse de sensibilité et prise de décision	79
3.5.4. Discussions	81
3.6. Conclusions	82
4. Optimisation algorithmique de l'intégration des systèmes de cogénération et des énergies renouvelables	83
4.1. Introduction	83
4.2. Panorama des logiciels les plus répandus	84
4.3. Principe de fonctionnement du nouvel algorithme	89
4.3.1. Entrées et sorties de l'algorithme	90
4.3.2. Etapes de fonctionnement.....	91
4.3.3. Acquisition des données	91
4.3.4. Sélection des systèmes de cogénération à exploiter	92

4.3.5. Sélection des générateurs traditionnels à exploiter.....	92
4.3.6. Calcul du coût total d'exploitation et des émissions polluantes actuels.....	92
4.3.7. Calcul du coût d'exploitation et des émissions polluantes dans le cas traditionnel	93
4.3.8. Calcul du coût total réduit et des émissions polluantes réduites dus à l'intégration des ER et SC	93
4.3.9. Affichage des sorties	93
4.4. Application de l'algorithme à un cas de production électrique.....	95
4.5. Résultats et discussions	96
4.6. Conclusion.....	106
5. Etude de cas : le Liban	108
5.1. Introduction	108
5.2. L'électricité au Liban : Le passé	109
5.3. L'électricité au Liban : Le présent	111
5.3.1. Les centrales électriques du Liban.....	111
5.3.2. L'importation de l'électricité des pays voisins.....	115
5.3.3. La demande électrique.....	115
5.3.4. Les pertes dans le REL	118
5.3.5. Les générateurs privés	119
5.3.6. La transmission et la distribution.....	119
5.3.7. Obstacles et problèmes	120
5.4. L'électricité au Liban : Le futur	123
5.4.1. Plan de réforme proposé par le ministre Bassil	123
5.4.2. Stratégie alternative	126
5.4.3. Application des systèmes de cogénération au système électrique libanais	127
5.5. Optimisation « multi-objectif »	127
5.5.1. Résultats de l'optimisation et technique de prise de décision	129
5.6. Application de l'algorithme optimisant la cogénération dans le réseau électrique libanais	130
5.6.1. L'énergie thermique et les SC	132
5.6.2. Simulation de l'algorithme	132

5.7. Conclusion.....	145
Conclusion générale et perspectives	147
Bibliographie.....	149

Liste de figures

Figure 0-1. Schéma représentant le rôle du smart-grid à gérer l'intégration des SC dans un réseau électrique.....	3
Figure 1-1. Comparaison entre la production conventionnelle séparée et la cogénération	8
Figure 1-2. Système de cogénération à turbine à vapeur à cycle simple	9
Figure 1-3. Système de cogénération à cycle combiné.....	10
Figure 1-4. Cycle thermodynamique de Rankine	11
Figure 1-5. Turbine à vapeur à contrepression	13
Figure 1-6. Turbine à vapeur à condensation d'extraction.....	14
Figure 1-7. Cycle thermodynamique de Brayton.....	16
Figure 1-8. Les parts de cogénération dans la production électrique totale.....	28
Figure 1-9. Les proportions des sources de carburants des systèmes de cogénération en 2011 ...	29
Figure 1-10. Les puissances électrique et thermique produites en Europe en 2011 à partir de la cogénération.....	29
Figure 2-1. Comparaison des profits montrant l'effet des facteurs ajoutés	56
Figure 2-2. Comparaison des coûts de production et d'exploitation montrant l'effet des facteurs ajoutés	57
Figure 2-3. Comparaison des coûts totaux montrant l'effet des facteurs ajoutés	58
Figure 2-4. Comparaison des calculs des émissions polluantes montrant l'effet du facteur de détérioration	59
Figure 2-5. Comparaison des émissions polluantes montrant l'effet de la pollution réduite des générateurs conventionnels éteints	59
Figure 3-1. Coût total vs. Emissions polluantes en fonction de la puissance (pour le secteur industriel)	67
Figure 3-2. Ensembles de solutions de Pareto obtenus à partir de l'optimisation « multi-objectif » (premier ensemble, nième ensemble et l'ensemble résultant de Pareto)	76
Figure 3-3. Ensemble résultant de Pareto (ligne pointillée) vs. Courbe théorique de Pareto ou la courbe MLR (trait plein).....	77
Figure 4-1. Diagramme fonctionnel (Flow chart) représentant les étapes de l'algorithme.....	95

Figure 4-2. Résultats obtenus dans le cas 1	98
Figure 4-3. Résultats obtenus dans le cas 2	99
Figure 4-4. Résultats obtenus dans le cas 3	100
Figure 4-5. Résultats obtenus dans le cas 4	101
Figure 4-6. Impact du niveau d'intégration des SC et des ER sur le coût d'exploitation/MW ..	103
Figure 4-7. Impact du niveau d'intégration des SC et des ER sur les émissions polluantes/MW	104
Figure 4-8. Impact économique du niveau d'intégration des SC et des ER sur le réseau	105
Figure 4-9. Impact environnemental du niveau d'intégration des SC et des ER sur le réseau...	106
Figure 5-1. La production cumulée de l'année 2012 des centrales électriques au Liban.....	114
Figure 5-2. La carte des centrales thermiques au Liban	115
Figure 5-3. La variation de la demande pendant l'année 2010	116
Figure 5-4. LDC de l'année 2010.....	117
Figure 5-5. La production et la demande de l'année 2010	118
Figure 5-6. Simulation pour n=1 ; Demande = 2170 MW ; ER = 100 MW.....	134
Figure 5-7. Simulation pour n=1 ; Demande = 2170 MW ; ER = 270 MW.....	135
Figure 5-8. Simulation pour n=1 ; Demande = 2500 MW ; ER = 100 MW.....	136
Figure 5-9. Simulation pour n=1 ; Demande = 2500 MW ; ER = 300 MW.....	137
Figure 5-10. Simulation pour n=1,1 ; Demande = 2170 MW ; ER = 100 MW	138
Figure 5-11. Simulation pour n=1,1 ; Demande = 2170 MW ; ER = 270 MW	139
Figure 5-12. Simulation pour n=1,1 ; Demande = 2500 MW ; ER = 300 MW	140
Figure 5-13. Simulation pour n=1,1 ; Demande = 2500 MW ; ER = 300 MW	141
Figure 5-14. Impact du niveau d'intégration des SC et des ER sur le coût d'exploitation/MW (D=2075 MW)	143
Figure 5-15. Impact du niveau d'intégration des SC et des ER sur le coût d'exploitation/MW (D=2500 MW)	144
Figure 5-16. Impact économique du niveau d'intégration des SC et des ER sur le réseau (D=2075 MW).....	144
Figure 5-17. Impact économique du niveau d'intégration des SC et des ER sur le réseau (D=2500 MW).....	145

Liste des tableaux

Tableau 3-1	79
Tableau 3-2	79
Tableau 3-3	80
Tableau 3-4	80
Tableau 3-5	80
Tableau 3-6	81
Tableau 4-1. Générateurs traditionnels installés.....	95
Tableau 4-2. Systèmes de cogénération installés.....	95
Tableau 4-3. Comparaison des cas.....	102
Tableau 5-1. Les capacités hydroélectriques	111
Tableau 5-2. Détails techniques de la centrale de Zouk	112
Tableau 5-3. Détails techniques de la centrale de Jiyeh	112
Tableau 5-4. Détails techniques de Zahrani et Deir-Ammar	113
Tableau 5-5	129
Tableau 5-6	129
Tableau 5-7	130
Tableau 5-8. Systèmes de cogénération pour une puissance électrique totale de 292 MW	131
Tableau 5-9. Systèmes de cogénération pour une puissance électrique totale de 380 MW	132
Tableau 5-10. Comparaison des résultats obtenus	142

Introduction générale

Au début du vingtième siècle, la vapeur était la principale source de la puissance mécanique. Pendant ce temps, l'électricité est devenue plus contrôlable. Ainsi, de nombreuses « petites » centrales qui produisaient de la vapeur avaient commencé à produire et utiliser l'électricité. Elles ont adapté leurs systèmes pour produire de la vapeur et de l'électricité à la fois. Puis de 1940 à 1970, ce moyen énergétique a été développé pour devenir une centrale électrique qui fournissait de l'électricité aux communes et aux villes les plus proches [1]. La cogénération pendant cette période était absente. À la fin des années 60 et au début des années 70, l'intérêt de la cogénération a commencé à reprendre sa place. En effet, les enjeux économiques et environnementaux ont poussé les stratèges concernés à l'exploitation optimale des moyens énergétiques. Et à la fin des années 70, la conservation des ressources énergétiques est devenue un but principal chez les décideurs et les chercheurs.

Les systèmes de cogénération (SC) sont largement définis par la production simultanée ou coïncidente de chaleur et d'électricité [2]. La « Federal Energy Regulatory Commission » (FERC) aux États-Unis a défini la cogénération comme « la production combinée d'électricité et d'énergie thermique utile par l'utilisation séquentielle de l'énergie d'une source de combustible ». Les premières législations concernant la cogénération ont eu lieu aux États-Unis en 1978, et à la Communauté Européenne et au Royaume-Uni en 1983 [3].

L'idée de la cogénération revêt une importance particulière puisqu'elle est un outil de réduction des émissions à effet de serre. Ceci est requis par le protocole de Kyoto [4]. En effet, avant ce protocole, il y avait un mauvais usage des carburants. Ceci a poussé les nations à la recherche des solutions rentables à l'économie et à l'environnement. Comme les systèmes électriques ont été développés selon les carburants et leur utilisation énergétique, de même, les SC ont été développés afin d'utiliser l'énergie possible du carburant pour produire de l'électricité et de la chaleur.

Actuellement, l'intégration des SC dans un réseau électrique est devenue intéressante grâce à leur efficacité énergétique. A cause du réchauffement planétaire et de la demande thermique,

l'investissement dans ces systèmes est devenu une des réponses aux problèmes économiques et environnementaux.

La décentralisation de la production électrique est désormais un événement existant. La favorisation maximale de l'électricité d'origine renouvelable ou des systèmes de cogénération, a abouti à cette décentralisation formant une partie de la production électrique [5].

Cette thèse est appliquée au cas du système électrique libanais. Ses objectifs sont :

- Evaluer la puissance optimale de cogénération qui doit être installée par le secteur public ou le secteur privé.
- La mise en évidence des impacts économiques et environnementaux dus à l'intégration des SC et des énergies renouvelables dans le réseau.

Plusieurs études faites ont mis en valeur l'intégration de ces systèmes dans un réseau électrique. Plusieurs problématiques restent non résolues, dont:

- Adapter la puissance de cogénération à la demande énergétique.
- Sélectionner la meilleure puissance de cogénération en prenant en compte le coût total (profit, coût d'exploitation, ...) et la pollution (émissions de CO₂, déchets solides,...).
- Faire une modélisation multi-physique du SC associée à une dimension économique, fiabiliste, sûreté de fonctionnement et émissions polluantes.
- Innover une stratégie de prise de décision qui sert à trouver une puissance de cogénération respectant l'économie et l'environnement.
- Etablir une stratégie à différents niveaux (économiques et environnementaux) pour optimiser le système électrique d'une manière globale (production et demande).
- Optimiser et contrôler le réseau électrique, grâce à un algorithme, en fonction des énergies renouvelables (ER) et des SC intégrés, en tenant compte de la demande thermique.
- Convaincre les décideurs politiques à investir dans de tels projets.

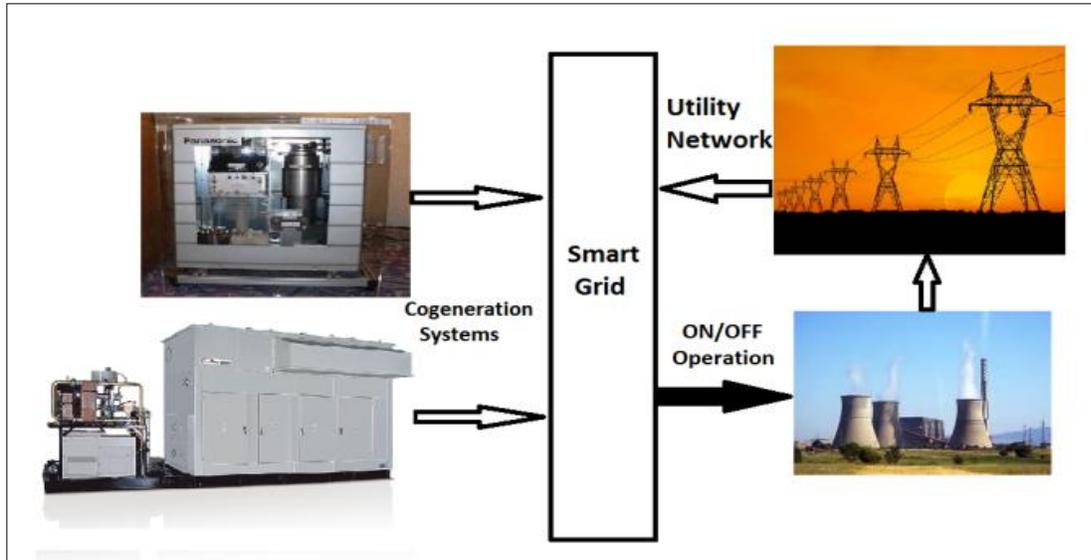


Figure 0-0-1. Schéma représentant le rôle du smart-grid à gérer l'intégration des SC dans un réseau électrique

Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés à toutes ces problématiques. Par suite, nous allons les traiter afin d'obtenir des résultats servant à de solutions valables. De plus, nous allons établir un algorithme qui pourra contrôler une smart-grid (Figure 0-1) afin d'optimiser la production électrique en tenant compte de la demande, du coût et de la pollution. Ainsi, nous allons appliquer toute cette étude au cas du réseau électrique libanais. Ce dernier est en cours de développement, et l'intégration des SC dans ce réseau servira à sa robustesse et sa fiabilité.

La thèse est répartie comme suit :

Chapitre 1. Il présente une bibliographie sur les SC et les indicateurs de performance.

Il énonce la définition générale du système de cogénération. Il surligne l'intérêt de son intégration dans un réseau électrique. Il offre une évaluation des différents types de SC. Il classe les paramètres de performance d'un SC suivant cinq axes : économique, technique, énergétique, quantitatif et temporel. Il discute la cogénération en Europe comme exemple vivant.

Chapitre 2. Il discute les anciens modèles de performance d'un SC, il présente de nouveaux facteurs et leurs impacts en comparant les nouveaux aux anciens modèles.

Dans ce chapitre, chaque modèle de performance (économique ou environnemental) est présenté par ses facteurs qui correspondent aux paramètres de performance d'un SC. Ces modèles correspondent au profit, au coût de production et d'exploitation, au coût total et à la pollution d'un SC. Puis, il cite les facteurs manquants et qui ont un impact intéressant sur l'évaluation du système. Ainsi, il présente de nouveaux modèles de performance rassemblant tous les facteurs cités. Par suite, il surligne la comparaison de ces nouveaux modèles aux anciens. Les résultats montrent l'impact positif des facteurs ajoutés et leur rôle majeur dans les évaluations économique et environnemental d'un système de cogénération.

Chapitre 3. Il présente une optimisation (Puissance, Coût, Pollution) et une stratégie de choix.

Afin de trouver la meilleure puissance de cogénération respectant le conflit économique-environnemental, une optimisation « multi-objectif » du système formé des modèles de performance est effectuée. Cette optimisation conduit à des résultats contradictoires. Le choix du résultat convenable étant non évident, ce chapitre présente une stratégie de choix et de prise de décision. Cette stratégie est basée sur le calcul des résidus de la régression multilinéaire. Cette stratégie est appliquée pour évaluer la meilleure puissance de cogénération à installer dans : un bâtiment résidentiel, un centre commercial, une usine pharmaceutique, une usine de papeterie et une région métropolitaine. De plus, l'impact de la subvention du réseau de distribution sur la puissance de cogénération à installer est mis en évidence.

Chapitre 4. Il présente une stratégie managériale et optimale du réseau électrique afin que les unités de production électrique soient synchronisées avec les SC et les sources d'ER intégrées.

Après avoir calculé, au chapitre 3, la puissance de cogénération à installer, il est nécessaire de gérer sa connexion au réseau électrique. Ce chapitre présente une stratégie pour adapter la production à la demande et chercher la meilleure synchronisation qui optimise le coût et la pollution. Cette stratégie est basée sur un nouvel algorithme qui prend en compte les demandes électrique et thermique et la production instantanée des ER et des SC intégrés dans le réseau pour contrôler les générateurs électriques traditionnels. Ainsi, les réductions de coût et de pollution dues à l'intégration des sources d'énergie renouvelable et de cogénération sont calculées pour renforcer la prise de décision d'intégrer des SC et des ER.

Chapitre 5. Il présente une étude de cas du système électrique libanais.

Il donne une vue générale sur le secteur électrique libanais. A partir de cette dernière, il montre le besoin de l'efficacité énergétique et des SC dans le futur. Puis, la stratégie de choix de la meilleure puissance de cogénération est appliquée. Ainsi, deux puissances correspondantes au cas libanais sont trouvées. La première et la deuxième correspondent respectivement aux cas où le secteur public et le secteur privé devraient investir pour installer ces systèmes. Après avoir trouvé la meilleure puissance de cogénération, l'algorithme est appliqué dans les deux cas pour montrer l'importance de l'intégration des SC dans le réseau électrique libanais et leur impact économique positif.

1. Définition du système de cogénération

1.1. Introduction

La cogénération est la production simultanée de deux énergies. Celle qui est la plus répandue est la production d'électricité et de chaleur [2].

Les systèmes de cogénération sont configurés pour produire de l'électricité et de la chaleur utile. Ils sont généralement situés à proximité des utilisateurs, aidant ainsi à réduire les pertes dues au transport et à la distribution.

Les systèmes de cogénération peuvent fonctionner à partir de sources de combustibles traditionnelles ainsi que des sources d'énergies renouvelables (biomasse, solaire, pile à combustible). Leur efficacité est bien plus de 85%, sachant qu'un système traditionnel de production séparée a une efficacité d'environ 58%. L'intégration de ces systèmes dans un réseau électrique peut être économiquement et écologiquement viable.

Les puissances des systèmes de cogénération pourraient varier entre quelques kilowatts et des centaines de mégawatts. Ainsi, ces systèmes peuvent être installés pour des résidences, des entreprises commerciales, des usines, des municipalités, ainsi que pour des réseaux électriques nationaux.

Dans ce chapitre, une définition du système de cogénération aura lieu. Une mise en évidence de l'intérêt de son intégration dans un réseau électrique sera effectuée en présentant les buts économique et environnemental du système. Puis, une présentation sur les technologies présentes des systèmes de cogénération sera détaillée. Par suite, l'évaluation des différents types de systèmes est présentée avec leurs caractéristiques et leurs performances. De plus, les paramètres de performance du système seront cités suivant leur axe d'intérêt. Ces derniers sont la base sur laquelle la performance d'un système de cogénération sera évaluée. Et à la fin du chapitre, l'emploi des systèmes de cogénération en Europe sera discuté comme exemple.

1.2. Définition d'un système de cogénération

Un système de cogénération (SC) est généralement défini par la production simultanée des puissances mécanique et thermique. On l'appelle aussi production combinée chaleur force. Ce système est formé d'une machine motrice (moteur thermique), d'un générateur, d'un système de récupération de chaleur et d'interconnexions électriques.

Le type de l'équipement qui régit le système (c.à.d. la machine motrice) identifie le type du SC. La machine motrice du système peut être un moteur alternatif, une turbine à combustion (ou turbine à gaz), une turbine à vapeur, une micro turbine ou une pile à combustible. Elle a pour rôle de brûler un combustible primaire. Ce dernier peut être un produit fossile commercialisé : charbon, gaz naturel, GPL (gaz de pétrole liquéfié), fuel lourd ou domestique ; il peut s'agir aussi de bois ou de biomasse, ou encore d'un produit de récupération : biogaz, ordures ménagères, déchets industriels, gaz fatals, etc. [6].

La puissance mécanique disponible sur l'arbre de la machine motrice est utilisée généralement pour actionner un générateur ou un alternateur pour produire de l'électricité. Parfois, elle est utilisée pour actionner des machines tournantes comme par exemple un compresseur, une pompe ou un ventilateur.

La puissance thermique est normalement produite à partir de l'usage de la chaleur libérée par la combustion des carburants présents dans le système. Cette puissance est utilisée en procédé direct ou indirect pour produire de la vapeur, de l'eau chaude, de l'air chaud pour le séchage ou de l'eau froide pour l'action de refroidissement.

L'usage des SC augmente l'efficacité de production énergétique de 35% jusqu'à plus de 80%.

En fait, il y a deux genres de cogénération : cycle simple et cycle combiné. Dans le cycle simple, le carburant fourni est utilisé pour produire premièrement l'énergie électrique puis l'énergie thermique. Cette dernière est le sous-produit du cycle et est utilisée pour satisfaire la chaleur de processus ou autres demandes thermiques. La cogénération à cycle simple (Figure 1-2) est largement utilisée en temps qu'elle est la méthode la plus populaire de la cogénération. Dans le cycle combiné (Figure 1-3), le combustible principal produit de l'énergie thermique à haute

température et la chaleur rejetée par le procédé est utilisée pour produire de l'énergie à travers une chaudière de récupération et un générateur à turbine. Ces cycles conviennent pour les procédés de fabrication qui requièrent de la chaleur à haute température comme dans les fours, et pour rejeter la chaleur à des températures élevées [7]. Les figures 1-2 et 1-3 présentent les schémas de cogénération à cycles simple et combiné respectivement.

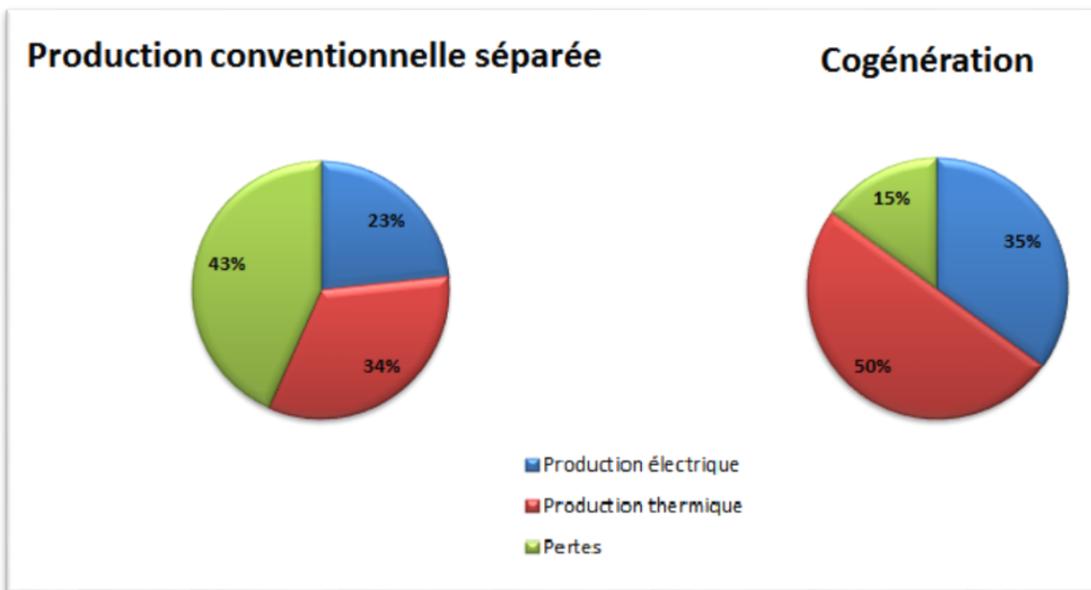


Figure 1-1. Comparaison entre la production conventionnelle séparée et la cogénération

Dans la partie suivante, les avantages du SC seront cités pour montrer l'importance de son intégration.

1.3. Avantages du système de cogénération

Dans la partie précédente, le SC est défini. Il est évident, d'après la définition, que son intégration est avantageuse. Dans cette partie, les avantages du SC sont mis en évidence.

Si un SC est bien adapté à la charge, ses avantages sont :

- Augmenter l'efficacité de la conversion et de l'utilisation d'énergie.
- Réduire les émissions dans l'environnement, en particulier le CO₂, le principal gaz à effet de serre.

- Dans certains cas, les combustibles de la biomasse et les déchets tels que les gaz de raffinerie et les déchets agricoles sont utilisés. Ces substances qui peuvent servir comme combustibles pour les SC, augmentent le rapport coût-efficacité et réduisent le besoin d'élimination des déchets.
- Grande épargne économique, offrant une compétitivité supplémentaire aux utilisateurs industriels et commerciaux, et offrant de la chaleur abordable aux utilisateurs domestiques aussi.
- Une occasion de se déplacer vers des formes plus décentralisées de production d'électricité, où les plantes sont conçues pour répondre aux besoins des consommateurs locaux. Ceci est effectué en offrant une haute efficacité au système, en évitant des pertes de transport et en augmentant la flexibilité de l'utilisation de ce système.
- Une occasion d'augmenter la diversité et la compétitivité dans la production. En fait, la cogénération a un rôle important dans la libéralisation des marchés d'énergie.

Dans cette partie, les avantages de l'intégration des SC sont présentés. Il est évident que ces systèmes ont un impact positif aux niveaux économique et environnemental. En plus, l'intégration de ces systèmes a une efficacité remarquable surtout dans les secteurs industriel et commercial.

Dans la partie suivante, plusieurs types de SC seront présentés et expliqués.

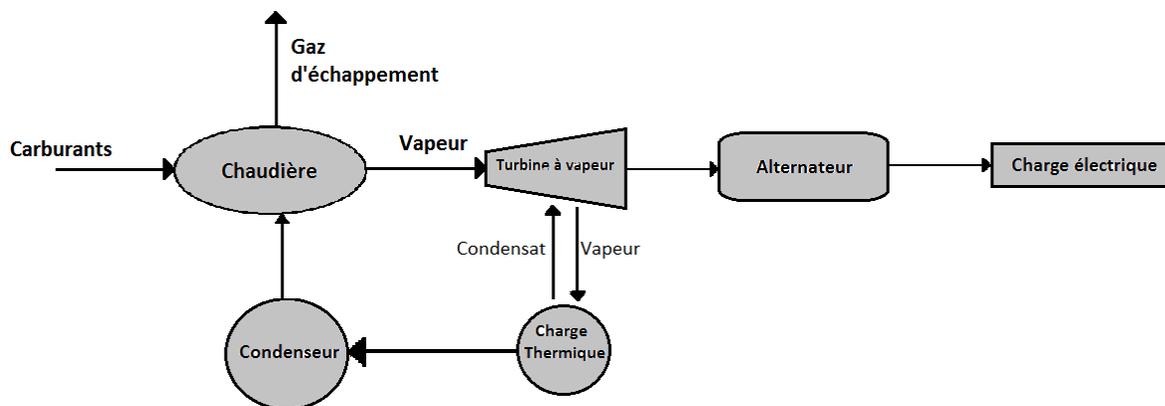


Figure 1-2. Système de cogénération à turbine à vapeur à cycle simple

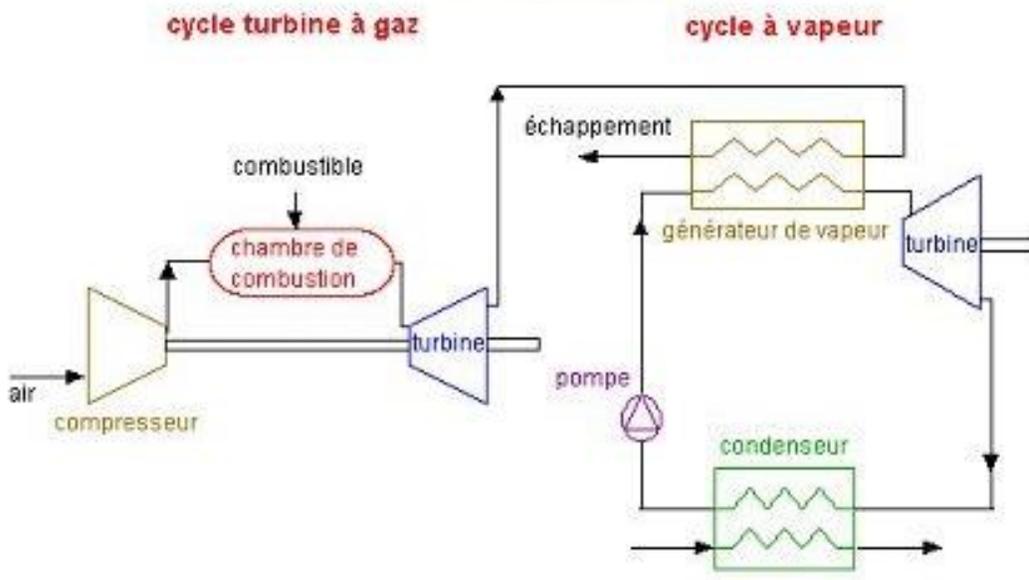


Figure 1-3. Système de cogénération à cycle combiné

1.4. Les types de systèmes de cogénération

Dans les parties précédentes, le SC est défini, et ses avantages sont surlignés. Dans cette partie, les types de SC sont présentés afin d'exposer leur diversité.

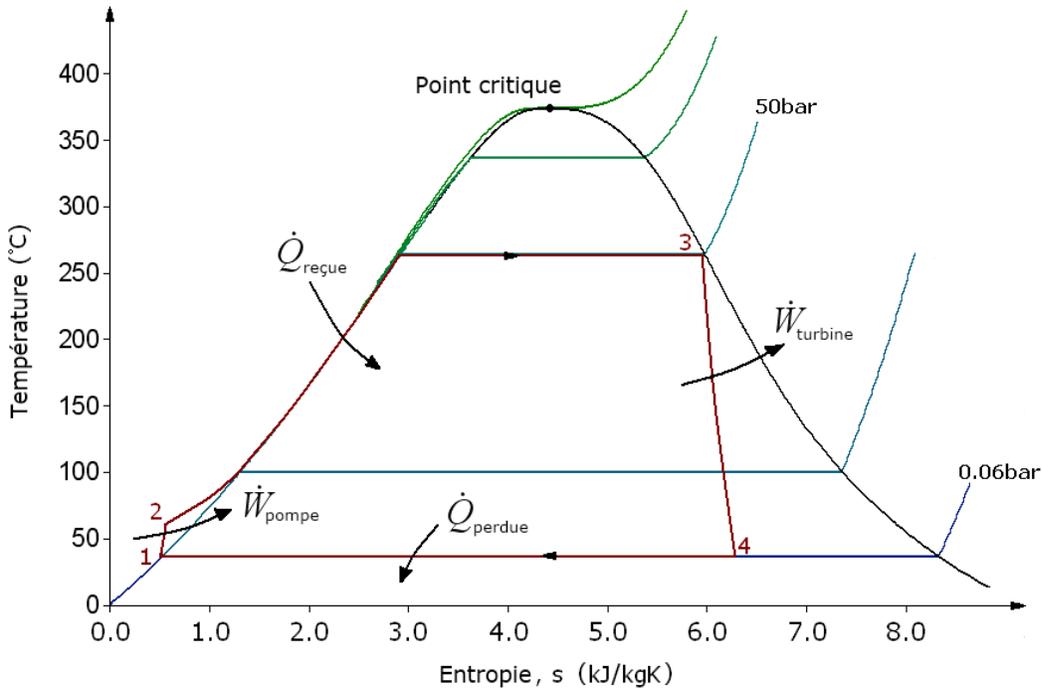


Figure 1-4. Cycle thermodynamique de Rankine

1.4.1. Système de cogénération à turbine à vapeur

Les turbines à vapeur sont les plus polyvalentes et les plus anciennes technologies de machine motrice et de production. La production d'électricité utilisant les turbines à vapeur a été utilisée pendant environ 100 ans, lorsqu'ils ont remplacé les moteurs alternatifs à vapeur, en raison de leur grande efficacité et de leur coût réduit. La capacité des turbines à vapeur peut être comprise entre 50 kW à plusieurs centaines de MW pour les grandes centrales de distribution. Les turbines à vapeur sont largement utilisées pour les applications de la production combinée chaleur force (CHP). Le cycle thermodynamique de la turbine à vapeur est le cycle de Rankine (Figure 1-4). Le cycle est la base des centrales d'énergie conventionnelle et se compose d'une source de chaleur (chaudière) qui convertit l'eau en vapeur à haute pression. Dans le cycle de vapeur, l'eau est d'abord pompée au milieu à haute pression. Elle est ensuite chauffée à la température d'ébullition correspondante à la pression, bouillie (chauffée de liquide en vapeur), puis souvent surchauffée (chauffée à une température au-dessus de celle de l'ébullition). Une turbine multicellulaire développe la vapeur pressurisée pour abaisser la pression. La vapeur d'eau est alors échappée ou bien à un condenseur sous conditions de vacuum, ou bien à un système de distribution de vapeur

à température intermédiaire qui a pour rôle de délivrer la vapeur à l'application industrielle ou commerciale. Les condensats provenant du condenseur ou du système d'utilisation de vapeur retournent à la pompe de circulation d'eau pour la poursuite du cycle (Figure 1-2).

Les deux types de turbines à vapeur souvent utilisés sont la contrepression et la condensation d'extraction. Le choix entre la turbine à contrepression et la turbine à condensation d'extraction dépend principalement de la quantité d'électricité et de chaleur, de la qualité de la chaleur et des facteurs économiques.

1.4.1.1. Turbine à vapeur à contrepression

Une turbine à vapeur à contrepression est la configuration la plus simple. La vapeur sort de la turbine à une pression supérieure ou égale à la pression atmosphérique, selon la dépendance des besoins de la charge thermique. C'est pourquoi le terme contrepression est utilisé. Il est également possible d'extraire la vapeur des étapes intermédiaires de la turbine à vapeur, à la pression et à la température appropriées à la charge thermique. Après la sortie de la turbine, la vapeur d'eau est alimentée à la charge, où elle dégage de la chaleur et elle est condensée. Le condensat retourne au système avec un débit qui peut être inférieur au débit de vapeur, si une masse de vapeur est utilisée dans le processus ou s'il y a des pertes le long de la tuyauterie (Figure 1-5). De l'eau intervenant au système conserve le bilan massique.

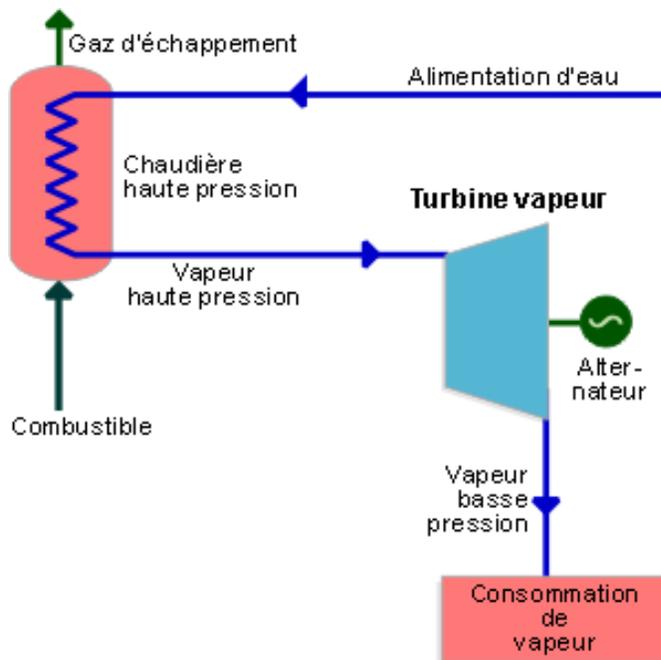


Figure 1-5. Turbine à vapeur à contrepression

1.4.1.1.1. Avantages et inconvénients de la turbine à vapeur à contrepression

Les avantages de l'installation d'une turbine à vapeur à contrepression sont :

- Configuration simple avec peu de composants.
- Les coûts élevés au niveau de basse-pression de la turbine sont évités.
- Faible coût d'investissement.
- Le besoin d'eau de refroidissement est réduit ou même évité.
- Rendement total élevé, parce qu'il n'y a aucun rejet de chaleur à l'environnement à travers le condenseur.

Les inconvénients de l'installation d'une turbine à vapeur à contrepression sont :

- La turbine à vapeur est d'une dimension élevée pour la même puissance de sortie, car elle fonctionne sous une faible différence d'enthalpie de vapeur.
- Le débit massique de la vapeur à travers la turbine dépend de la charge thermique. Par conséquent, l'électricité produite par la vapeur d'eau est contrôlée par la charge thermique, ce qui se traduit par une mauvaise coordination entre la sortie et la charge électriques. Par conséquent, il y aura besoin d'une connexion bidirectionnelle au réseau pour acheter

l'électricité manquante ou pour vendre celle excédante. L'augmentation de la production électrique est possible par l'évacuation de vapeur directement dans l'atmosphère, mais ceci rend le système non efficace. Il en résulte du gaspillage de l'eau traitée dans la chaudière, et probablement, de pauvres performances économique et énergétique.

1.4.2. Turbine à vapeur à condensation d'extraction

Dans un SC à turbine à vapeur à condensation d'extraction, la vapeur de la charge thermique est obtenue par extraction à une ou à plusieurs étapes intermédiaires. Ceci est effectué à pression et température appropriées. La vapeur restante est épuisée de manière que la pression du condenseur soit aussi faible que 0,05 bar avec une température de condensation correspondante à environ 33°C. Il est plutôt improbable que cette chaleur à faible température soit utilisée pour des applications utiles. Par conséquent, elle est rejetée à l'environnement. En la comparant à la turbine à contrepression, la turbine à condensation d'extraction a un capital plus élevé, et en général, un faible rendement total. Pourtant, elle peut mener la production électrique indépendante de la charge thermique par une bonne régulation du débit de vapeur à travers la turbine (Figure 1-6).

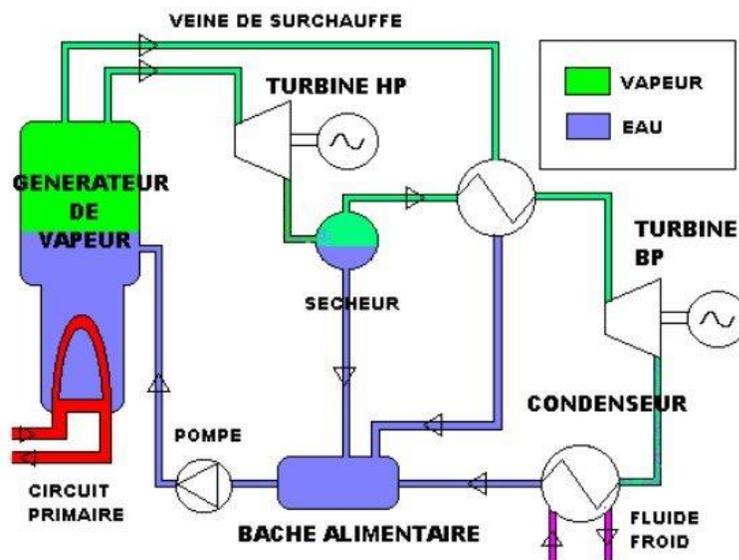


Figure 1-6. Turbine à vapeur à condensation d'extraction

1.4.3. Système de cogénération à turbine à gaz

Les systèmes à turbine à gaz fonctionnent suivant le cycle thermodynamique connu par le cycle de Brayton (Figure 1-7). Dans un cycle de Brayton, l'air atmosphérique est aspiré dans le compresseur, où la température et la pression sont soulevées. L'air à haute pression passe dans la chambre de combustion, où le carburant est brûlé à pression constante. Alors les gaz à haute température résultants entrent dans la turbine, où ils étendent à la pression atmosphérique à travers une rangée de pales distributrices [8]. Cette expansion entraîne la turbine à tourner, qui, à son tour, fait tourner l'arbre interne d'une bobine magnétique. Lorsque l'arbre est en rotation à l'intérieur de la bobine magnétique, un courant électrique est produit [9].

Les SC à turbine à gaz peuvent produire toute ou une partie de l'énergie demandée au site. L'énergie libérée à haute température dans le tuyau d'échappement peut être récupérée pour diverses applications telles que le chauffage ou le refroidissement. Sachant que le gaz naturel est le plus couramment utilisé, d'autres combustibles tels que le mazout ou le diesel peuvent également être employés. La gamme typique des turbines à gaz varie d'une fraction de MW à environ 100 MW.

La cogénération à turbine à gaz a probablement connu le développement le plus rapide au cours des dernières années en raison de la plus grande disponibilité du gaz naturel, des progrès rapides de la technologie, de la réduction importante des coûts d'installation et de la meilleure performance environnementale. En outre, la période de gestation de l'élaboration d'un projet est plus courte. Les turbines à gaz ont un court temps de démarrage et offrent une souplesse de fonctionnement intermittent. Bien qu'elles aient un faible rendement de conversion chaleur-puissance (chaleur-force), plus de chaleur peut être récupérée à des températures plus élevées. Si la chaleur de sortie est inférieure à celle demandée par l'utilisateur, il est possible d'avoir brûlé du gaz naturel supplémentaire en mélangeant de carburant additif au gaz d'échappement riche en oxygène afin de stimuler la production thermique d'une manière plus efficace.

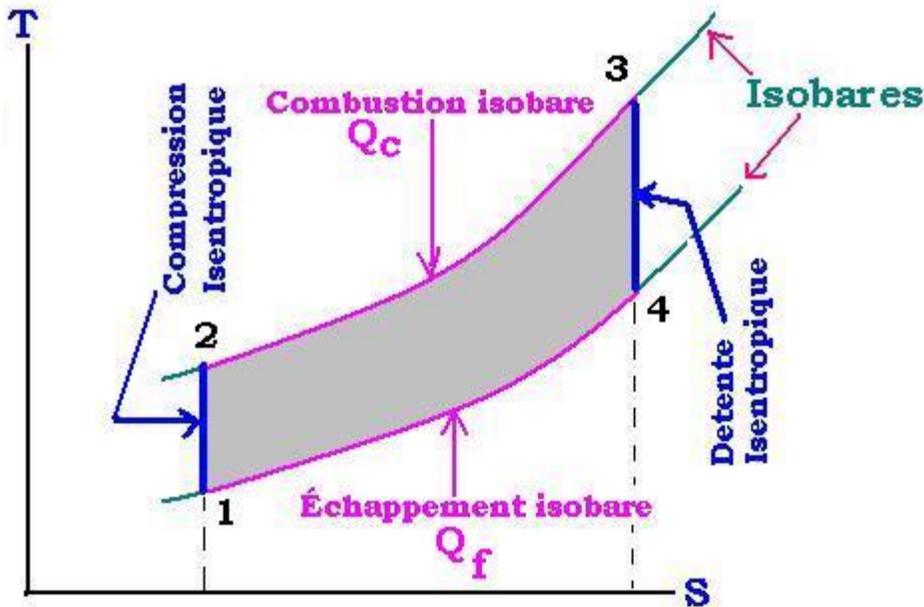


Figure 1-7. Cycle thermodynamique de Brayton

1.4.3.1. Turbine à gaz à cycle ouvert

La plupart des systèmes à turbine à gaz, dans n'importe quel domaine d'application, fonctionnent suivant le cycle de Brayton ouvert (également appelé cycle de Joule quand les irréversibilités sont ignorées), où un compresseur reçoit l'air de l'atmosphère et le renvoie à haute pression dans la chambre de combustion. La température de l'air augmente aussi à cause de la compression. Les anciens et les petits systèmes fonctionnent à un rapport de pression d'environ 15:1, tandis que les systèmes larges et récents fonctionnent au rapport de pression d'environ 30:1.

L'air est fourni à travers un diffuseur à la chambre de combustion à pression constante, où le carburant est injecté et brûlé. Le diffuseur réduit la vitesse de l'air à des valeurs acceptables dans la chambre de combustion. Il y aura une chute de pression dans la chambre de combustion à peu près de 1,2 %. La combustion s'effectue avec un excès d'air élevé. Les gaz d'échappement sortent de la chambre de combustion à haute température et à des concentrations d'oxygène atteignant 15 à 16%. La température la plus élevée du cycle apparaît à ce point; plus la température est élevée, plus le rendement du cycle est aussi élevé. La limite supérieure est imposée par la température que les matériaux de la turbine à gaz peuvent supporter, ainsi que par le rendement des lames de refroidissement. Avec la technologie actuelle cette température est d'environ 1300°C. [7]

Les gaz d'échappement ayant une haute pression et haute température arrivent à la turbine à gaz en produisant un travail mécanique pour entraîner le compresseur et la charge (par exemple le générateur électrique). Les gaz d'échappement sortent de la turbine à une température considérable (de 450 à 600°C), ce qui rend idéale la récupération de chaleur à haute température.

La vapeur produite peut avoir une haute pression et une haute température, ce qui la rend appropriée non seulement aux procédés thermiques, mais aussi pour faire fonctionner une turbine à vapeur en produisant encore plus d'électricité.

1.4.3.2. Turbine à gaz à cycle combiné

Dans le système en circuit combiné (ou fermé), le fluide actif (en général l'hélium ou l'air) circule dans un circuit fermé. Il est chauffé dans un échangeur de chaleur avant d'arriver à la turbine, et il est refroidi après sa sortie de la turbine en dégageant de la chaleur utile (Figure 1-3). Ainsi, le fluide actif reste propre et ne provoque ni la corrosion ni l'érosion.

La combustion de tout carburant externe peut être considérée comme source de chaleur. En outre, les énergies nucléaire ou solaire peuvent être utilisées.

1.4.4. Système de cogénération à moteur alternatif

Les SC à moteur alternatif sont très utilisés en traction et en poste fixe pour l'entraînement de machines ou d'alternateurs. Ils comprennent plusieurs cylindres dans lesquels l'inflammation d'un mélange air-combustible génère un gaz chaud qui pousse un piston. Un système bielle-manivelle transforme le mouvement alternatif en mouvement rotatif et transmet l'énergie à un arbre qui entraîne l'alternateur [6].

Il existe quatre sources de chaleur rejetée utilisable à partir d'un moteur alternatif: le gaz d'échappement, l'eau de refroidissement du bloc moteur, l'eau de refroidissement de l'huile lubrifiant et le refroidissement du turbocompresseur. La chaleur récupérée est généralement sous forme d'eau chaude ou de vapeur à basse pression (<30 psig). Les gaz d'échappement à haute température peuvent générer de la vapeur à moyenne pression (jusqu'à environ 150 psig).

Certaines applications industrielles de cogénération utilisent les gaz d'échappement du moteur directement pour le séchage. En général, l'eau chaude et la vapeur à basse pression produites par les SC à moteur alternatif, sont appropriées pour les besoins correspondants aux

basses températures (chauffage des locaux, chauffage de l'eau potable) ou pour actionner les refroidisseurs à absorption.

Ces systèmes sont bien adaptés à une variété d'applications de production décentralisée. Ces applications peuvent être industrielles, commerciales et institutionnelles. Les moteurs alternatifs ont un démarrage rapide, s'adaptent bien à la charge et ont généralement une importante fiabilité. Dans plusieurs cas, quelques unités de moteurs alternatifs peuvent augmenter la capacité et la disponibilité de la production globale. Les moteurs alternatifs ont un rendement électrique supérieur à celui des turbines à gaz de même capacité, et donc un bas coût d'exploitation lié aux carburants. En outre, les coûts des groupes électrogènes à moteur alternatif sont généralement inférieurs à ceux correspondant aux groupes électrogènes à turbine à gaz ayant une capacité inférieure à 5 MW [7]. Le coût de maintenance des moteurs alternatifs est généralement plus élevé que celui des turbines à gaz de même capacité, mais l'entretien peut être souvent traité par un personnel interne ou par une entreprise locale de services.

Les applications de production potentielle décentralisée pour les moteurs alternatifs comportent la veille, l'écrêtage, le soutien du réseau et des applications de cogénération comme chauffage ou refroidissement. Les moteurs alternatifs sont aussi largement utilisés comme des pulsateurs mécaniques directs pour des applications telles que le pompage de l'eau, la compression d'air et de gaz et le refroidissement.

L'économie des moteurs au gaz naturel dans les applications de production sur place est renforcée par l'utilisation efficace de l'énergie thermique contenue dans les gaz d'échappement et de refroidissement, ce qui représente généralement 60 à 70% de l'énergie du combustible d'entrée [7].

1.4.5. Système de cogénération à micro turbine

Le procédé thermodynamique d'un SC à micro-turbine est basé sur la mise sous pression de l'air entrant à travers le compresseur. L'air comprimé et le combustible approprié sont mélangés et brûlés dans la chambre de combustion. Le gaz chaud résultant de la combustion tourne la turbine en se dilatant. Ceci actionne le compresseur et fournit de l'énergie qui fait tourner l'arbre de la turbine du compresseur. A l'aide du récupérateur, le gaz chaud d'échappement permet de

préchauffer l'air qui passe par le compresseur à la chambre de combustion [10]. Les composants principaux des systèmes à micro-turbines sont le compresseur, le générateur à turbine et le récupérateur.

Les systèmes à micro-turbine sont des versions réduites de turbines à combustion qui assurent un rendement électrique raisonnable d'environ 30%, une multi-capacité de carburants, de faibles émissions et un potentiel de récupération de chaleur et un besoin minimal de maintenance [11]. Pour les applications de cogénération, un rendement global plus que 80% peut être atteint. La capacité des SC à micro-turbines existants varie de 25 à 80 kW. Cette gamme est appropriée pour répondre aux demandes thermique et électrique des bâtiments résidentiels, commerciaux ou institutionnels. En outre, les recherches se poursuivent pour les systèmes avec des capacités inférieures à 25 kW, par exemple, 1 et 10 kW [12]. Ceci sera ainsi adapté pour les appartements séparés.

Les micro-turbines offrent un certain nombre d'avantages par rapport aux autres SC. Il s'agit notamment de leur taille compacte, leur faible poids, leur faible nombre de pièces mobiles et leur bruit réduit. En outre, les SC à micro-turbine ont une bonne qualité de chaleur dégagée, un besoin de maintenance réduit (mais un personnel qualifié), de faibles vibrations et un court délai de livraison. Pourtant, pour les basses puissances d'autres alternatives ont un rendement meilleur. Autre que le gaz naturel, d'autres combustibles comme le diesel, le gaz de décharge, l'éthanol, les gaz industriels et d'autres gaz et liquides d'origine biologique peuvent être utilisés [12].

1.4.6. Système de cogénération à pile à combustible

Dans les SC à pile à combustible la réaction de l'hydrogène avec l'oxygène en présence d'un électrolyte a lieu. Cette réaction a pour rôle la production d'électricité sans combustion et sans travail mécanique. L'eau et la chaleur sont produites comme sous-produits. La réaction est réalisée par l'oxydation électrochimique d'un combustible (hydrogène) et la réduction électrochimique de l'oxygène.

Les équations suivantes illustrent les réactions électrochimiques :

A l'anode: $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$

A la cathode : $2H^+ + \frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow H_2O$

La réaction totale : $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$

La réaction totale est exothermique et, par conséquent, la chaleur dégagée peut être exploitée pour chauffer les locaux et l'eau chaude domestique pour des applications résidentielles, commerciales ou institutionnelles. L'hydrogène utilisé comme carburant peut être produit à partir de différentes sources comme le gaz naturel, le propane, le charbon, ou par l'électrolyse de l'eau.

Un système à pile à combustible est constitué de plusieurs sous-systèmes, qui comprennent le cœur de la pile à combustible et les systèmes auxiliaires nécessaires au bon fonctionnement. Le procédé de production d'hydrogène à partir d'une source de combustible tel que le gaz naturel est appelé reformage. Ce dernier peut être interne ou externe, selon le type de la pile à combustible [10].

Il y a plusieurs types de piles à combustible à différents stades de développement. Ces types sont : la pile à combustible alcaline (AFC), membranes polymères électrolytes (PEMFC), la pile à combustible à l'acide phosphorique (PAFC), la pile à combustible à carbonates fondus (MCFC), la pile à combustible à oxyde solide (SOFC) et la pile à combustible à méthanol direct (DMFC).

La technologie de la pile à combustible est une technologie importante pour la production d'électricité et les applications de cogénération avec des avantages de performance et environnemental. Les avantages des SC à pile à combustible comprennent un faible niveau de bruit, un besoin de maintenance réduit, une excellente gestion de la charge, de faibles émissions et un potentiel pour atteindre un rendement global de 85-90%, même avec de petites unités [10]. Dans la pile à combustible de puissance stationnaire le gaz naturel est normalement brûlé. Ce système libère moins d'émissions nocives pour l'environnement qu'une centrale de cogénération à combustion. Avec une pile à combustible, les émissions peuvent être réduites de 49% pour le dioxyde de carbone, de 91% pour l'oxyde d'azote (NOx), de 68% pour le monoxyde de carbone et de 93% pour les composés organiques volatils [13].

Les faibles émissions et niveaux de bruit rendent les piles à combustible bien adaptées pour les applications résidentielles, commerciales et institutionnelles. Mais, le principal inconvénient de ces piles est leur coût élevé et leur courte durée de vie.

1.4.7. Synthèse

Dans cette partie, les types des SC sont présentés. Ces types sont : système de cogénération à turbine à vapeur, système de cogénération à turbine à gaz, système de cogénération à moteur alternatif, système de cogénération à micro-turbine et système de cogénération à pile à combustible.

Dans la partie suivante, l'évaluation du SC sera présentée.

1.5. Evaluation d'un système de cogénération

Dans la partie précédente, les types de SC ont été présentés. Dans cette partie, nous allons établir les équations de performance technique des SC. En plus, le rendement de chaque type de machine motrice du SC sera donné.

L'énergie consommée sous forme de carburants est :

$$C = W + Q + P$$

C : Energie consommée sous forme de carburants (kWh)

M : Energie mécanique (kWh)

W : Energie électrique (kWh)

Q : Energie thermique (kWh)

P : Energie perdue (pertes diverses) (kWh)

Les rendements mécanique, électrique et thermique d'un SC sont :

Rm : Rendement mécanique :

$$Rm = \frac{M}{C}$$

Re : Rendement électrique :

$$Re = \frac{W}{C}$$

Rth : Rendement thermique :

$$Rth = \frac{Q}{C}$$

Et le rapport Chaleur-Force (C_F) est :

$$C_F = \frac{W}{Q}$$

Le rendement global du SC est :

$$R_g = (W + Q)/C = R_e + R_{th}$$

1.5.1. Evaluation d'une turbine à vapeur

Le rendement d'une turbine à vapeur est le rapport de la variation d'enthalpie réelle à travers la turbine sur la variation d'enthalpie isentropique à travers cette turbine [7].

Rendement tv (%)

$$= \frac{\text{variation d'enthalpie réelle à travers la turbine (kCal/Kg)}}{\text{variation d'enthalpie isentropique à travers la turbine (kCal/Kg)}} \times 100$$

Caractéristiques :

- Puissance : 0.1 – 100 MW
- Fiabilité : 95 %
- Disponibilité : 90 - 95 %
- Durée de vie : 15 à 20 ans

Performance :

$$60\% \leq R_g \leq 80\%$$

$$25\% \leq R_e \leq 40\%$$

$$0.5 \leq C_F \leq 1.5$$

1.5.2. Evaluation d'une turbine à gaz

Le rendement d'une turbine à gaz est le rapport de la puissance électrique de sortie sur le produit du débit des carburants entrant à la turbine à gaz et leur pouvoir calorifique [7].

$$\text{Rendement } tg (\%) = \frac{\text{Puissance électrique de sortie (kW)} \times 860}{\text{Débit des carburants entr. à la turb à gaz } \left(\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right) \times \text{Pouvoir calorifique des carburants } \left(\frac{\text{kCal}}{\text{kg}} \right)} \times 100$$

Caractéristiques :

- Puissance : 0.5 – 100 MW
- Fiabilité : 95 %
- Disponibilité : 90 - 95 %
- Durée de vie : 25 à 35 ans

Performance :

$$60\% \leq R_g \leq 85\%$$

$$15\% \leq R_e \leq 20\%$$

$$0.1 \leq C_F \leq 0.5$$

1.5.3. Evaluation d'un moteur alternatif

Pour les applications de cogénération, le rendement du moteur alternatif R_{mot} est le rapport de la somme de l'énergie thermique utile Q_{th} (kWh) et l'énergie électrique de sortie P_e (kWh) sur l'énergie du carburant consommé Q_f (kWh) [14].

$$R_{mot} = \frac{Q_{th} + P_e}{Q_f}$$

Caractéristiques :

- Puissance : 0.1 – 100 MW
- Disponibilité : 90 - 95 %
- Durée de vie : 5 à 20 ans

Performance:

$$60\% \leq R_g \leq 85 \%$$

$$35\% \leq R_e \leq 50 \%$$

$$0.8 \leq C_F \leq 2.4$$

1.5.4. Evaluation d'une micro turbine

Le rendement du SC à micro turbine R_{micro} est le rapport de la somme de la charge de refroidissement (ou thermique) Q_{cl} (kW) et la charge électrique Q_e (kW) sur la puissance du carburant consommée Q_f (kW) [15].

$$R_{micro} = \frac{Q_{cl} + Q_e}{Q_f}$$

Caractéristiques :

- Puissance : 25 – 80 kW

- Disponibilité : 90 - 95 % [16]

Performance :

$$75\% \leq R_g \leq 90 \%$$

$$25\% \leq R_e \leq 30 \%$$

$$0.45 \leq C_F \leq 0.65$$

1.5.5. Evaluation d'une pile à combustible

Le rendement global (électrochimique) d'une pile à combustible R_{cell} est le rapport de la tension de la pile V_{cell} (V) sur le potentiel d'oxydation V_{ox} (V) qui est basé sur le pouvoir calorifique maximal du combustible [17] :

$$R_{cell} = \frac{V_{cell}}{V_{ox}}$$

Caractéristiques :

- Puissance : 1 – 250 kW [16]
- Disponibilité : 90 - 95 %

Performance:

$$85\% \leq R_g \leq 90 \%$$

$$37\% \leq R_e \leq 45 \%$$

$$0.8 \leq C_F \leq 1$$

1.5.6. Synthèse

Dans cette partie, les méthodes d'évaluation des différents types de SC sont présentées. Ces méthodes sont données en fonction de quelques paramètres. En plus, les caractéristiques et la performance de chaque type sont données. Dans la partie suivante, les paramètres de performance d'un SC seront cités suivant leurs utilités.

1.6. Paramètres de performance d'un système de cogénération

Dans la partie précédente, l'évaluation des SC est mise en évidence. Dans cette partie, les paramètres contribuant à la performance du SC seront cités. En fait, la performance d'un SC se traduit par ses intérêts économique et environnemental. Ces intérêts sont la cause de l'intégration de ce système ayant une meilleure efficacité par rapport au générateur conventionnel, une conservation d'énergie et une pollution réduite.

Les paramètres de performance sont classés suivant cinq axes : axe économique, axe technique, axe énergétique, axe quantitatif et axe temporel.

1.6.1. Axe économique

L'axe économique correspondant aux paramètres de performance comporte tous les paramètres représentant les coûts. Ces derniers sont répartis entre les coûts fixes et les coûts variables.

Les coûts fixes peuvent être considérés comme le coût d'investissement (coût des équipements, coût du projet, architecture), le coût d'installation, le coût de maintenance et le coût de subvention. Les deux derniers coûts sont parfois considérés comme coûts variables.

Les coûts variables sont plus nombreux que les coûts fixes, mais de valeurs plus petites. En fait, ces coûts représentent : le coût des carburants, le tarif d'électricité (ou coût d'achat), le coût de vente d'électricité, le coût (ou frais) unitaire de production, les coûts variables de l'exploitation (service, maintenance,...), le coût de l'eau utilisée, le coût de transmission, le coût d'amortissement du capital, les taxes et les pénalités.

1.6.2. Axe technique

L'axe technique correspondant aux paramètres de performance comporte tous les aspects et les grandeurs techniques d'un SC.

Les paramètres appartenant à l'axe technique sont : la disponibilité du système, le rendement électrique, le rendement thermique, les stratégies de contrôle et de performance (contrôle, changement de nombre d'unités d'exploitation, consommation de carburants,...), la pression et la conversion d'émissions.

1.6.3. Axe énergétique

L'axe énergétique correspondant aux paramètres de performance comporte toutes les demandes et les besoins énergétiques du SC.

Les paramètres appartenant à l'axe énergétique sont : la demande électrique, la demande thermique (et de refroidissement), la production électrique (puissance et énergie), la production thermique (puissance et énergie), l'enthalpie des carburants, la valeur calorifique des carburants, la puissance du générateur, la valeur calorifique de la vapeur produite, la demande maximale (de pointe), la demande minimale, l'excès d'énergie, la réserve d'énergie, la capacité thermique du chauffage ou de la chaudière et la capacité thermique du réfrigérateur d'absorption.

1.6.4. Axe quantitatif

L'axe quantitatif comporte les quantités des facteurs utilisés dans un SC.

Les paramètres appartenant à l'axe quantitatif sont : le nombre des systèmes installés, le débit énergétique des carburants, le débit massique des carburants, la quantité des carburants utilisés, le nombre de types des carburants, la proportion des carburants utilisés, le débit de vapeur, la consommation d'eau, la quantité de vapeur produite et le nombre des chaudières.

1.6.5. Axe temporel

L'axe temporel comporte tous les paramètres correspondant au temps de fonctionnement du SC.

Les paramètres appartenant à l'axe temporel sont : la durée de fonctionnement du système (heures, jours, mois, années), l'intervalle de temps étudié, le temps d'usage (TOU), la période de pointe et la période creuse.

1.6.6. Synthèse

Dans cette partie, les paramètres contribuant au calcul de la performance ont été cités. Ces paramètres sont répartis suivant cinq axes principaux. Ces axes sont : l'axe économique, l'axe technique, l'axe énergétique, l'axe quantitatif et l'axe temporel. Les paramètres présentés dans cette partie seront utilisés dans le chapitre suivant à l'aide des fonctions objectif étudiant la performance du SC. En fait, chaque fonction objectif modélise le problème d'un point de vue différent de l'autre. Chacune emploie des paramètres correspondants à l'objectif d'étude.

1.7. Les systèmes de cogénération en Europe

D'après [18], le développement de la cogénération pourrait éviter le rejet de quelques 250 millions de tonnes de gaz à effet de serre en 2020.

La Commission européenne a dressé en 2008 un bilan concernant l'application de la directive 2004/8/CE dans les États membres. 22 États membres ont transposé partiellement la directive et ont publié des rapports sur leur potentiel de cogénération, ainsi que sur les changements administratifs mis en œuvre. 11 États membres ont communiqué l'analyse de leur potentiel national.

La Commission a souligné les obstacles qui entravent le développement de la cogénération et a constaté que certains efforts demeurent encore à faire. Elle a donc invité les États membres à

appliquer d'urgence la directive. En 2011, elle s'est fixé comme objectif global de réduire de 20 % la consommation d'énergie jusqu'en 2020. Dans cette optique, elle propose une nouvelle stratégie en matière d'efficacité énergétique qui s'inscrit dans la continuité de son plan [18].

1.7.1. Le rôle de la cogénération dans la production électrique totale en Europe

L'Union Européenne produit actuellement 11,2% de son électricité à partir de cogénération. Cependant, il existe de grandes différences de production entre les Etats membres, avec des parts de cogénération variés allant de 0% à 47,4%. Selon les chiffres officiels d'Eurostat à partir de 2011, il n'y a pas de cogénération à Malte, et très peu à Chypre (0,9%) ou en Grèce (4,5%). La Lettonie a la plus grande part de la cogénération dans la production totale d'électricité (47,4%), suivie par le Danemark (46,2%) (Figure 1-8). Quelques potentiels importants existent chez les nouveaux Etats membres de l'UE, en particulier pour la rénovation des systèmes de chauffage urbain et pour les mettre à niveau afin d'intégrer une cogénération moderne où, auparavant, il n'y avait que de la chaleur distribuée. C'est le cas partout où une grande infrastructure de chauffage urbain existe déjà [19].

Les figures 1-9 et 1-10 présentent les proportions des sources de carburants des systèmes de cogénération en 2011 et les puissances électrique et thermique produites en Europe en 2011 à partir de la cogénération.

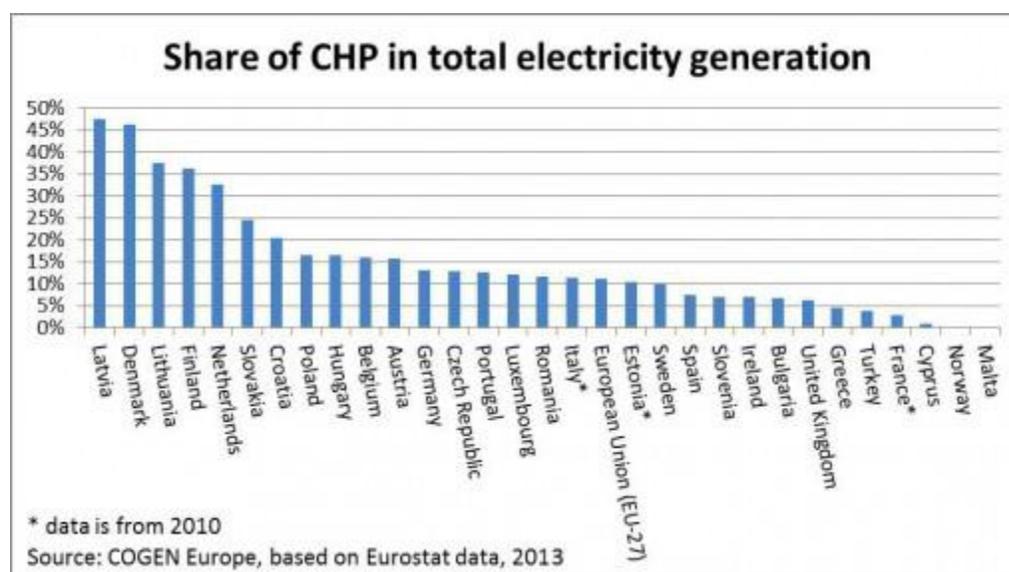


Figure 1-8. Les parts de cogénération dans la production électrique totale

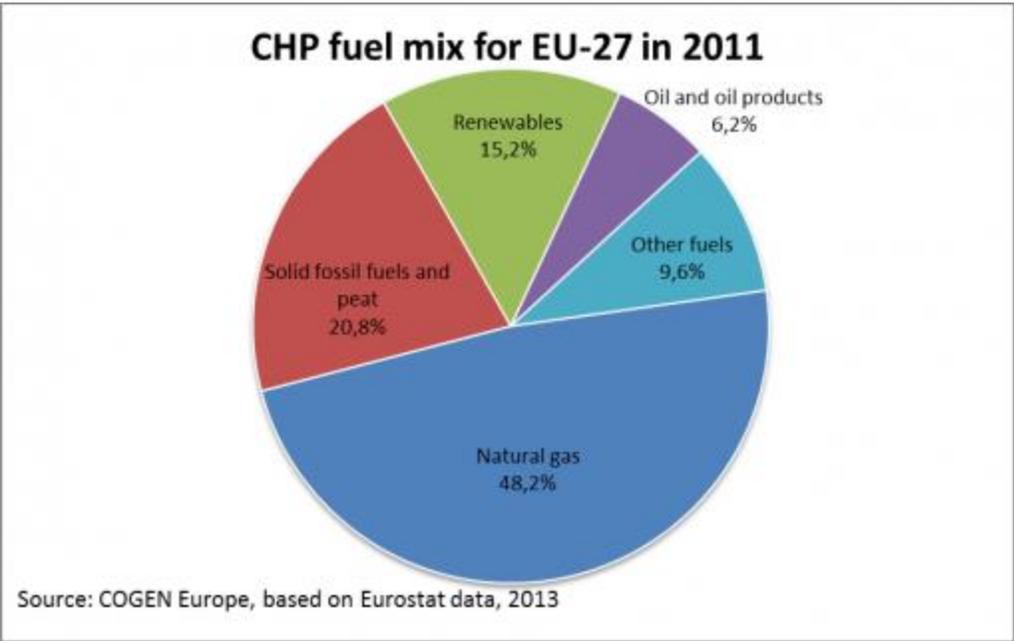


Figure 1-9. Les proportions des sources de carburants des systèmes de cogénération en 2011

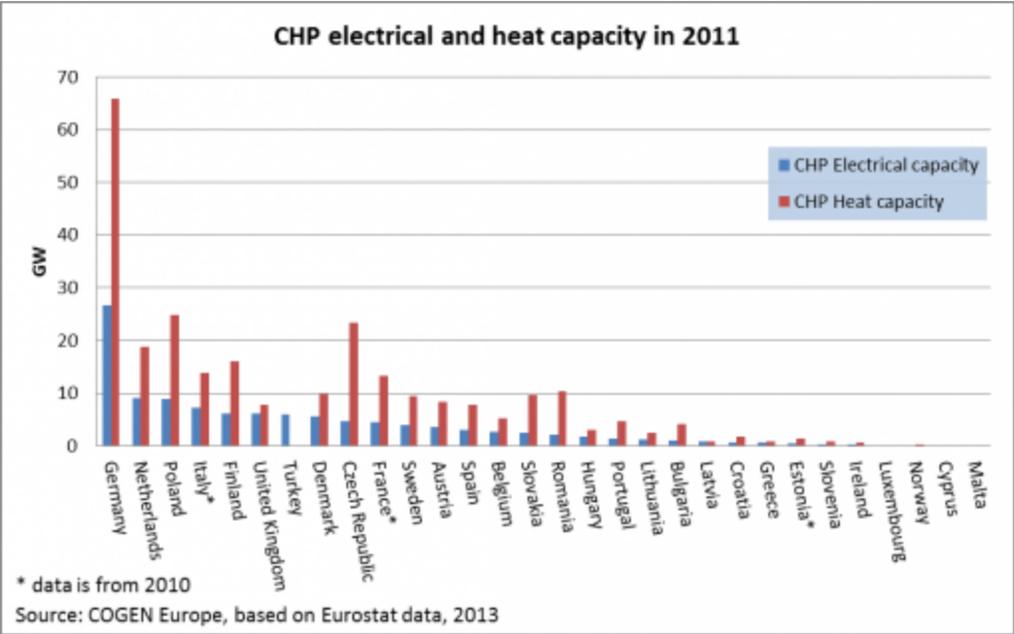


Figure 1-10. Les puissances électrique et thermique produites en Europe en 2011 à partir de la cogénération

1.8. Conclusion

Dans ce chapitre, le SC est défini. L'utilité de ce système est bien mise en évidence ainsi que ses avantages. De plus, les types et les technologies des systèmes sont présentés en détail. Puis, une vue générale sur les méthodes de calcul du rendement de chaque type de SC est faite. Ainsi, les paramètres de performance d'un SC sont cités et présentés. Ces paramètres seront utilisés dans les modèles de performance présentés dans le chapitre suivant.

A la fin du chapitre, les SC et leur rôle en Europe ont été présentés comme exemple d'emploi. En fait, ces systèmes sont évidemment le futur facteur principal du secteur d'énergie en Europe. Ainsi, on peut déduire que la cogénération est le futur dans tout le monde, surtout qu'en Europe elle a démontré une efficacité importante aux niveaux économique et environnemental d'après la définition de l'efficacité énergétique.

Dans le chapitre qui suit, les modèles de performance du SC seront établis. En fait, ces modèles seront présentés par des fonctions objectif s'intéressant à la performance de l'intégration de ces systèmes dans le réseau électrique. Cette performance se traduit par les aspects économique et environnemental de cette intégration. Alors, les fonctions objectif qui seront étudiées correspondent à ces aspects.

2. Modèles de performance d'un système de cogénération

2.1. Introduction

Comme déjà mentionné dans le chapitre précédent, un système de cogénération est caractérisé par la production simultanée des puissances mécanique et thermique. La puissance mécanique est convertie en puissance électrique. La puissance thermique est normalement produite à partir de l'usage de la chaleur libérée par la combustion des carburants présents dans le système.

L'efficacité de production énergétique due à l'usage des systèmes de cogénération augmente de 35% jusqu'à plus de 80%. Alors, l'intégration de ces systèmes est économiquement rentable. Ceci a poussé les gens à installer ces systèmes, surtout que la production électrique et thermique est sur place.

Plusieurs études ont été faites en ce qui concerne ces systèmes. L'étude la plus intéressante est celle de l'intégration de tels systèmes dans un réseau électrique. Le problème de l'intégration des systèmes de cogénération est, suivant toutes les publications, basé sur deux sujets: l'économie et la pollution. Pour cette raison, l'étude de l'intégration de tels systèmes dans ce chapitre s'intéresse à ces deux problématiques.

Une étude bibliographique est faite, ayant pour but de citer et comparer tous les facteurs utilisés dans les fonctions mathématiques modélisant l'intégration de ces systèmes. En plus, de nouvelles fonctions auront lieu. Ces derniers représentent des fonctions « objectif » rassemblant les facteurs cités en les modifiant convenablement au système.

Plusieurs fonctions mathématiques concernant l'intégration des systèmes de cogénération ont été discutées antérieurement. Ces fonctions prennent en compte uniquement les aspects économiques et les données concernant leur degré de pollution. Dans ce qui suit, nous allons surligner les facteurs discutés dans les anciens travaux ainsi que les problèmes.

Au niveau économique, il y a trois thèmes auxquels correspondent les fonctions mathématiques. Ces trois thèmes sont : le coût total d'investissement, le coût de production et d'exploitation ainsi que le profit.

Le coût total d'investissement dans les SC est mis en évidence dans [20-24].

Le coût de production et d'exploitation d'un SC est présenté dans [25-35].

Le calcul du profit du SC est présenté dans [22], [33] et [35-40].

Ceux qui ont modélisé le calcul d'émissions polluantes des SC sont [25-27] et [37].

Dans les parties suivantes, une étude détaillée des fonctions « objectif » correspondantes à chaque thème sera présentée. Il est impossible de trouver un modèle mixte qui rassemble toutes les fonctions. En fait, chacun présente le problème d'un point de vue différent de l'autre.

Dans la deuxième section, nous représentons le coût total d'investissement détaillé par les fonctions « objectif » utilisées, leurs méthodes de résolution ainsi que leurs résultats. Dans les sections 3, 4 et 5, le même travail sera fait pour le coût de production et d'exploitation, le profit et la pollution respectivement. Dans la sixième section, les facteurs non surlignés dans les publications seront cités et expliqués. Dans la septième section, les nouvelles fonctions qui représentent le profit, le coût de production et d'exploitation, le coût total et la pollution seront établies. Dans la huitième section, une comparaison entre les nouvelles fonctions et les fonctions étudiées aura lieu afin de montrer l'importance des facteurs ajoutés.

2.2. Le coût total

Dans cette partie, nous représentons les fonctions « objectif » utilisées pour la modélisation du coût total d'investissement ainsi que leurs méthodes de résolution et leurs résultats.

Le problème posé par le coût total consiste à établir généralement une fonction rassemblant les coûts d'installation, d'investissement et d'exploitation des systèmes de cogénération. Il a pour buts l'optimisation de l'intégration de ces systèmes ainsi que son planning.

2.1.1. Modèle de Gamou et al.

La fonction « objectif » représente la minimisation de la valeur annuelle estimée du coût total. Elle calcule la somme du capital annuel, des frais de demande annuelle (en ce qui concerne le contrat avec le distributeur) et des frais annuels estimés de l'énergie (électricité, refroidissement et chauffage des espaces, eau chaude). [1]

La méthode utilisée pour résoudre le problème est l'algorithme d'optimisation hiérarchique avec une analyse de sensibilité.

Résultats : Le coût annuel total est mal estimé si les incertitudes de la demande ne sont pas mises en évidence. Et, l'économie d'un système est améliorée si sa conception tient compte des incertitudes de la demande.

2.1.2. Modèles de Carpaneto et al.

2.1.2.1. L'approche à intervalles de temps multiples

La fonction « objectif » calcule le coût annuel de l'intégration des systèmes de cogénération. En fait, cette fonction est calculée en fonction de deux coûts. Le premier est le coût des énergies électrique et thermique sans l'intégration de la cogénération. Et le second correspond au coût de l'énergie dans le système résultant de l'intégration de la cogénération. La fonction « objectif » totale admet un facteur de pondération qui est le coefficient de disponibilité du système de cogénération. [2]

Résultats : Des simulations Monte Carlo ont été effectuées pour déterminer les occurrences du coût d'énergie dans des intervalles de temps multiples.

2.1.2.2. Théorie de décision pour l'évaluation des alternatives de planification

L'indicateur économique étudiant le coût total d'investissement est le coût actuel net (NPC). Il calcule les coûts des chaudières, du système de cogénération et le coût variable de ce dernier. [3]

La méthode de résolution utilisée pour résoudre le problème est la théorie de décision.

Résultats : La technologie de ICE (Internal combustion Engine) est préférable par rapport à la MT (Microturbines) malgré la disponibilité complète et le coût de maintenance réduit de cette dernière.

2.1.3. Modèle de Pires et al.

La fonction « objectif » représente une minimisation de la somme des coûts spécifiques. Elle est en fonction des coûts d'investissement, d'exploitation, de maintenance et des carburants. [4]

Les méthodes de résolution utilisées sont : DE (évolution différentielle), PSW (particle swarm), SA (simulated annealing), GA (genetic algorithm) et PSE (pattern search). La méthode de surface de réponse est utilisée pour diminuer le nombre d'évaluations de la fonction « objectif » à l'aide de tous les algorithmes, afin d'obtenir le résultat optimal.

Résultats : Les résultats du coût total obtenus par les cinq méthodes sont très proches (PSE : 48.08\$/MWh, DE : 46.98\$/MWh, PSW : 46.87\$/MWh, GA : 47.36\$/MWh, SA : 46.68\$/MWh). Mais le but était de montrer l'efficacité de la méthode de surface de réponse comme analyse de sensibilité. En fait, elle a montré une amélioration au niveau du coût de calcul pour la méthode de SA seulement. Mais pour toutes les méthodes de résolution, la méthode de surface de réponse a pu diminuer effectivement le nombre d'évaluations.

2.1.4. Modèle de Hong et al.

Le problème posé est la minimisation du coût total. Ce dernier dépend du prix du carburant et de son enthalpie, du coût de transmission et de la production totale. [5]

La méthode mathématique utilisée pour résoudre le problème est le GA (Genetic Algorithm).

Résultats : Les méthodes sur lesquelles la comparaison est faite sont : Méthode 1 : considérant la vapeur et la production électrique totale comme variables génétiques. Méthode 2 : considérant les multiplicateurs Lagrangiens comme variables génétiques. Les résultats montrent que la méthode 2 est meilleure car elle obtient la meilleure solution optimale globale.

2.1.5. Synthèse et conclusion

Les modèles étudiés dans cette partie ont pour objet le calcul du coût total d'un système de cogénération. Il est évident que ce dernier dépend des coûts d'installation, d'investissement et d'exploitation du système. Les méthodes de résolution des modèles ont été citées ainsi que leurs résultats.

Dans la partie suivante, les modèles du coût de production seront mis en évidence avec leurs méthodes de résolution et leurs résultats.

2.2. Le coût de production et d'exploitation

Dans la partie précédente, les modèles étudiant le coût total d'investissement ont été représentés avec leurs méthodes de résolution et leurs résultats.

Dans cette partie, les modèles étudiés sont ceux qui s'intéressent au coût de production et d'exploitation. En fait, ce dernier consiste à calculer les dépenses de l'exploitation du système de cogénération. L'exploitation correspond à tous les facteurs contribuant au fonctionnement du système. Les modèles étudiés ont pour but l'étude réaliste du système, afin de trouver les stratégies convenables de son exploitation. En particulier, le coût de production étudie le mode d'utilisation des carburants ainsi que leurs efficacités électrique et thermique dans le système.

2.2.1. Modèle de Tsay et al.

La fonction « objectif » correspond à la minimisation du coût du système de cogénération dans le secteur industriel. En fait, le coût calculé est dépendant du prix du mélange des carburants, de l'enthalpie des chaudières et du coût d'échange électrique avec le réseau, en fonction du temps d'usage du système (TOU). [6], [7], [8]

La méthode mathématique utilisée pour résoudre le problème est la programmation évolutionnaire (EP - Evolutionary Programming).

Résultats : D'après [6], si le coût d'exploitation est minimal, la puissance importée doit être approximativement égale à 28MW. Et si les émissions sont minimales, la puissance importée doit être de 60 MW. Le choix de la solution optimale sera effectué suivant la stratégie de pondération recommandée par le décideur.

D'après [7], le coût optimal est : 421650 NT\$ pendant la période de pointe, 363950 NT\$ pendant la période de demi-pointe et 301680 NT\$ pendant la période creuse.

D'après [8], les résultats montrent que le coût de production est inversement lié à la quantité des émissions polluantes. Plus le coût de production est élevé, plus les émissions sont réduites et vice-

versa. En plus, le choix de la solution optimale sera effectué suivant la stratégie de pondération recommandée par le décideur.

2.2.2. Modèle de Guo et al.

La fonction « objectif » étudiée a pour but la minimisation du coût de production du système. Ceci est la somme des coûts de la puissance électrique des générateurs conventionnels, de la puissance thermique des chaudières et des puissances électrique et thermique du système de cogénération. [9]

La méthode utilisée pour résoudre le problème est un algorithme proposé par les auteurs qui comporte 7 itérations.

Résultats : Les coûts de production des deux systèmes de cogénération sont respectivement 6267.6\$ et 2989.5\$, et le coût total de production est 9257.1\$.

2.2.3. Modèle de Brannlund et al.

Le but de la fonction « objectif » utilisée est la minimisation du dispatching économique. Ce dernier est équivalent au coût de production distribué sur tous les générateurs. Il est calculé en fonction des coûts d'exploitation des générateurs à turbines à gaz, des générateurs à turbines à vapeur, des générateurs à diesel et des chaudières. Ces coûts sont représentés en fonction des puissances électrique et thermique. [10]

Le problème est résolu à l'aide du logiciel MINOS. Ce dernier est utilisé pour résoudre les fonctions « objectif » non-linéaires.

Résultats : Le coût d'exploitation tenant compte des contraintes de chaleur est maximum supérieur de 5% du coût d'exploitation normal.

2.2.4. Modèle d'Ashok et al.

La fonction « objectif » minimise le coût mensuel total de l'exploitation. Elle est représentée en fonction des coûts d'exploitation (inclus le coût de maintenance) des turbines à gaz, des turbines à vapeur, des chaudières, des chaudières à récupération de chaleur, du coût d'importation et d'exportation d'énergie et de la demande. [11]

La méthode de résolution utilisée est la méthode de Quasi-Newton.

Résultats : La demande de pointe est réduite de 42.8MW (71%) sous tarif unique, et 54MW (90%) sous tarif selon le temps d'usage. Et l'usine aura une épargne de 16% du coût d'exploitation total. Si l'exportation au réseau est permise, le distributeur aura une épargne de 63.7MW de la puissance de pointe.

2.2.5. Modèle de Sandou et al.

La fonction « objectif » représente une minimisation des coûts de production. Elle est en fonction des coûts de production thermique, du démarrage et de l'arrêt des chaudières, et des coûts de production électrique, du démarrage et de l'arrêt des turboalternateurs ainsi que de la puissance électrique produite par ces derniers. [12]

La méthode mathématique utilisée pour résoudre le problème est Branch and Bound (Séparation et Evaluation).

Résultats : Pour un bas prix d'électricité, la demande sera satisfaite par les chaudières à vapeur et les turboalternateurs seront éteints. Pour les hauts prix d'électricité, les turboalternateurs devront fonctionner à leur capacité maximale.

2.2.6. Modèle de Kong et al.

La fonction « objectif » représente une minimisation du coût d'énergie. Elle est calculée à partir du coût du gaz naturel acheté et utilisé dans les turbines à gaz, les refroidisseurs à absorption et les chaudières à récupération de chaleur et du coût de l'énergie électrique achetée. [13]

La méthode mathématique utilisée pour résoudre le problème est l'Optimisation Linéaire (Linear Programming).

Résultats : La stratégie optimale obtenue comporte trois conclusions générales. **La première**, la turbine est toujours chargée à haute capacité sans créer un excès d'électricité ou de chaleur inutiles. **La seconde**, la chaleur d'échappement de la turbine est dirigée vers la chaudière de récupération pour satisfaire la chaleur demandée. S'il y a une deuxième turbine et la chaleur est supérieure à la demande, cette chaleur sera dirigée vers le refroidisseur d'absorption pour le

refroidissement. **La troisième**, si la charge électrique est très grande, la stratégie opérationnelle sera indépendante de la valeur de cette charge.

2.2.7. Modèle de Frangopoulos et al.

La fonction « objectif » correspond à la minimisation du coût d'exploitation du système de cogénération. Elle est en fonction des taux de coût d'exploitation pour couvrir la demande énergétique et de pénalité si l'énergie n'est pas couverte, en tenant compte des taxes, du taux d'amortissement du capital du système et du profit de la vente de l'électricité. [14]

La méthode utilisée pour résoudre le problème est le GA (Genetic Algorithm) pour calculer les valeurs optimales des variables entières, et l'approximation des valeurs optimales des variables réelles. Puis, la deuxième méthode utilisée est le Deterministic Algorithm pour trouver la valeur optimale des variables réelles. En plus, une analyse de sensibilité par la méthode SSM (State-Space Method) est exécutée pour appliquer la méthode IFA (Intelligent Functional Approach) afin d'obtenir le troisième ensemble de solutions optimales pour l'exploitation sous échec partiel.

Résultats : Sans l'analyse de sensibilité, la solution optimale est un système de cogénération de 8092 KWel. Avec l'analyse de sensibilité, la solution optimale est constituée de deux systèmes. Le premier est de 5003 KWel et le second est de 2289 KWel.

2.2.8. Modèle d'Azit et al.

La fonction « objectif » représente le coût hebdomadaire total. Elle est en fonction des coûts des carburants, de l'énergie aux heures pointe et creuse, de l'eau utilisée, des frais de la demande aux heures pointe et creuse, et de l'énergie électrique exportée au réseau. [15]

Le problème est résolu à l'aide de la technique d'Integer Programming. Après avoir introduit les chiffres binaires obtenus, le problème total est résolu à l'aide du principe de Bellman d'optimalité (Dynamic Programming).

Résultats : A partir de la première optimisation, une seule machine est convenable pour l'hôpital et l'université, tandis que trois machines sont convenables pour la papeterie. Puisque le générateur à l'université produit de l'énergie électrique inférieure à son énergie minimale pour quelques

heures, le principe du Dynamic Programming est utilisé. Alors, le meilleur résultat c'est de l'éteindre pendant ces heures.

2.2.9. Modèle de Divényi et al.

Le modèle étudié concernant le coût de production est le coût de valeur des unités de la production distributive (DG). Il est fonction de la puissance électrique, de l'énergie de réserve et du prix de réserve de chaque unité. [16]

La méthode de résolution utilisée est un algorithme proposé par les auteurs. Ce dernier est formé de trois étapes : filtration, qualification et optimisation.

Résultats : En s'intéressant à la réserve d'énergie, l'unité de cogénération qui fournit la plus grande quantité de réserve sera sélectionnée premièrement. En s'intéressant au prix moyen, l'unité de cogénération qui fournit les réserves à bas prix sera sélectionnée premièrement. En s'intéressant à la fonction « objectif », l'unité de cogénération ayant la plus petite valeur de solution sera sélectionnée premièrement.

2.2.10. Synthèse et conclusion

Les modèles étudiés dans cette partie ont pour objet le calcul du coût de production et d'exploitation du système de cogénération. Ce dernier dépend des coûts de carburants et de maintenance, ainsi que de l'enthalpie des carburants et de la demande d'électricité du système. Les méthodes de résolution des modèles ont été citées ainsi que leurs résultats.

Dans la partie suivante, la modélisation du profit sera mise en évidence avec les méthodes de résolution des modèles et leurs résultats.

2.3. Le profit

Dans les parties précédentes, les modèles représentés avec leurs méthodes de résolution et leurs résultats correspondent au coût total d'investissement et au coût de production et d'exploitation.

Dans cette partie, les modèles étudiés représentent le profit de l'intégration du système de cogénération. Ce profit consiste à mettre en évidence la valeur ajoutée de ce système. Il a pour but le calcul du profit économique afin de montrer l'importance de cette intégration.

2.3.1. Modèle de Carpaneto et al.

L'indicateur économique modélisé dans cet article en ce qui concerne le profit, est la période de récupération actualisée (DPP). Ce dernier est défini comme étant la différence du coût total du système en intégrant le système de cogénération et du coût du système sans cette intégration. [3]

La méthode de résolution utilisée pour résoudre le problème est la théorie de décision. Mais cette méthode n'a pas été efficace pour la résolution du DPP. Seulement elle était efficace pour la résolution du NPC.

Résultats : Le résultat du DPP obtenu par la méthode de résolution n'est pas déterminé.

2.3.2. Modèle de Frangopoulos et al.

La fonction « objectif » étudiant le profit correspond à la maximisation de la valeur actuelle nette (NPV) de l'investissement. Cette dernière est calculée en fonction du coût d'investissement sans subvention, du profit annuel de l'année d'exploitation (en fonction des taxes) et de la valeur actuelle de la valeur résiduelle à la fin de la période étudiée. [14]

La méthode utilisée pour résoudre le problème est le GA (Genetic Algorithm) pour calculer les valeurs optimales des variables entières, et l'approximation des valeurs optimales des variables réelles. Puis, la deuxième méthode utilisée est le Deterministic Algorithm pour trouver la valeur optimale des variables réelles. En plus, une analyse de sensibilité par la méthode SSM (State-Space Method) est exécutée pour appliquer la méthode IFA (Intelligent Functional Approach) afin d'obtenir le troisième ensemble de solutions optimales pour l'exploitation sous échec partiel.

Résultats : La valeur optimale du profit dans les divers intervalles de temps a diminué de 12%. Tandis que la valeur optimale de l'objectif global a diminué de 18.8%.

2.3.3. Modèle de Divényi et al.

Le modèle étudié représente le profit des systèmes en fonction des stratégies de performance (contrôle, changement de nombre des unités d'exploitation, efficacité, consommation de carburants, service thermique). [16]

La méthode de résolution utilisée est un algorithme proposé par les auteurs. Cet algorithme comporte trois événements : Filtrage, Qualification et Optimisation.

Résultats : En s'intéressant à la réserve d'énergie, l'unité de cogénération qui fournit la plus grande quantité de réserve sera sélectionnée premièrement. En s'intéressant au prix moyen, l'unité de cogénération qui fournit les réserves à bas prix sera sélectionnée premièrement. En s'intéressant à la fonction « objectif », l'unité de cogénération ayant la plus petite valeur de solution sera sélectionnée premièrement.

2.3.4. Modèle de Tsay et Lin

Le modèle correspond à la minimisation du coût total de l'intégration dans l'industrie en fonction du temps d'usage. Ce dernier est constitué de : coût des carburants utilisés dans plusieurs types de chaudières (haute-pression et moyenne-pression), coût d'échange électrique avec le réseau et coût de l'eau industrielle. [17]

La méthode mathématique utilisée pour résoudre le problème c'est la programmation évolutionnaire (EP - Evolutionary Programming). Elle est comparée à la méthode de Newton-Raphson (NR).

Résultats : Les résultats ont montré que la méthode de la programmation évolutionnaire sert à obtenir la meilleure solution optimale globale. Le coût d'exploitation résultant par cette méthode est inférieur de 4.6 à 8.4% par rapport à celui obtenu par la méthode de Newton-Raphson. Le coût total d'exploitation obtenu à la période de pointe est : EP : 162430 NT\$/H, NR : 177320 NT\$/H. Celui obtenu à la période de demi-pointe est: EP : 206070 NT\$/H, NR : 216130 NT\$/H. Celui obtenu à la période creuse est: EP : 230070 NT\$/H, NR : 241390 NT\$/H.

2.3.5. Modèles de Furusawa et al.

Deux fonctions « objectif » correspondant au profit de l'intégration des systèmes de cogénération sont représentées. La première calcule le coût de l'électricité au niveau du distributeur à partir du flux optimal d'énergie à courant continu. Elle est fonction du coût des carburants, du coût de démarrage et de la subvention fournie au client. [18]

La méthode utilisée pour résoudre le problème est GAMS (General Algebraic ModelingSystem).

Résultats : Du point de vue du distributeur, il est possible de réduire les coûts de production y compris la considération de subventions.

La deuxième fonction calcule le coût de l'électricité au niveau du client. Elle est fonction des frais de demande, des frais d'énergie (y compris le coût d'échange électrique), du coût de l'équipement d'énergie et du coût de l'équipement du système de cogénération y compris le coût de subvention. [18]

La méthode utilisée pour résoudre le problème est GAMS (General Algebraic ModelingSystem).

Résultats : Du point de vue client, il peut introduire un large système de cogénération et acquérir un profit économique de la subvention fournie par le distributeur.

2.3.6. Modèle de Schellong et al.

La fonction « objectif » représente la maximisation de la marge de contribution. Cette dernière a pour rôle de couvrir les coûts fixes. Elle est calculée en fonction des revenus (électrique et thermique), du coût de maintenance, du coût des carburants et du coût d'exploitation. La fonction tient compte de la disponibilité des unités due à la maintenance et aux erreurs qui peuvent intervenir. [19]

La résolution mathématique est effectuée à l'aide de l'algorithme CPLEX.

Résultats : La séparation de production de chaleur de la production d'électricité en utilisant le système de stockage thermique, permet un mode de fonctionnement actuel avec un recouvrement du profil de charge calorifique à l'usine. L'addition d'une chaudière n'est pas nécessaire dans ce cas.

2.3.7. Modèle de Reidhav et al.

Le modèle étudié correspond à la valeur actuelle nette (NPV). Cette dernière est calculée en fonction du revenu de chaque unité, de la chaleur fournie par chacune, du coût de production de chaleur, des pertes calorifiques et du coût de service et de maintenance. [20]

La méthode de résolution utilisée est une méthode proposée par les auteurs.

Résultats : Il est favorable d'installer le chauffage urbain des zones clairsemées en Suède par rapport aux autres pays. Plus les coûts d'investissement et de production thermique sont bas, plus le chauffage urbain des zones clairsemées est important.

2.3.8. Modèle de Rezvan et al.

La fonction « objectif » correspond à la valeur actuelle nette (NPV) de l'investissement des systèmes de cogénération dans les résidences en fonction du coût d'investissement et du coût annuel. Ce dernier est fonction du coût variable, du coût de gaz consommé par le système et par les chaudières, et du coût de l'électricité. [21]

La méthode utilisée pour résoudre le problème est le GA (Genetic Algorithm).

Résultats : Si l'incertitude de la demande augmente, les capacités du système de cogénération et du refroidisseur d'absorption diminuent afin de diminuer le risque d'excès d'énergie. En plus, les capacités du refroidisseur électrique et de la chaudière augmentent pour assurer l'alimentation des charges pendant les heures de pointe.

2.3.9. Synthèse et conclusion

Les modèles étudiés dans cette partie ont pour but de calculer le profit du système de cogénération. Ce dernier dépend du revenu, du coût d'investissement et du coût de production du système. Les méthodes de résolution des modèles ont été citées ainsi que leurs résultats.

Dans la partie suivante, les émissions polluantes seront modélisées avec les méthodes de résolution des modèles et leurs résultats.

2.4. La pollution

Dans les parties précédentes, les modèles étudiés correspondent aux fonctions économiques. Ces dernières représentent le coût total d'investissement, le coût de production et d'exploitation et le profit.

Dans cette partie, les modèles étudiés correspondent à la pollution et aux émissions du système de cogénération.

Le calcul des émissions polluantes a pour but de mettre en évidence le degré de pollution afin de tenir compte du mode de fonctionnement des systèmes de cogénération. En fait, le type des carburants et la puissance des générateurs ont un grand effet de pollution.

2.4.1. Modèle de Tsay et al.

Le modèle utilisé met en évidence la minimisation des émissions polluantes. Il considère les émissions de NO_x et SO_x calculées en fonction de l'enthalpie des carburants [6], [7] et [8]. En plus, le modèle d'après [8] met en évidence les émissions de CO_2 .

La méthode mathématique utilisée pour résoudre le problème est la programmation évolutionnaire (EP - Evolutionary Programming).

Résultats : D'après [6], pour que les émissions soient minimales, la puissance importée doit être approximativement égale à 60 MW.

D'après [7], les émissions de SO_x et NO_x sont respectivement : 0.5241 T/H et 0.5 T/H pendant la période de pointe, 0.6772 T/H et 0.5 T/H pendant la période de demi-pointe et 0.6729 T/H et 0.5 T/H pendant la période creuse.

D'après [8], les résultats montrent que le coût de production est inversement lié à la quantité des émissions polluantes. Plus le coût de production est élevé, plus les émissions sont réduites et vice-versa. En plus, le choix de la solution optimale sera effectué suivant la stratégie de pondération recommandée par le décideur.

2.4.2. Modèle de Furusawa et al.

Dans [18], La fonction « objectif » calcule l'émission de CO₂ en fonction de la puissance de sortie des générateurs et de l'usage de gaz.

La méthode utilisée pour résoudre le problème est GAMS (General Algebraic ModelingSystem).

Résultats : Même si la capacité installée du système de cogénération est large, la consommation d'énergie primaire est réduite. Alors, l'installation du système de cogénération est efficace pour la réduction de la consommation d'énergie primaire et des émissions de CO₂.

2.4.3. Synthèse et conclusion

Les modèles étudiés dans cette partie représentent le calcul des émissions polluantes. Il est évident que la pollution dépend des carburants utilisés et de leur mode d'utilisation ainsi que des puissances des générateurs. Il est en plus remarquable que la réduction de pollution soit inversement liée à la minimisation du coût économique. Alors, les décideurs doivent optimiser leurs choix suivant les contraintes posées. Les méthodes de résolution des modèles ont été citées ainsi que leurs résultats.

Dans la partie suivante, de nouveaux facteurs principaux à l'intégration des systèmes de cogénération seront mentionnés.

2.5. Addition de facteurs principaux

Dans les parties précédentes, les fonctions « objectif » concernant le coût total, le coût de production et d'exploitation, le profit et la pollution du système de cogénération sont présentées. Ces fonctions ne tenaient pas compte de tous les facteurs possibles.

Dans cette partie, des facteurs principaux non surlignés dans les fonctions « objectif » seront discutés. Ces facteurs sont :

- le coût de maintenance comme variable temporelle, le facteur de détérioration et le facteur de motivation pour le profit.

- le coût d'usure des générateurs conventionnels éteints pour le coût de production et d'exploitation.

- le coût de maintenance comme variable temporelle, le facteur de détérioration, le facteur de motivation ainsi que le coût d'usure des générateurs conventionnels éteints pour le coût total.

- la pollution due à l'endommagement du système, le facteur de détérioration et la pollution réduite due aux générateurs conventionnels éteints.

2.5.1. Le coût de maintenance

Un des obstacles qui interviennent dans la décision d'installation des systèmes de cogénération ou des systèmes d'énergie renouvelable est le coût de maintenance. Il devra être calculé dans la fonction « objectif » pour mettre en évidence son intérêt économique au système. En outre, il est nécessaire de considérer le coût de maintenance comme variable temporelle, non pas comme constante comme le mentionnent certains articles.

Chaque système a ses propres composants et son propre coût de maintenance. Ceci dépend de la nature du système et des contraintes physiques. Il est en plus variable en fonction du temps et du vieillissement.

Le coût de maintenance est normalement négligeable au cours de la première année. Et le risque des défections dans le système augmente chaque année. Alors, il est nécessaire de considérer le coût de maintenance comme variable temporelle.

Le fait de calculer le coût de maintenance comme variable temporelle consiste à prendre en considération l'année d'exploitation. Ceci a un impact important sur le calcul du profit et du coût total.

2.5.2. Le facteur de détérioration

La fiabilité d'un système de cogénération varie d'un système à un autre. Ceci dépend normalement du type du système ou de la nature de sa fabrication. En fait, la fiabilité du système est un facteur important pour le calcul de coût.

Le facteur de détérioration est un indicateur de la fiabilité du système. Si le système est fiable, son facteur de détérioration est négligeable. Sinon, ce facteur a une valeur significative.

Si un système est non fiable, son intérêt économique diminue. Et parfois dans ce cas, il sera inutile d'installer le système de cogénération. Pour cette raison, la fiabilité du système a un rôle important dans la décision d'intégration des systèmes de cogénération. En plus, ce facteur a un effet sur la pollution. Si le système n'est plus fiable, il y aura des émissions polluantes supérieures à celles correspondantes au système fiable. Donc, il est indispensable de considérer le facteur de détérioration puisqu'il est un facteur intervenant au profit, au coût total et à la pollution du système.

2.5.3. Le facteur de motivation

Le facteur de motivation intégré par le distributeur consiste à motiver les clients pour installer des systèmes de cogénération. Il est en général défini par une somme d'argent offerte par le distributeur au client. Cette somme peut être représentée par une partie du coût d'investissement et ou par une somme proportionnelle à l'énergie vendue par le client au distributeur.

Dans plusieurs pays, l'énergie produite par le client et achetée par le distributeur est plus chère que celle qui est vendue par le distributeur au client. Par exemple, si le distributeur vend l'électricité à x \$/kWh, il l'achète à nx \$/kWh ($n > 1$).

En fait, le facteur de motivation n'est pas mis en évidence dans les fonctions qui calculent le profit. Il est considéré seulement comme une somme fixe de subvention. Ce facteur a un intérêt économique important surtout au niveau du client. Plus le facteur de motivation est grand, plus le profit est grand. Par suite, il est nécessaire de tenir compte de ce facteur en calculant le profit et le coût total.

2.5.4. Le coût d'usure des générateurs conventionnels éteints

En intégrant des systèmes de cogénération, une éteinte de générateurs conventionnels aura lieu. Cette dernière a plusieurs intérêts. Un de ces intérêts est la relaxation du générateur, surtout s'il n'est pas neuf.

En éteignant un générateur ancien ou endommagé, ceci va résulter d'un gain inattendu dû à la grande consommation de carburants dans le générateur et à son usure. Si ce générateur était neuf ou en bonnes conditions, il ne sera plus profitable de l'éteindre. Alors, il faut tenir compte d'éteindre le générateur ayant les pires conditions.

Le coût d'usure a donc un effet important sur le coût de production et d'exploitation et sur le coût total.

2.5.5. La pollution due à la détérioration du système

En vieillissant, le système de cogénération aura un effet polluant supérieur à celui qu'il avait quand il était neuf. En fait, l'efficacité du système et son rendement diminueront avec le temps. Ceci va causer plus de pollution due aux carburants résiduels et non brûlés dans la chaudière.

Ce facteur a un impact important sur le calcul des émissions polluantes.

2.5.6. La pollution réduite due aux générateurs conventionnels éteints

Un des buts de l'intégration des systèmes de cogénération est la réduction de la pollution. Cette réduction est due à l'efficacité du système de cogénération par rapport à celle du générateur conventionnel. Une fois ce dernier éteint, la pollution sera normalement réduite. En plus, si le générateur conventionnel est ancien ou en mauvaises conditions, son effet polluant est grand.

Alors, l'interruption des générateurs conventionnels a un impact positif à la réduction de la pollution. Pour cette raison, il est nécessaire de tenir compte de son effet sur le calcul des émissions polluantes.

2.5.7. Synthèse

Dans cette partie, des facteurs principaux à l'intégration des systèmes de cogénération ont été surlignés. Ces facteurs ont un effet important sur les fonctions « objectif » modélisant l'intégration.

Les facteurs sont : le coût de maintenance comme variable temporelle, le facteur de détérioration, le facteur de motivation, le coût d'usure des générateurs conventionnels éteints, la pollution due à la détérioration du système et la pollution réduite due aux générateurs conventionnels éteints.

Dans la partie suivante, des nouvelles fonctions « objectif » seront établies. Ces fonctions tiennent compte de tous les facteurs cités dans cette partie, ainsi que des facteurs utilisés dans les fonctions « objectif » déjà étudiées.

2.6. Les nouveaux modèles

Dans les parties précédentes, les fonctions « objectif » introduites dans des articles ont été discutées avec leurs méthodes de résolution et leurs solutions. En plus, les facteurs non surlignés dans ces fonctions sont cités dans la partie précédente.

Dans cette partie, les nouveaux modèles seront établis. Chaque modèle correspond à un thème. En effet, les nouvelles fonctions « objectif » rassemblent des facteurs déjà cités dans les articles, en plus des nouveaux facteurs discutés dans la partie précédente.

2.6.1. Le profit

La nouvelle fonction « objectif » correspondant au profit de l'intégration des systèmes de cogénération est représentée par l'équation (2.1).

$$\text{Coût d'énergie échangée} = \left(\sum_{j=1}^N (\sum_{i=1}^M (P_{ij} * t_{ij}) - E_{j \text{ load}}) * \left[\text{Max} \left((\sum_{i=1}^M (P_{ij} * t_{ij}) - E_{j \text{ load}}), 0 \right) * \left(\frac{n-1}{(\sum_{i=1}^M (P_{ij} * t_{ij}) - E_{j \text{ load}})} + 1 \right) \right] * \text{tariff} \right)$$

$$\text{Coût d'énergie produite} = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N (H_{bij} * c_{ij})$$

$$\text{Coût de maintenance} = (\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N \alpha_{ij} * c_{mij})$$

$$\text{Coût d'eau} = S_t * c_w$$

$$F_{\text{profit}} = \text{Coût d'énergie échangée} - \text{Coût d'énergie produite} - \text{Coût de maintenance} - \text{Coût d'eau}$$

$$F_{\text{profit}} = \left(\sum_{j=1}^N (\sum_{i=1}^M (P_{ij} * t_{ij}) - E_{j \text{ load}}) * \left[\text{Max} \left((\sum_{i=1}^M (P_{ij} * t_{ij}) - E_{j \text{ load}}), 0 \right) * \left(\frac{n-1}{(\sum_{i=1}^M (P_{ij} * t_{ij}) - E_{j \text{ load}})} + 1 \right) \right] * \text{tariff} - \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N (H_{bij} * c_{ij}) - (\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N \alpha_{ij} * c_{mij}) - S_t * c_w \right) \quad (2.1)$$

F_{profit} : Fonction profit économique (€)

M : Nombre des systèmes de cogénération

N : Nombre d'intervalles de temps

P_i : Puissance produite par le $i^{\text{ème}}$ système de cogénération (MW)

P_{ij} : Puissance produite par le $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (MW)

$$(P_{ij} = P_{ij\ el} + P_{ij\ th})$$

t_{ij} : Temps de production $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (h)

$E_{j\ load}$: La demande à l'intervalle j (MWh)

$tariff$: Tarif de l'électricité (€/MWh)

n : Facteur de motivation quand le client vend de l'électricité au distributeur (normalement $1 \leq n \leq 4$)

H_{bij} : Enthalpie du carburant dans la chaudière du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (MWh)

$$P_{ij} = P_{ij\ thermal} + P_{ij\ electrical} \text{ or } H_{bij} = P_{ij} * t_{ij} + Losses$$

$$0 \leq Losses \leq 0.5 H_{bij}$$

$Losses$: Pertes dans la chaudière (MWh)

c_{ij} : Coût du carburant du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (€/MWh)

α_{ij} : Facteur de détérioration du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j ($0 \leq \alpha_i \leq 1$; $\alpha_i = 0$ pour un système de cogénération idéal et $\alpha_i=1$ pour le système endommagé)

c_{mij} : Coût moyen de maintenance du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (€)

S_t : Demande totale de vapeur (Tonnes)

c_w : Coût de l'eau (€/Tonne)

Cette fonction est à maximiser. En plus, elle présente une nouveauté car elle tient compte du coût de maintenance comme variable temporelle, du facteur de détérioration et du facteur de motivation.

2.6.2. Le coût de production et d'exploitation

La nouvelle fonction « objectif » correspondant au coût de production et d'exploitation de l'intégration des systèmes de cogénération est représentée par l'équation (2.2).

$$\text{Coût d'énergie produite} = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N (H_{bij} * c_{ij})$$

$$\text{Coût d'usure des générateurs conventionnels} = \sum_{k=0}^K (\sum_{j=1}^N (\sum_{i=1}^M t_{ij}) * a_{jk})$$

$$\text{Coût d'eau} = S_t * c_w$$

$$F_{prod} = \text{Coût d'énergie produite} - \text{Coût d'usure des générateurs conventionnels} + \text{Coût d'eau}$$

$$F_{prod} = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N (H_{bij} * c_{ij}) - \sum_{k=0}^K (\sum_{j=1}^N (\sum_{i=1}^M t_{ij}) * a_{jk}) + S_t * c_w \quad (2.2)$$

F_{prod} : Fonction coût de production et d'exploitation (€)

M : Nombre des systèmes de cogénération

N : Nombre d'intervalles de temps

K : Nombre des générateurs conventionnels éteints

H_{bij} : Enthalpie du carburant dans la chaudière du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (MWh)

c_{ij} : Coût du carburant du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (€/MWh)

a_{jk} : Coût d'usure du $k^{\text{ème}}$ générateur conventionnel éteint à l'intervalle de temps j dû à l'intégration du système de cogénération (€/h)

S_t : Demande totale de vapeur (Tonnes)

c_w : Coût de l'eau (€/Tonne)

Cette fonction est à minimiser. En plus, elle présente une nouveauté car elle tient compte du coût d'usure des générateurs conventionnels éteints.

2.6.3. Le coût total

La nouvelle fonction « objectif » correspondant au coût total de l'intégration des systèmes de cogénération est représentée par l'équation (2.3).

$F_{Total} = \text{Coût d'énergie produite} - \text{Coût d'usure des générateurs conventionnels} +$
 $\text{Coût de maintenance} - \text{Coût d'énergie échangée} + \text{Coût d'investissement} +$
 $\text{Coût de transmission}$

Avec $\text{Coût de transmission} = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N (P_{ij} * t_{ij}) * c_t$

$$F_{Total} = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N (H_{bij} * c_{ij}) - \sum_{k=0}^K (\sum_{j=1}^N (\sum_{i=1}^M t_{ij}) * a_{jk}) + (\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N \alpha_{ij} * c_{mij}) + S_t * c_w - \left(\sum_{j=1}^N (\sum_{i=1}^M (P_{ij} * t_{ij}) - E_j \text{ load}) * \left[\text{Max} \left((\sum_{i=1}^M (P_{ij} * t_{ij}) - E_j \text{ load}), 0 \right) * \left(\frac{n-1}{(\sum_{i=1}^M (P_{ij} * t_{ij}) - E_j \text{ load})} + 1 \right) \right] * \text{tariff} + \text{Inv. Cost} + \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N (P_{ij} * t_{ij}) * c_t \right) \quad (2.3)$$

F_{Total} : Fonction coût total (€)

M : Nombre des systèmes de cogénération

N : Nombre d'intervalles de temps

K : Nombre des générateurs conventionnels éteints

P_i : Puissance produite par le $i^{\text{ème}}$ système de cogénération (MW)

P_{ij} : Puissance produite par le $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (MW)

t_{ij} : Temps de production $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (h)

$E_j \text{ load}$: La demande à l'intervalle j (MWh)

tariff: Tarif de l'électricité (€/MWh)

n: Facteur de motivation quand le client vend de l'électricité au distributeur (normalement $1 \leq n \leq 4$)

H_{bij} : Enthalpie du carburant dans la chaudière du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (MWh)

c_{ij} : Coût du carburant du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (€/MWh)

α_{ij} : Facteur de détérioration du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j ($0 \leq \alpha_i \leq 1$; $\alpha_i = 0$ pour un système de cogénération idéal et $\alpha_i=1$ pour le système endommagé)

c_{mij} : Coût moyen de maintenance du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (€)

a_{jk} : Coût d'usure du $k^{\text{ème}}$ générateur conventionnel éteint à l'intervalle de temps j dû à l'intégration du système de cogénération (€/h)

S_t : Demande totale de vapeur (Tonnes)

c_w : Coût de l'eau (€/Tonne)

Inv. Cost: Coût d'investissement du système de cogénération (€)

c_t : Coût unitaire de transmission (€/MWh)

Cette fonction est à minimiser. En plus, elle présente une nouveauté car elle tient compte du coût de maintenance comme variable temporelle, du facteur de détérioration, du facteur de motivation et du coût d'usure des générateurs conventionnels éteints.

2.6.4. La pollution

La nouvelle fonction « objectif » correspondant à la pollution due de l'intégration des systèmes de cogénération est représentée par l'équation (2.4).

$$Pollution \text{ des carburants} = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N (H_{bij} * D_{ij})$$

$$\text{Pollution due à la détérioration} = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N \alpha_{ij} * \text{Dam}_{ij}$$

$$\text{Pollution du générateur conventionnel éteint} = \sum_{k=0}^K \left(\sum_{j=1}^N \left(\sum_{i=1}^M t_{ij} \right) * \text{Pol}_{jk} \right)$$

$F_{\text{pollution}} = \text{Pollution des carburants} + \text{Pollution due à la détérioration} -$
 Pollution du générateur conventionnel éteint

$$F_{\text{pollution}} = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N (H_{bij} * D_{ij}) + \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N \alpha_{ij} * \text{Dam}_{ij} - \sum_{k=0}^K \left(\sum_{j=1}^N \left(\sum_{i=1}^M t_{ij} \right) * \text{Pol}_{jk} \right) \quad (2.4)$$

$F_{\text{pollution}}$: Fonction pollution (Tonnes)

M: Nombre des systèmes de cogénération

N: Nombre d'intervalles de temps

K: Nombre des générateurs conventionnels éteints

H_{bij} : Enthalpie du carburant dans la chaudière du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (MWh)

α_{ij} : Facteur de détérioration du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j ($0 \leq \alpha_i \leq 1$; $\alpha_i = 0$ pour un système de cogénération idéal et $\alpha_i=1$ pour le système endommagé)

D_{ij} : Taux de pollution des carburants dans la chaudière du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (Tonne/MWh)

Dam_{ij} : Pollution due à l'endommagement du $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (Tonnes)

Pol_{jk} : Pollution du $k^{\text{ème}}$ générateur conventionnel éteint à l'intervalle de temps j (Tonnes/h)

t_{ij} : Temps de production $i^{\text{ème}}$ système de cogénération à l'intervalle de temps j (h)

Cette fonction est à minimiser. En plus, elle présente une nouveauté car elle tient compte de la pollution due à l'endommagement du système, du facteur de détérioration et de la pollution réduite des générateurs conventionnels éteints.

2.6.5. Synthèse

Dans cette partie, de nouveaux modèles correspondant à l'intégration des systèmes de cogénération ont été établis. Ces modèles représentent une nouveauté de calcul surtout qu'ils introduisent de nouveaux facteurs.

Les modèles établis correspondent au profit, au coût de production et d'exploitation, au coût total et à la pollution des systèmes de cogénération.

Dans la partie suivante, une comparaison des résultats obtenus par les nouvelles fonctions avec ceux obtenus par des fonctions correspondant aux mêmes thèmes aura lieu.

2.7. Comparaison des résultats

Dans les parties précédentes, une vue générale des fonctions « objectif » est faite ainsi que l'établissement des nouvelles fonctions en tenant compte des paramètres non surlignés dans les articles.

Dans cette partie, il y aura une comparaison entre les résultats obtenus par les nouvelles fonctions et ceux obtenus par des fonctions correspondant aux mêmes thèmes. Le but de cette comparaison est la validation des nouvelles fonctions « objectif ».

2.7.1. Comparaison des profits

En ce qui concerne le profit, la nouvelle fonction est comparée à celle de Tsay et Lin [17]. En fait, cette dernière comporte les mêmes paramètres utilisés dans la nouvelle fonction de profit. Alors, la comparaison aura lieu au niveau des additions à la fonction. Ces additions correspondent au coût de maintenance comme variable temporelle, au facteur de détérioration et au facteur de motivation.

Selon la figure 2-1, pour $n = 1$ (pas de motivation), la nouvelle fonction a des valeurs pires que la fonction de référence. Mais, pour les autres valeurs de n , la nouvelle fonction a des meilleurs résultats. Et il est évident que si n est élevé, le résultat est élevé.

En outre, le facteur de détérioration et le coût de maintenance ont un impact significatif sur le résultat. Comme le montre la figure 2-1, pour les plus petites valeurs de α (et le coût de maintenance), la fonction a de meilleurs résultats et vice-versa.

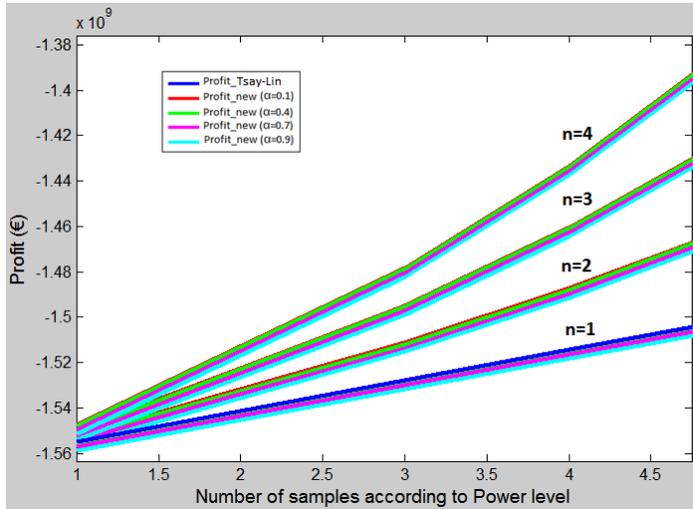


Figure 2.2-1. Comparaison des profits montrant l'effet des facteurs ajoutés

2.7.2. Comparaison des coûts de production et d'exploitation

En ce qui concerne le coût de production et d'exploitation, la nouvelle fonction est comparée à celle de Guo et al [9]. En fait, cette dernière comporte les mêmes paramètres utilisés dans la nouvelle fonction de coût de production et d'exploitation. Alors, la comparaison aura lieu au niveau des additions à la fonction. Ces additions correspondent au coût d'usure des générateurs conventionnels éteints. Selon la figure 2-2, il est évident que le coût d'attrition du générateur conventionnel éteint a un impact significatif sur le coût de production. En effet, si le coût d'attrition est élevé, le coût de production est faible et vice-versa.

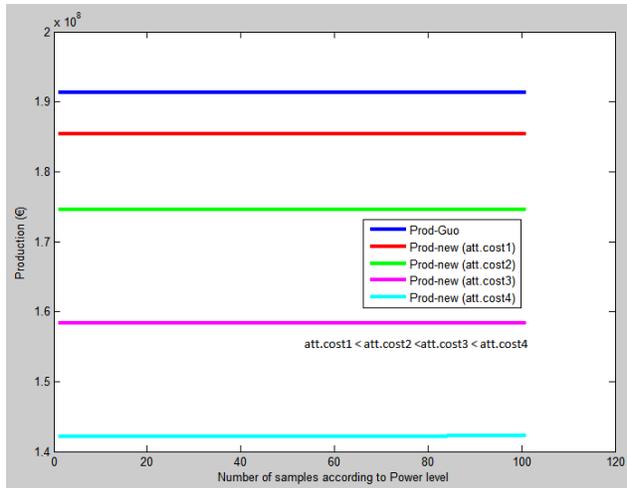


Figure 2.2-2. Comparaison des coûts de production et d'exploitation montrant l'effet des facteurs ajoutés

2.7.3. Comparaison des coûts totaux

En ce qui concerne le coût total, la nouvelle fonction est comparée à celle de Hong et al [5]. En fait, cette dernière comporte les mêmes paramètres utilisés dans la nouvelle fonction de coût total, sauf le coût d'investissement. Le coût d'investissement est ajouté à la fonction de Hong et al. Alors, la comparaison aura lieu au niveau des additions à la fonction correspondent au coût de maintenance comme variable temporelle, au facteur de détérioration, au facteur de motivation et au coût d'usure des générateurs conventionnels éteints.

Selon la figure 2-3, le facteur de motivation a montré un impact significatif sur le coût total. En particulier, à une puissance donnée, le coût total va s'annuler à cause du gain obtenu. En même temps, le coût d'attrition du générateur conventionnel éteint, le facteur de détérioration et le coût de maintenance ont montré le même effet discuté dans la comparaison et les résultats du coût de production. En augmentant le nombre d'échantillons, l'amélioration sera de plus en plus évidente.

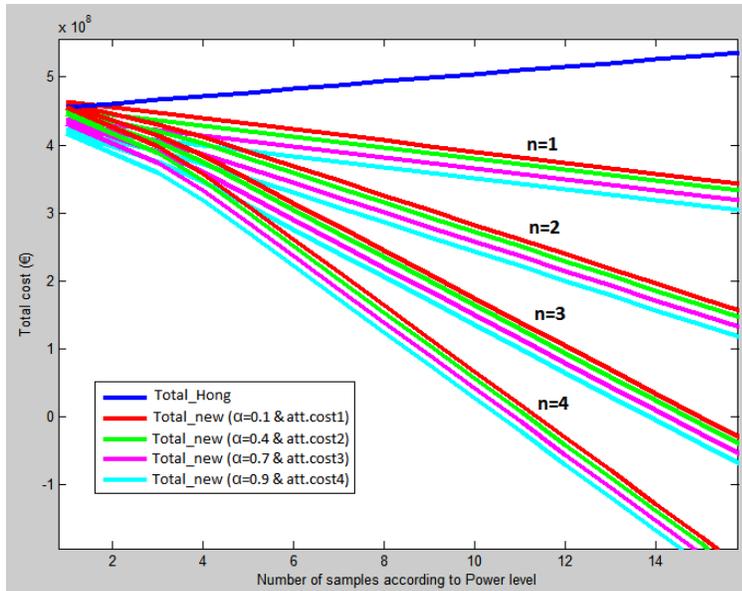


Figure 2.2-3. Comparaison des coûts totaux montrant l'effet des facteurs ajoutés

2.7.4. Comparaison des émissions polluantes

En ce qui concerne la pollution, la nouvelle fonction est comparée à celle de Furusawa et al [18]. En fait, cette dernière comporte les mêmes paramètres utilisés dans la nouvelle fonction des émissions polluantes. La comparaison aura lieu au niveau des additions à la fonction qui correspondent : à la pollution due à l'endommagement du système, au facteur de détérioration et à la pollution réduite des générateurs conventionnels éteints.

Selon la figure 2-4, le facteur de détérioration et la pollution due à la détérioration du système, en fixant la réduction de la pollution due au générateur conventionnel éteint, ont un impact significatif sur le calcul d'émissions polluantes. Il est évident que lorsque le facteur de détérioration est élevé, la pollution est élevée et vice-versa.

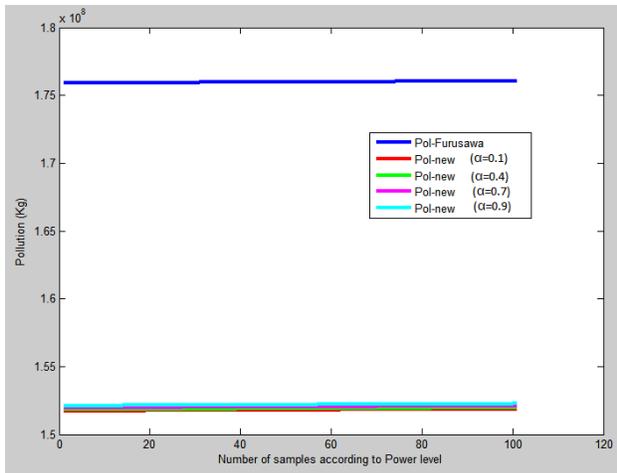


Figure 2.2-4. Comparaison des calculs des émissions polluantes montrant l'effet du facteur de détérioration

Selon la figure 2-5, la réduction de la pollution due au générateur conventionnel éteint, en fixant le facteur de détérioration, a un impact positif sur les calculs d'émissions polluantes. Si ce paramètre est grand, la pollution est faible et vice-versa.

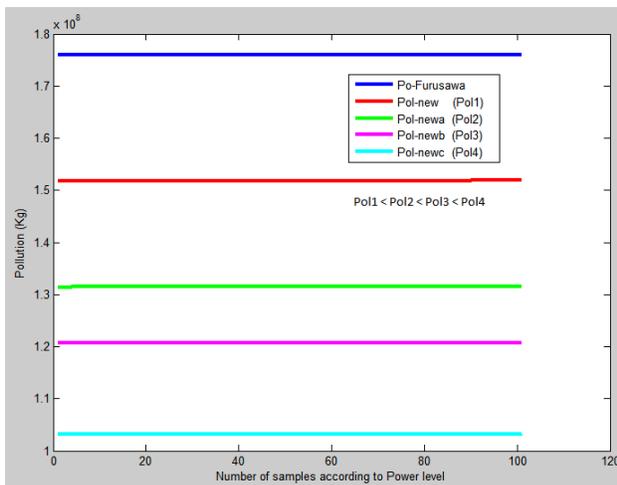


Figure 2.2-5. Comparaison des émissions polluantes montrant l'effet de la pollution réduite des générateurs conventionnels éteints

2.7.5. Synthèse et conclusion

Dans cette partie, les comparaisons des fonctions ont été travaillées. Ces comparaisons ont montré l'importance et l'effet significatif de tous les facteurs ajoutés.

Au niveau du profit, la nouvelle fonction a donné un profit supérieur à l'ancienne fonction. Au niveau du coût de production et d'exploitation et du coût total, la nouvelle fonction a donné des coûts inférieurs à ceux donnés par les anciennes fonctions. De même pour la pollution, la nouvelle fonction calculant les émissions polluantes a montré une amélioration avec des émissions inférieures à celles obtenues par l'ancienne fonction.

2.8. Conclusion

Dans ce chapitre, une vue générale bibliographique des modèles mathématiques est faite. Ces modèles correspondent à deux problématiques concernant l'intégration des systèmes de cogénération: l'économie et la pollution.

En ce qui concerne l'économie, trois thèmes de modèles mathématiques sont mis en évidence. Ces trois thèmes sont: le coût total d'investissement, le coût de production et d'exploitation et le profit. La pollution est mise en évidence dans certains travaux.

Les modèles mathématiques sont présentés ainsi que leurs méthodes de résolution et leurs résultats.

De nouveaux facteurs ayant un impact important sur le calcul des fonctions sont surlignés dans ce chapitre. En plus, de nouvelles fonctions « objectif » sont établies en tenant compte de ces facteurs. Les nouvelles fonctions correspondent aux thèmes économiques (profit, coût de production et d'exploitation et coût total) ainsi qu'à la pollution.

Enfin, une comparaison des résultats obtenus par les nouvelles fonctions avec ceux obtenus par les anciennes fonctions est faite. Cette comparaison a montré l'impact positif des facteurs ajoutés aux calculs du profit, du coût de production et d'exploitation, du coût total et des émissions polluantes. Il est alors essentiel d'utiliser ces facteurs durant les décisions lors de l'intégration des systèmes de cogénération dans le réseau électrique (smart-grid).

Certains travaux mentionnant la pollution ont montré une contradiction entre la minimisation du coût économique et la minimisation des émissions polluantes. Dans le chapitre suivant, les modèles de performance établis seront déployés dans l'établissement d'une nouvelle technique de prise de décision qui traite cette contradiction. Cette technique de prise de décision

sera appliquée pour trouver la meilleure puissance de cogénération à intégrer dans un réseau électrique.

3. Meilleure puissance de cogénération : Stratégie de prise de décision

3.1. Introduction

Comme déjà mentionné dans les chapitres précédents, les systèmes de cogénération se caractérisent par un rendement énergétique très élevé (80 à 90 %) ainsi que par un aspect moins polluant par rapport à la production conventionnelle d'énergie (la production séparée). L'intégration de ces systèmes dans le réseau d'énergie doit tenir compte simultanément de leurs défis économiques et environnementaux. De plus, le service de distribution électrique peut motiver les usagers de ces systèmes en achetant leurs productions (électrique et thermique) résiduelles. Dans ce cas, la « smart-grid » est l'interface qui gère l'interaction clients-réseau.

Dans le chapitre 2, les modèles de performance et les facteurs principaux de ces modèles sont présentés, ainsi que les nouveaux modèles.

Dans ce chapitre, notre objectif est de calculer les meilleures puissances des systèmes de cogénération devant être installées pour plusieurs niveaux de consommation. Les niveaux de consommation étudiés sont : un bâtiment résidentiel, un centre commercial, une usine pharmaceutique, une usine de papeterie et une région métropolitaine.

Dans des travaux antérieurs, Tsay et al ont calculé la puissance qui doit être importée pour obtenir le coût minimal de production, et la puissance qui doit être importée pour obtenir le minimum d'émissions polluantes. En outre, ils ont proposé une stratégie de répartition qui pourrait être appropriée pour les décideurs [25]. Dans [26] et [27], ils ont également considéré les contraintes environnementales dans le calcul du coût optimal en période de pointe, de demi-pointe et des périodes creuses dans [26]. Et dans [27], ils ont déduit que pour un coût minimal de production, correspond une pollution maximale et inversement. Dans [33], Frangopoulos et al ont utilisé l'Algorithme Génétique (GA) avec une analyse de sensibilité pour trouver le nombre de systèmes de cogénération à installer pour des capacités données, sans tenir compte des contraintes environnementales. En fait, les capacités des systèmes ont été précisées, alors ils devaient seulement choisir la quantité des systèmes de cogénération à installer. Dans [37], Furusawa et al ont étudié le coût de production en vertu des contraintes environnementales. Ils en ont déduit que, même si les systèmes de cogénération installés ont une grande capacité, ils sont toujours efficaces pour réduire la consommation d'énergie primaire et les émissions polluantes (CO₂). Dans [41],

Freschi et al ont trouvé des solutions de compromis en appliquant la méthode de la somme pondérée (the weighted sum method) pour les évaluations économique et environnementale. Cette méthode n'a pas abouti à une solution unique. En effet, différentes solutions sont trouvées en modifiant la pondération. Cette méthode ne peut pas être considérée claire et précise.

A partir des travaux mentionnés, il n'existe aucune stratégie de choix qui conduit à sélectionner la meilleure puissance d'un système de cogénération devant être installée avec un compromis économique-environnemental.

En outre, il existe de nombreuses techniques de prise de décision utilisées avec l'optimisation multi-objectif. Dans [42], Perera et al ont utilisé la technique Fuzzy TOPSIS [43] de prise de décision multicritère (multi-criteria decision making) pour concevoir un système d'énergie hybride. Ils ont combiné cette technique avec l'optimisation multi-objectif de Pareto. Dans la technique mentionnée, la solution est obtenue par une matrice de décision pondérée. Par conséquent, TOPSIS Fuzzy est une technique d'estimation basée sur le poids suggéré par les décideurs. Dans [44], Chaudhuri et al ont utilisé une méthode de prise de décision multicritère interactive. La méthode est basée sur: l'approche de la somme pondérée, l'approche basée sur la fonction du service de distribution et l'approche de la fonction de Tchebycheff. Ainsi, ils ont utilisé des informations de compromis entre les objectifs. Le résultat est obtenu grâce à l'avis du décideur, qui est basé sur des estimations. Dans [45], Pedrycz et Song ont utilisé les méthodes d'AHP (Analytic Hierarchy Process) [46-50] et des informations de granularité. Les décideurs doivent choisir une matrice réciproque et un niveau de granularité. Dans [51], Huang a utilisé la théorie des ensembles flous (Fuzzy sets theory) et des poids appliqués à chaque objectif selon son importance. Dans [52], Niknam et al ont utilisé un algorithme de prise de décision floue (Fuzzy) basé sur les facteurs de pondération sélectionnés par l'opérateur en fonction de l'importance de la fonction objectif. Dans [53], Miettinen et al ont utilisé des éléments de la méthode d'optimisation multi-objectif NIMBUS [54-56] de classification interactive. Dans ce procédé, des solutions optimales de Pareto ont été obtenues en résolvant un problème qui comprend des informations de préférence donné par le décideur sous forme de classifications. Et ils ont utilisé des constantes basées sur des estimations pour échelonner les objectifs. Dans [57], Gunawan et Azarm ont testé la robustesse de la conception. Par suite, l'ensemble des conceptions robustes a été considéré comme ensemble de solutions optimales, donc solution de Pareto. Dans [58], Dowhan et al ont

utilisé la méthode AHP avec l'optimalité de Pareto. Dans [59], Yang et Wang ont utilisé la méthode d'approche d'agrégation pondérée qui convertit un problème multi-objectif en un problème mono-objectif en multipliant chaque objectif avec des poids définis et estimés par l'utilisateur et le décideur. Dans [60], Dufo-Lopez et al ont utilisé de nombreuses stratégies de contrôle pour la production d'énergie pour trouver le meilleur résultat du "Pareto front".

Comme déjà démontré dans la bibliographie, toutes les techniques de prise de décision ont été basées sur des estimations et des suggestions. Dans certains cas, ces techniques sont appropriées parce que le décideur a une conséquence prédite qui doit être confirmée par le procédé. Mais dans la plupart des cas, les décideurs ont besoin d'un résultat scientifique et précis.

Dans ce chapitre, une nouvelle méthode de sélection de la meilleure solution calculée par une méthode heuristique d'optimisation est proposée. Cette méthode est appliquée pour trouver la "meilleure" puissance d'un SC devant être installée et respectant le conflit économique-environnemental. Elle est basée sur le calcul des résidus de la régression multilinéaire. Cette méthode sert à trouver, dans notre cas, le compromis entre la puissance, l'économie et la pollution. Les données exploitées sont les résultats de l'optimisation « multi-objectif » de l'algorithme génétique.

Dans ce même chapitre, l'impact de la subvention sur la puissance de SC à installer sera mis en évidence.

Dans la deuxième section, les modèles mathématiques représentés par les fonctions « objectif » seront établis. Dans la troisième section, la méthode d'optimisation « multi-objectif » de l'algorithme génétique sera présentée. Dans la quatrième section, la nouvelle méthode d'analyse de sensibilité et de données sera détaillée et expliquée. Et dans la cinquième section, nous discuterons les résultats obtenus.

3.2. Modèles mathématiques

Dans cette section, les modèles mathématiques sur lesquels est basée l'optimisation « multi-objectif » sont établis. Par conséquent, deux fonctions objectif sont présentées et discutées. La première fonction « objectif » représente la fonction économique et la seconde représente la fonction pollution. La fonction économique et la fonction pollution, dans notre cas, correspondent au coût total et aux émissions polluantes (CO₂) du système de cogénération respectivement.

Sachant que, dans le chapitre précédent, quatre fonctions « objectif » ont été établies. Le profit et le coût de production et d'exploitation sont clairement corrélés avec le coût total. Pour simplifier notre travail, nous avons décidé de considérer le coût total comme fonction économique représentative des trois fonctions.

3.2.1. Coût total

La fonction « objectif » correspondant au problème économique représente le coût total d'un système de cogénération lorsqu'il est intégré au réseau. Cette fonction prend en compte le coût de l'énergie produite, le coût de l'énergie échangée, le coût d'investissement et le coût de l'avantage en raison de la substitution des générateurs conventionnels par de tels systèmes.

La fonction coût total à minimiser est représentée par l'équation (3.1).

$$F_{Total} = \sum_{j=1}^N (H_b * c_j) - \sum_{j=1}^N t_j * a_j + \sum_{j=1}^N \alpha_j * c_{mj} - \left(\sum_{j=1}^N (P * t_j - E_j load) * \left[\text{Max}(P * t_j - E_j load, 0) * \left(\frac{n-1}{P * t_j - E_j load} \right) + 1 \right] \right) * \text{tariff} + \text{Inv. Cost} + \sum_{j=1}^N \left(\text{Max}(P * t_j - E_j load, 0) \right) * c_t \quad (3.1)$$

Avec :

$$\sum_{j=1}^N t_j * a_j + \sum_{j=1}^N \alpha_j * c_{mj} - \left(\sum_{j=1}^N (P * t_j - E_j load) * \left[\text{Max}(P * t_j - E_j load, 0) * \left(\frac{n-1}{P * t_j - E_j load} \right) + 1 \right] \right) * \text{tariff} = \text{coût de l'énergie échangée}$$

$$\sum_{j=1}^N (H_b * c_j) = \text{coût de l'énergie produite}$$

$$\sum_{j=1}^N \alpha_j * c_{mj} = \text{coût de maintenance}$$

$$\sum_{j=1}^N t_j * a_j = \text{coût d'usure des générateurs conventionnels}$$

$$\sum_{j=1}^N (P * t_j - E_j load) * c_t = \text{coût de transmission}$$

$$\text{N.B: } \text{Max}(P * t_j - E_j load, 0) * \left(\frac{n-1}{P * t_j - E_j load} \right) + 1 = 1 \text{ ou } n$$

Alors:

$$F_{Total} = \text{coût de l'énergie produite} - \text{coût de l'énergie échangée} \\ + \text{coût de maintenance} - \text{coût d'usure des générateurs conventionnels} \\ + \text{coût d'investissement} + \text{coût de transmission}$$

3.2.2. Emissions polluantes

La fonction « objectif » correspondant à la pollution représente les émissions polluantes d'un système de cogénération lorsqu'il est intégré au réseau. Cette fonction prend en compte la pollution des carburants consommés, la fiabilité du système et la réduction de la pollution due à la substitution des générateurs conventionnels par des systèmes de cogénération.

La fonction concernant les émissions polluantes (CO₂) à minimiser est représentée par l'équation (3.2).

$$F_{pollution} = \sum_{j=1}^N (H_b * D_j) + \sum_{j=1}^N \alpha_j * Dam_j - \sum_{j=1}^N t_j * Pol_j \quad (3.2)$$

Avec:

$$\sum_{j=1}^N (H_b * D_j) = \text{Pollution des carburants}$$

$$\sum_{j=1}^N \alpha_j * Dam_j = \text{Pollution due à la détérioration du système}$$

$$\sum_{j=1}^N t_j * Pol_j = \text{Pollution du générateur conventionnel éteint}$$

Alors:

$$F_{pollution} = \text{Pollution des carburants} + \\ \text{Pollution due à la détérioration du système} - \\ \text{Pollution du générateur conventionnel éteint}$$

3.2.3. Rassemblement des fonctions « objectif »

Etant contradictoires, les deux fonctions objectif devraient être résolues simultanément afin de trouver la meilleure solution. Cette dernière pourrait être obtenue par un outil d'optimisation « multi-objectif » qui cherche une solution respectant les critères économiques et environnementaux.

3.3. Optimisation multi-objectif

Comme indiqué dans [27], le coût de production, qui est lié au coût total, est inversement proportionnel à la pollution (Figure 3-1). Par conséquent, le système contenant ces deux fonctions doit être résolu en utilisant un outil d'optimisation « multi-objectif ». Pour cette raison, nous avons choisi la méthode d'optimisation « multi-objectif » du GA. Cette méthode est appliquée en utilisant Matlab R2011b, sur un PC Intel Core I7 avec une vitesse de processeur de 3,4 GHz.

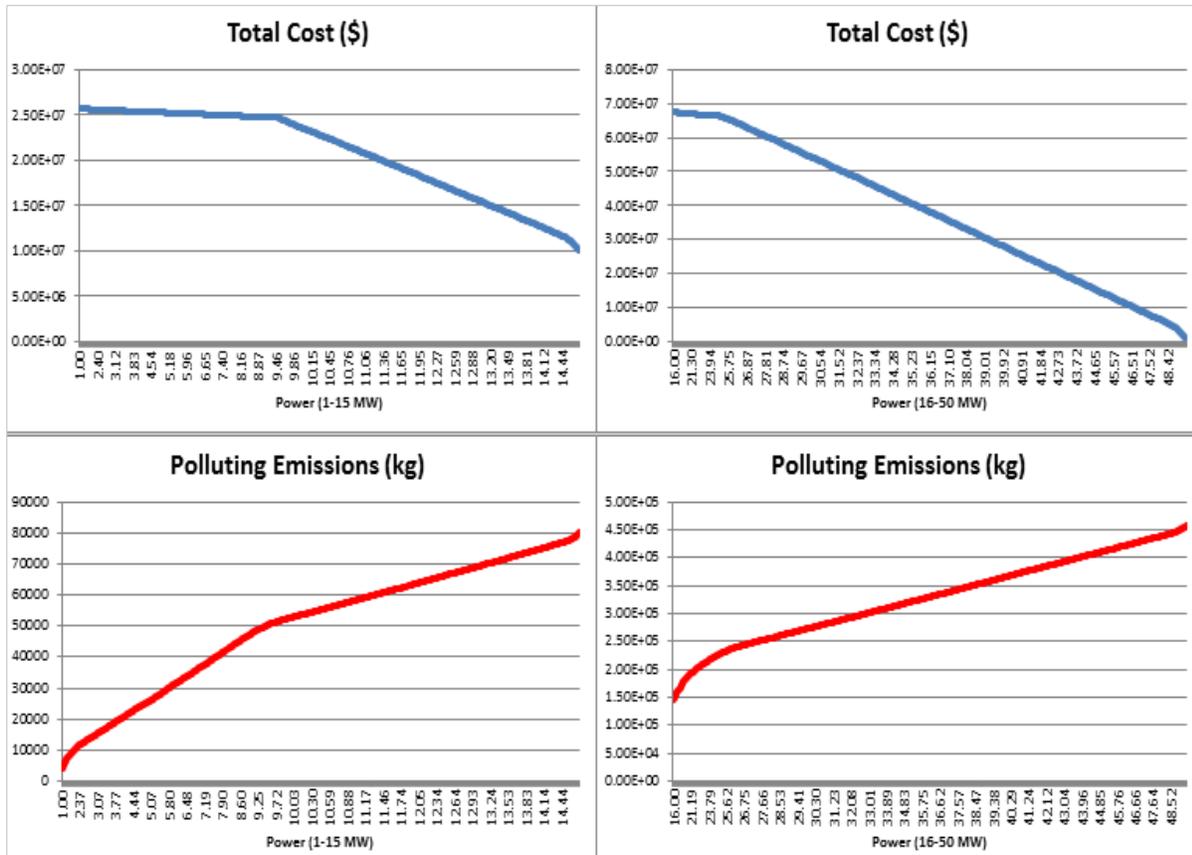


Figure 3-1. Coût total vs. Emissions polluantes en fonction de la puissance (pour le secteur industriel)

3.3.1. Qu'est-ce qu'une optimisation « multi-objectif » ?

Un seul objectif à plusieurs contraintes ne peut pas représenter adéquatement le problème confronté, alors nous aurions besoin de formuler le problème avec plus d'un objectif. Soit le vecteur d'objectifs, $F(x) = [F_1(x), F_2(x), \dots, F_m(x)]$, qui doit être étudié. L'importance relative de ces objectifs n'est généralement pas connue avant que le système soit bien déterminé et que les

compromis entre les objectifs soient bien compris. Quand le nombre d'objectifs augmente, les compromis seront susceptibles de devenir complexe et moins faciles à quantifier.

Dans notre cas, nous avons $F(\text{Puissance}) = [\text{Coût_total}(\text{Puissance}), \text{Emissions_polluantes}(\text{Puissance})]$. Ensuite, nous devons évaluer le système que nous étudions par ses performances économique et environnementale. En outre, nous n'avons que deux objectifs, ceci signifie que nous n'avons pas le problème de complexité dans la résolution du problème.

3.3.2. L'algorithme génétique

Le concept du GA a été développé par Holland et ses collègues dans les années 1960 et 1970 [61]. Il a été inspiré par la théorie évolutionniste qui explique l'origine des espèces [62].

La procédure proposée du GA est selon les étapes suivantes:

- 1) La création d'une population initiale aléatoire;
- 2) L'évaluation des individus et l'application de la méthode de la fonction de pénalité;
- 3) Le classement des individus, le calcul de performance, et l'enregistrement des meilleurs individus;
- 4) L'enregistrement de tous les individus non-dominé dans l'opérateur de filtre de l'ensemble de Pareto;
- 5) La sélection des paires d'individus en tant que parents;
- 6) Le croisement des parents pour générer les enfants;
- 7) Le remplacement des individus en utilisant l'opérateur de niche;
- 8) La mutation génétique;
- 9) Le remplacement des individus en utilisant l'opérateur de l'élitisme [63].

3.3.3. Algorithme génétique multi-objectif élitiste

La fonction GA multi-objectif utilise un algorithme génétique élitiste "contrôlé" (une variante de NSGA-II [64]).

En fait, un GA élitiste ‘‘ contrôlé’’ préfère les individus affectant l'augmentation de la diversité de la population, même s'ils ont une valeur de performance non élevée, tandis que, un GA élitiste simple préfère toujours les individus avec une meilleure performance seulement. La diversité de la population est maintenue pour la convergence à un front de Pareto optimal. Ceci est fait en contrôlant les membres d'élite de la population en temps de progression de l'algorithme. Deux options sont utilisées pour contrôler l'élitisme: 'ParetoFraction' et 'DistanceFunction'.

L'option 'ParetoFraction' limite le nombre d'individus sur le front de Pareto (membres d'élite), alors que l'option 'DistanceFunction' contribue à maintenir la diversité sur un front en préférant les individus qui sont relativement loin sur ce front [65].

Dans ce travail, nous appliquons le GA aux fonctions coût et pollution simultanément. Nous avons, sur le front de Pareto, des individus correspondant à la puissance de SC pour des valeurs données du coût total et des émissions polluantes.

Ensuite, nous pouvons déduire de cette optimisation « multi-objectif » un ensemble de propositions représentées par le triplet (*Coût_total; Emissions_polluantes; Puissance*).

3.3.4. Niveaux d'intégration

L'optimisation « multi-objectif » est effectuée en tenant compte de nombreux niveaux de consommation d'énergie. Ces niveaux sont classés suivant trois genres d'usage: résidentiel et commercial (R&C), industriel et métropolitain. Pour les usages R&C et industriel il existe deux niveaux d'intégration de systèmes de cogénération, et pour l'usage métropolitain un seul niveau est étudié.

3.3.4.1. Usage résidentiel et commercial

Le premier niveau d'intégration correspond à un bâtiment résidentiel composé de six moyens appartements (100 m² / appartement). La consommation est de 57 000 kWh (électrique + thermique) à la première année, et 56 000 kWh à la deuxième.

La contrainte d'inégalité pour ce niveau est $P \leq 15 \text{ kW}$; les limites (bornes) inférieure et supérieure sont de 5 kW et de 15 kW respectivement.

Le deuxième niveau d'intégration correspond à un centre commercial qui comporte 17 boutiques. La consommation est de 100 000 kWh (électrique + thermique) à la première année, et 105 000 kWh à la deuxième.

La contrainte d'inégalité pour ce niveau est $P \leq 30 \text{ kW}$; les limites inférieure et supérieure sont de 16 kW et de 30 kW respectivement.

3.3.4.2. Usage industriel

Le premier niveau d'intégration correspond à une usine pharmaceutique. La consommation est de 77 000 MWh (électrique + thermique) à la première année, et 76 000 MWh à la deuxième.

La contrainte d'inégalité pour ce niveau est $P \leq 15 \text{ MW}$; les limites inférieure et supérieure sont de 1 MW et de 15 MW respectivement.

Le deuxième niveau d'intégration correspond à une usine de papeterie. La consommation est de 200 000 MWh (électrique + thermique) à la première année et 210 000 MW h à la deuxième.

La contrainte d'inégalité pour ce niveau est $P \leq 50 \text{ MW}$; les limites inférieure et supérieure sont de 16 MW et de 50 MW respectivement.

3.3.4.3. Usage métropolitain

Le niveau d'intégration correspond à une région de 420 000 habitants. La consommation est de 2700 GWh (électrique + thermique) à la première année, et de 2 600 GWh à la deuxième.

La contrainte d'inégalité pour ce niveau est $P \leq 700 \text{ MW}$; les limites inférieure et supérieure sont de 100 MW et de 700 MW respectivement.

3.3.5. Facteurs principaux

Toute cette étude correspond à des systèmes de cogénération à turbine à gaz. De plus, elle correspond à deux années d'intégration de systèmes de cogénération avec une moyenne de 8000 heures de fonctionnement par an. Le nombre d'intervalles de temps est $j = 2$. En conséquence, les données qui seront obtenues correspondent aux valeurs des fonctions « objectif » après deux années d'exploitation des systèmes.

Le facteur de motivation n est considéré égal à 1,1 et 1,5 pour chaque niveau d'intégration. En fait, ce facteur est une sorte de subvention du service de distribution à l'utilisateur qui a installé un système de cogénération. Il est calculé de manière que l'utilisateur vende son énergie résiduelle (électrique + thermique) au service de distribution à n fois le tarif.

Le rendement du système de cogénération est considéré de 85%, alors:

$$P * t_j = 0,85 * H_b \Rightarrow H_b = \frac{P * t_j}{0,85} .$$

La puissance (P) calculée est:

$$P = P_{thermique} + P_{electrique} .$$

Dans la fonction « objectif » du coût total correspondant à l'usage métropolitain, nous considérons que toute l'énergie produite est une énergie transmise, et non pas l'énergie résiduelle comme pour les autres usages, c.à.d. $Coût\ de\ transmission = \sum_{j=1}^N (P * t_j) * c_t$.

- Pour le bâtiment résidentiel, les facteurs donnés sont:

Tariff = 0,17 (€/kWh);

$c = [0,10; 0,11]$ (€/kWh);

alpha = [0,2; 0,3];

cm = [2000; 2100] (€);

a = [0,1;0,12] (€/h);

$c_t = 0,01$ (€/kWh);

$D = [40; 41] \times 10^{-3}$ (kg/kWh);

$Dam = [320; 360] \times 10^{-3}$ (kg);

$Pol = [4,5; 4,6] \times 10^{-3}$ (kg/h);

- Pour le centre commercial, les facteurs donnés sont:

Tariff = 0,17 (€/kWh);

$c = [0,10; 0,11]$ (€/kWh);

alpha = [0,2; 0,3];

$$cm = [4000; 4100] (\text{€});$$

$$a = [0,2; 0,18] (\text{€/h});$$

$$c_t = 0,01 (\text{€/kWh});$$

$$D = [60; 61] \times 10^{-3} (\text{kg/kWh});$$

$$D_{am} = [480; 460] \times 10^{-3} (\text{kg});$$

$$Pol = [6,5; 6,6] \times 10^{-3} (\text{kg/h});$$

- Pour l'usine pharmaceutique, les facteurs donnés sont:

$$\text{Tariff} = 170 (\text{€/MWh});$$

$$c = [85; 90] (\text{€/MWh});$$

$$\alpha = [0,2; 0,3];$$

$$cm = [120000; 130000] (\text{€});$$

$$a = [15; 15] (\text{€/h});$$

$$c_t = 10 (\text{€/MWh});$$

$$D = [300; 280] \times 10^{-3} (\text{kg/MWh});$$

$$D_{am} = [2000; 2100] \times 10^{-3} (\text{kg});$$

$$Pol = [75; 76] \times 10^{-3} (\text{kg/h});$$

- Pour l'usine de papeterie, les facteurs donnés sont:

$$\text{Tariff} = 170 (\text{€/MWh});$$

$$c = [85; 90] (\text{€/MWh});$$

$$\alpha = [0,2; 0,3];$$

$$cm = [200000; 300000] (\text{€});$$

$$a = [25; 25] (\text{€/h});$$

$$c_t = 10 (\text{€/MWh});$$

$$D = [500; 480] \times 10^{-3} (\text{kg/MWh});$$

$$\text{Dam} = [3000; 3100] \times 10^{-3} \text{ (kg)};$$

$$\text{Pol} = [90; 96] \times 10^{-3} \text{ (kg/h)};$$

- Pour la région métropolitaine, les facteurs donnés sont:

$$\text{Tariff} = 170 \text{ (€/MWh)};$$

$$c = [85; 90] \text{ (€/MWh)};$$

$$\alpha = [0,2; 0,3];$$

$$cm = [1200000; 1300000] \text{ (€)};$$

$$a = [1500; 1500] \text{ (€/h)};$$

$$c_t = 10 \text{ (€/MWh)};$$

$$D = [3000; 2800] \times 10^{-3} \text{ (kg/MWh)};$$

$$\text{Dam} = [20000; 21000] \times 10^{-3} \text{ (kg)};$$

$$\text{Pol} = [750; 760] \times 10^{-3} \text{ (kg/h)};$$

3.4. Technique de prise de décision

Puisque l'algorithme génétique est une méthode d'optimisation heuristique, alors l'ensemble de solutions de Pareto change à chaque simulation. Il n'y a pas une solution idéale ou un résultat évident, mais il y a une solution préférable respectant les critères multi-objectifs. Statistiquement parlant, si on augmente le nombre d'échantillons, les résultats obtenus seront de plus en plus significatifs. Pour cette raison, nous avons décidé d'effectuer (simuler) l'optimisation 1000 fois (soit 1000 ensembles de solutions de Pareto) pour chaque cas.

Tous les ensembles de Pareto obtenus à partir des simulations sont rassemblés de manière d'obtenir l'ensemble résultant ou le vrai ensemble de Pareto. Dans cette section, la régression multilinéaire (MLR) est considérée comme une nouvelle méthode pour la sélection de la meilleure solution. En effet, nous allons utiliser l'ensemble résultant de Pareto pour représenter sa régression multilinéaire. Enfin, la meilleure solution correspondra à celle qui est la plus proche de cette régression.

3.4.1. Régression multilinéaire

La régression multilinéaire sert à modéliser la relation entre deux ou plusieurs variables explicatives et une variable de réponse en ajustant une équation linéaire aux données observées [66].

Dans ce travail, il y a deux variables corrélées: le coût total (x_1) et les émissions polluantes (x_2). Et la valeur prédite de la fonction de puissance est \hat{y} . Ensuite, le modèle de la régression sera représenté par l'équation (3.3).

$$\hat{y} = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot x_1 + \alpha_2 \cdot x_2 + \varepsilon \quad (3.3)$$

Le paramètre α_0 est l'interception de la puissance. α_1 et α_2 sont appelés coefficients de régression partiels.

Le paramètre α_1 représente la variation de la réponse moyenne correspondant à un changement unitaire de x_1 lorsque x_2 est maintenue constante. Le paramètre α_2 représente la variation de la réponse moyenne correspondant à un changement unitaire de x_2 lorsque x_1 est maintenue constante. ε est l'erreur aléatoire [67].

3.4.2. Nouvelle technique de prise de décision

La différence entre la valeur observée de la variable dépendante (y) et la valeur prédite (\hat{y}) est appelé le résidu (e). Chaque point donné possède un seul résidu qui est représentée par l'équation (3.4).

$$e = y - \hat{y} \quad (3.4)$$

Residu = Valeur observée – Valeur prédite

La régression multilinéaire, dans notre cas, représente la puissance en fonction du coût total et des émissions polluantes. Par conséquent, elle représente un compromis entre ces trois facteurs.

Alors, l'équation obtenue à partir de la régression multilinéaire est considérée comme une relation (équation) empirique entre la puissance, le coût total et les émissions polluantes. Cette équation dépend des caractéristiques du système et la demande énergétique.

La relation empirique est définie comme étant l'équation d'ajustement qui transforme le problème physique en un problème mathématique à partir des résultats empiriques.

Dans notre cas, l'équation obtenue représente mathématiquement la puissance en fonction du coût total et des émissions polluantes. La courbe ou la ligne représentative de cette équation est l'ensemble des points prédits illustrant le compromis entre ces trois facteurs. Chaque point a comme abscisse la valeur des émissions polluantes (x_2) et comme ordonnée la valeur du coût total (x_1). Ainsi, chaque point de cette courbe correspond à une valeur prédite (\hat{y}) de la puissance. En d'autre terme, la courbe de la régression représente l'ensemble de Pareto théorique correspondant à l'optimisation « multi-objectif ». Le point le plus proche de cette courbe correspond au meilleur point observé. Cela signifie que la valeur observée de la puissance (de l'ensemble de Pareto réel) la plus proche de la valeur prédite (de la courbe théorique de Pareto) est considérée la meilleure puissance respectant le compromis mentionné.

Alors, la puissance observée ayant le plus petit résidu est considérée comme la meilleure puissance.

La figure 3-2 représente l'ensemble résultant (réel) de Pareto et la figure 3-3 représente sa comparaison à la courbe théorique de Pareto (courbe MLR).

Comme nous pouvons le voir dans la figure 3-3, la courbe théorique de Pareto est très proche de l'ensemble résultant de Pareto. Normalement, la meilleure solution correspond au point d'intersection. Mais dans notre cas, le Pareto résultant est un ensemble de points dispersés. Par conséquent, il n'y a pas un point d'intersection évident. Pour cette raison, nous nous référons aux valeurs des résidus.

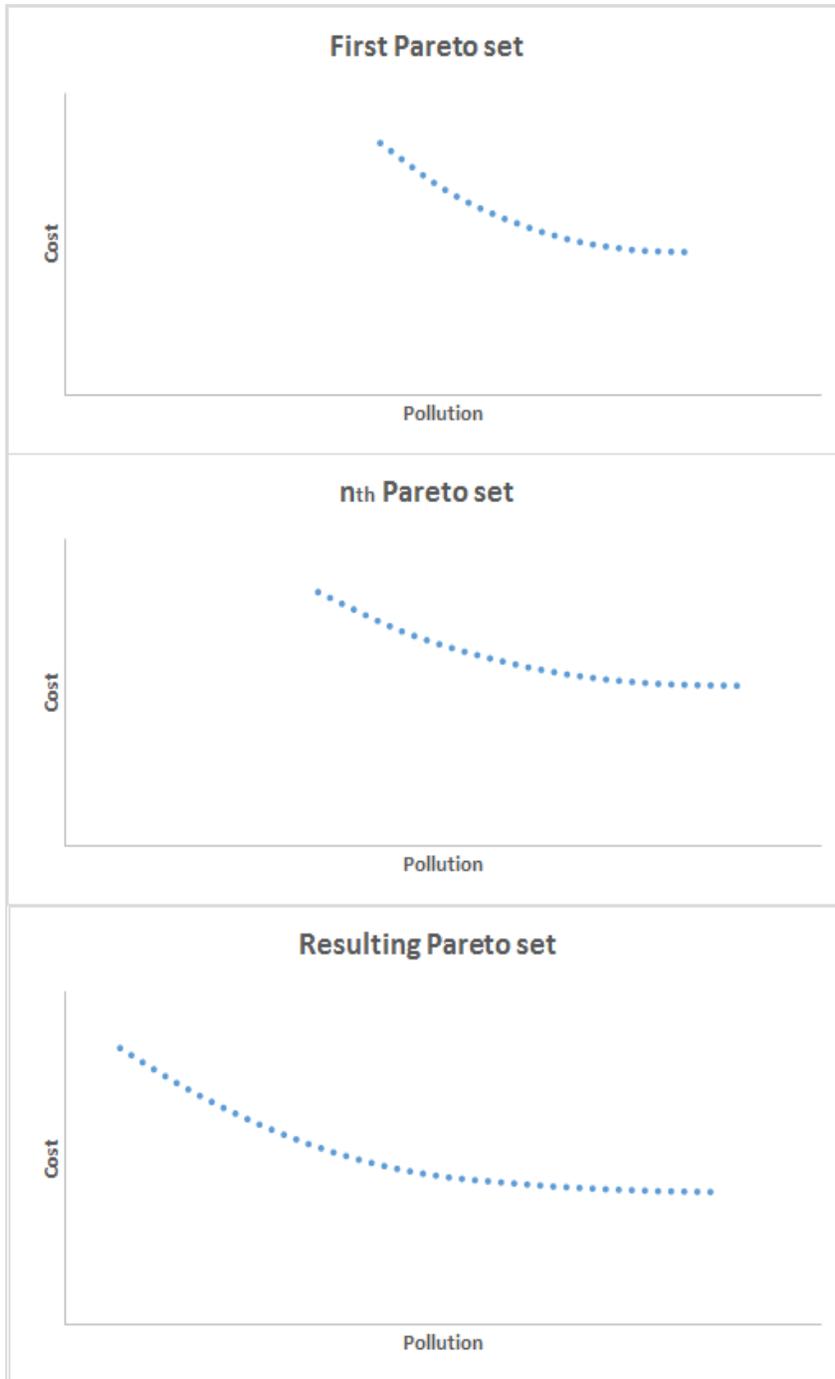


Figure 3-2. Ensembles de solutions de Pareto obtenus à partir de l'optimisation « multi-objectif » (premier ensemble, nième ensemble et l'ensemble résultant de Pareto)

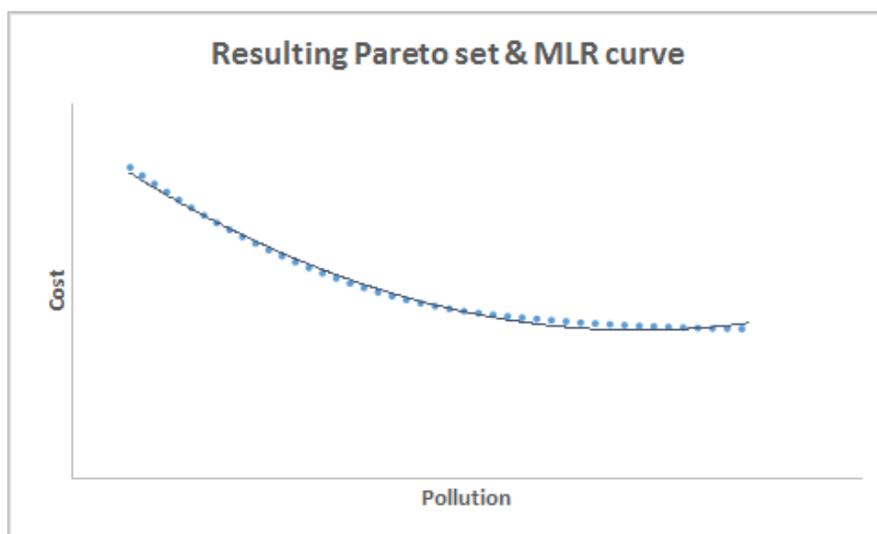


Figure 3-3. Ensemble résultant de Pareto (ligne pointillée) vs. Courbe théorique de Pareto ou la courbe MLR (trait plein)

3.5. Résultats et discussions

Comme déjà mentionné à la section 3.4, l'optimisation « multi-objectif » a été simulée 1000 fois afin d'obtenir un échantillon statistique représentant les meilleurs triplets (coût total, émissions polluantes, puissance). Le nombre de solutions obtenues pour chaque série est largement supérieur au nombre de simulations. Ceci est dû aux différentes solutions proposées à chaque simulation (sur le front de Pareto). Nous avons supprimé les doublons pour obtenir une série de données équiprobable, sachant que la régression multilinéaire n'est pas affectée par les solutions répétées.

L'analyse est appliquée à toutes les séries de données sauf celles ayant une solution unique. Elle permet d'obtenir la meilleure solution (meilleure puissance), celle qui a le plus petit résidu.

3.5.1. Résultats de l'optimisation « multi-objectif »

Toutes les séries, sauf celles qui correspondent à l'usage résidentiel et commercial pour $n = 1,1$, ont fourni des solutions différentes. Ces solutions sont réparties entre les limites inférieure et supérieure de la variable P (Puissance). Cela signifie qu'il n'y a pas une seule solution évidente. Pour cette raison, nous avons utilisé l'analyse de la régression multilinéaire afin de sélectionner la meilleure solution adaptée à l'économie et l'environnement.

3.5.2. Les équations de la régression

Les équations obtenues par la régression multilinéaire sont :

- Usage résidentiel et commercial:

Pour le bâtiment résidentiel avec $n = 1,5$:

$$\hat{y} = 0,09612044 - 3,2588 \cdot 10^{-8} x_1 + 0,00135455 x_2 + 0,00025465$$

Pour le centre commercial avec $n = 1,5$:

$$\hat{y} = 22,9449641 - 0,00046427 x_1 + 0,00053383 x_2 + 0,00036693$$

- Usage industriel:

Pour l'usine pharmaceutique avec $n = 1,1$:

$$\hat{y} = 0,22209144 + 3,6191 \cdot 10^{-11} x_1 + 0,00018478 x_2 + 0,00018125$$

Pour l'usine pharmaceutique avec $n = 1,5$:

$$\hat{y} = 0,22304276 - 5,1311 \cdot 10^{-13} x_1 + 0,00018478 x_2 + 0,00020576$$

Pour l'usine de papeterie avec $n = 1,1$:

$$\hat{y} = 0,16246477 - 6,7245 \cdot 10^{-12} x_1 + 0,00010897 x_2 + 0,00043708$$

Pour l'usine de papeterie avec $n = 1,5$:

$$\hat{y} = 0,16183682 + 1,3992 \cdot 10^{-12} x_1 + 0,00010897 x_2 + 0,00043249$$

- Usage métropolitain:

Pour la région de 420000 habitants avec $n = 1,1$:

$$\hat{y} = 0,21864715 + 4,822 \cdot 10^{-12} x_1 + 1,8478 \cdot 10^{-5} x_2 + 0,00625285$$

Pour la région de 420000 habitants avec $n = 1,5$:

$$\hat{y} = 0,2230098 + 2,0195 \cdot 10^{-13} x_1 + 1,8478 \cdot 10^{-5} x_2 + 0,00609326$$

3.5.3. Analyse de sensibilité et prise de décision

Comme déjà mentionné, la puissance observée ayant le plus faible résidu est considérée comme la meilleure puissance.

Les tableaux 3-1 à 3-5 représentent les résultats de l'analyse de la sensibilité avec la meilleure puissance pour chaque cas. Ils représentent également le coût total et la pollution correspondants en fonction du facteur de motivation n .

Les résidus correspondant à $n = 1,1$ des tableaux 3-1 et 3-2 ne sont pas calculés puisque l'optimisation « multi-objectif » a fourni seulement une solution unique, qui est la limite inférieure de la puissance. Par conséquent, il n'était pas nécessaire de les calculer.

Tableau 3-1

Bâtiment résidentiel	Puissance (kW)	Coût total (€)	Pollution (kg de CO ₂)	Résidu
$n = 1,1$	5	19924	3620,8	-----
$n = 1,5$	9,458	18637	6912,2	$1,151 \cdot 10^{-7}$

Tableau 3-2

Centre commercial	Puissance (kW)	Coût total (€)	Pollution (kg de CO ₂)	Résidu
$n = 1,1$	16	38057	17546	-----
$n = 1,5$	24,969	27189	27438	$2,636 \cdot 10^{-7}$

Tableau 3-3

Usine pharmaceutique	Puissance (MW)	Coût total (10 ⁷ €)	Pollution (kg de CO ₂)	Résidu
<i>n</i> = 1,1	7,246	2,50	38011	5,524 .10 ⁻⁸
<i>n</i> = 1,5	8,620	2.,48	45408	8,915 .10 ⁻⁹

Tableau 3-4

Usine de papeterie	Puissance (MW)	Coût total (10 ⁷ €)	Pollution (kg de CO ₂)	Résidu
<i>n</i> = 1,1	22,504	6,68	2,05 .10 ⁵	4,618 .10 ⁻⁶
<i>n</i> = 1,5	38,485	4,94	3,52 .10 ⁵	5,992 .10 ⁻⁸

Tableau 3-5

Région	Puissance (MW)	Coût total (10 ⁸ €)	Pollution (kg de CO ₂)	Résidu
<i>n</i> = 1,1	541,950	8,80	2,93 .10 ⁷	3,371 .10 ⁻⁵
<i>n</i> = 1,5	692,400	4,14	3,75 .10 ⁷	7,674 .10 ⁻⁶

Tableau 3-6

Niveau d'intégration	n	Puissance électrique (MW)	Puissance thermique (MW)
Bâtiment résidentiel	1,1	$2,058 \cdot 10^{-3}$	$2,942 \cdot 10^{-3}$
	1,5	$3,894 \cdot 10^{-3}$	$5,564 \cdot 10^{-3}$
Centre commercial	1,1	$6,589 \cdot 10^{-3}$	$9,411 \cdot 10^{-3}$
	1,5	$10,282 \cdot 10^{-3}$	$14,687 \cdot 10^{-3}$
Usine pharmaceutique	1,1	2,985	4,262
	1,5	3,549	5,071
Usine de papeterie	1,1	9,266	13,238
	1,5	15,847	22,638
Région	1,1	223,156	318,794
	1,5	285,106	407,294

3.5.4. Discussions

Le tableau 3-6 représente les puissances électrique et thermique de chaque niveau d'intégration en fonction du facteur de motivation.

Il est remarquable que la pollution ait affecté les résultats obtenus. En effet, sans le facteur pollution, nous pourrions choisir la meilleure puissance économique (la plus élevée des puissances obtenues par l'optimisation). Mais grâce à la nouvelle stratégie de prise de décision, nous avons pu obtenir la meilleure puissance illustrant le meilleur compromis économique-environnemental.

En outre, lorsque le facteur de motivation n augmente, le coût total diminue; ceci est dû au coût de l'énergie échangée. De plus, la puissance intégrée est directement liée au facteur de motivation, ce qui est économiquement viable pour l'utilisateur.

En outre, l'intégration des systèmes de cogénération à un niveau élevé (industriel et métropolitain) est très avantageuse. En fait, pour les deux valeurs de n , les résultats ont été

satisfaisants. Mais pour l'usage résidentiel et commercial, les résultats n'étaient satisfaisants qu'avec le facteur de motivation le plus élevé.

Enfin, les résultats dépendent toujours des paramètres des fonctions « objectif » et de leurs valeurs. Mais, le paramètre qui affecte évidemment les résultats est la demande énergétique (ou la consommation d'énergie). La dépendance mathématique entre la puissance intégrée et la consommation d'énergie marque ce dernier le modérateur primaire du système. Alors, les résultats obtenus peuvent varier significativement pour les mêmes cas si la consommation d'énergie au réseau varie.

3.6. Conclusions

L'intégration des systèmes de cogénération dans un réseau d'énergie devrait tenir compte des défis économiques et environnementaux.

Les enjeux économiques sont de plus en plus reliés aux contraintes environnementales à cause du réchauffement planétaire et du changement climatique.

Dans ce chapitre, nous avons présenté une nouveauté concernant la stratégie de choix de la meilleure solution proposée par une méthode d'optimisation « multi-objectif » heuristique (Genetic Algorithm). Elle est basée sur le calcul des résidus de la régression multilinéaire (MLR). Cette méthode est appliquée pour trouver la meilleure puissance de SC devant être installée en tenant compte des contraintes économiques et environnementales. Cette puissance illustre le meilleur compromis entre la puissance, le coût total et les émissions polluantes (CO₂).

En outre, l'impact des subventions du service de distribution sous forme de facteur de motivation à la prise de décision est présenté. En effet, ce dernier a montré une influence notable sur la puissance intégrée et le coût total.

Cette étude pourrait être appliquée à n'importe quelle méthode d'optimisation « multi-objectif ». De plus, elle pourrait être appliquée aux divers niveaux d'intégration et divers types de systèmes de cogénération. Etant tributaire de la consommation d'énergie, la meilleure puissance des systèmes de cogénération varie selon la demande d'énergie au réseau.

4. Optimisation algorithmique de l'intégration des systèmes de cogénération et des énergies renouvelables

4.1. Introduction

L'intégration des énergies renouvelables (ER) et des systèmes de cogénération (SC) dans un réseau est devenue un enjeu important pour la gestion de production électrique.

Dans le chapitre précédant, nous avons proposé une nouvelle stratégie de sélection de la « meilleure » puissance de cogénération devant être installée et intégrée dans un réseau. Cette puissance respecte bien le conflit économique-environnemental. Elle peut être introduite dans une méthode de management du réseau électrique afin de donner une vue globale aux décideurs politiques pour investir dans l'intégration de ces systèmes.

Dans ce chapitre, une stratégie managériale et optimale du réseau électrique est proposée afin que les unités de production électrique soient synchronisées avec les SC et les sources d'ER intégrées. Son but est d'adapter la production à la demande et chercher la meilleure synchronisation qui optimise le coût et la pollution. Cette stratégie est basée sur un nouvel algorithme qui prend en compte les demandes électrique et thermique et la production instantanée des ER et des SC intégrés dans le réseau pour contrôler les générateurs électriques traditionnels.

Aucun des logiciels traitant l'intégration des systèmes d'énergie dans un réseau ne possède un algorithme comme celui qui est élaboré dans ce chapitre.

L'algorithme proposé dans ce chapitre prend en compte les demandes électrique et thermique et la production instantanée des ER et des SC intégrés dans le réseau. En outre, les générateurs électriques traditionnels et les systèmes de cogénération seront sélectionnés de manière optimale en fonction des critères économiques et environnementaux, et automatisés grâce à des microcontrôleurs. Les réductions de coût et de pollution dues à l'intégration des sources d'énergie renouvelable et de cogénération sont ensuite calculées pour renforcer la prise de décision d'intégrer de tels systèmes.

Dans la deuxième section, les algorithmes traitant l'intégration des systèmes d'énergie dans un réseau seront cités. Dans la troisième section, le principe de fonctionnement du nouvel algorithme sera expliqué. Dans la quatrième section, nous appliquerons l'algorithme à un cas général de production électrique et nous discuterons les résultats obtenus.

4.2. Panorama des logiciels les plus répandus

Plusieurs logiciels traitent l'intégration des systèmes de cogénération et d'énergie renouvelable dans un réseau électrique. Dans [68-70], des logiciels et des algorithmes traitant l'intégration des systèmes d'énergie dans un réseau sont expliqués et détaillés.

Nous citerons les logiciels les plus répandus et sur lesquels nous avons pu obtenir des informations. Ces logiciels sont :

AEOLIUS : analyse l'impact de l'intégration des sources d'énergie, comme les énergies éoliennes et solaires, sur les systèmes des centrales électriques conventionnelles. L'outil simule le secteur d'électricité et prend en compte toutes les technologies de production thermique ainsi qu'éolienne, photovoltaïque et géothermique [71-73].

BALMOREL : simule le secteur de l'électricité et une partie du secteur de chaleur (chauffage urbain). Il met en évidence les systèmes de cogénération installés [74].

BCHP Screening Tool : évalue le potentiel économique des systèmes de trigénération (refroidissement, chauffage et électricité) pour les bâtiments commerciaux ou institutionnels [75].

COMPOSE : évalue à quel degré les projets d'énergie peuvent supporter l'intermittence, tout en offrant une évaluation réaliste de la répartition des coûts et des avantages même dans l'incertitude [76].

E₄cast : fournit une analyse détaillée du secteur de l'énergie en représentant la production d'énergie, le marché énergétique et la consommation d'une manière globale [77].

EMCAS : est utilisé pour sonder les impacts opérationnels et économiques possibles des divers événements externes sur le secteur de l'électricité dans un système d'énergie [78].

EMINENT : évalue le rendement et l'impact potentiel des technologies à un stade précoce dans une chaîne prédéfinie de production d'énergie pour un délai d'un an [79].

EMPS : utilisé pour la simulation et l'optimisation de l'exploitation des systèmes d'énergie avec une certaine capacité d'énergie hydraulique [80].

EnergyPLAN : aide à la conception des stratégies nationales ou régionales de planification de l'énergie en simulant le système d'énergie: cela comprend la production de chaleur et d'électricité ainsi que le secteur du transport et le secteur industriel [81].

EnergyPRO : est spécialement conçu pour une enquête d'une centrale thermique ou de cogénération. Il peut modéliser tous les types de production d'énergie thermique sauf nucléaire, d'énergie renouvelable, et de stockage d'énergie pour compléter l'analyse [82].

ENPEP-BALANCE : correspond la demande d'énergie aux ressources et les technologies disponibles. Il utilise une approche de simulation basée sur le marché pour déterminer la réponse des différents segments du système énergétique à l'évolution des prix de l'énergie et des niveaux de demande [83].

GTMax : simule le dispatching d'unités de production d'électricité et le marché économique de l'énergie entre les entreprises du service public, en utilisant une représentation du réseau électrique [84, 85].

H₂RES : simule l'intégration des énergies renouvelables dans des systèmes d'énergie. Il est conçu pour accroître l'intégration des sources d'énergie renouvelable et de l'hydrogène, pour des systèmes d'énergie installée dans une île et qui fonctionnent comme des systèmes autonomes [86].

HOMER : simule et optimise les systèmes d'alimentation autonome et connectés au réseau avec une combinaison quelconque d'éoliennes, de panneaux photovoltaïques, de l'énergie hydroélectrique, de la biomasse, de moteurs à combustion interne, de microturbines, de piles à combustible, de batteries, et le stockage d'hydrogène, servant à la fois les demandes électrique et thermique (par des systèmes de chauffage urbain ou individuel). En outre, tous les coûts sont inclus (y compris les taxes de pollution) sauf les frais et les taxes sur le combustible employé [87].

HYDROGEMS : analysent la performance des systèmes d'énergie à hydrogène. Les outils sont en particulier conçus pour simuler les flux de masse d'hydrogène, la consommation électrique et la production d'électricité, et peuvent également être utilisés pour simuler la performance thermique des systèmes d'hydrogène intégrés [88].

iGRHYSO : simule et optimise les différents systèmes d'énergie renouvelable comme l'énergie photovoltaïque et éolienne, les petites centrales hydroélectriques avec des piles de stockage en utilisant différentes technologies, ou de l'hydrogène [89].

IKARUS : simule tous les secteurs du système d'énergie : la production, le stockage/conversion, et les technologies de transport. Le but principal de son usage est de réduire les coûts totaux du système, de plus, il pourrait être employé pour la réduction des émissions [90].

INFORSE : est un outil d'équilibrage de l'énergie pour les systèmes d'énergie nationaux. Il se compose de feuilles de calcul liées qui sont utilisées pour entrer les détails du système d'énergie modélisé. Il s'agit notamment des détails de la production d'énergie, de la demande d'énergie et des politiques énergétiques [91].

Invert : est principalement utilisé pour simuler les systèmes d'énergie nationaux. Toute la production thermique sauf nucléaire et toute la production d'énergie renouvelable sauf celle des vagues et des marées peuvent être modélisées. Son but est d'évaluer les effets des différentes promotions, de tous les coûts et des échanges économiques [92].

LEAP : est un outil de modélisation intégré et qui peut être utilisé pour suivre la consommation d'énergie, la production et l'extraction des ressources dans tous les secteurs de l'économie. Il est généralement utilisé pour analyser les systèmes d'énergie nationaux [93].

MARKAL/TIMES : trouve le meilleur système d'énergie pour chaque période de temps, en notant l'ensemble des options qui minimise le coût total du système ou réduit l'excédent total sur l'horizon de planification. Cela se fait dans les limites de toute politique imposée et des contraintes physiques [94].

Mesap PlaNet : analyse et simule la production d'énergie, la demande, les coûts et les impacts environnementaux des systèmes d'énergie locaux, régionaux, nationaux et mondiaux. Un

calcul détaillé des coûts détermine le coût spécifique de la production de tous les produits dans le système énergétique de référence [95].

MESSAGE : est un outil d'optimisation des systèmes d'ingénierie utilisé pour la planification des systèmes d'énergie à terme moyen ou long. Il analyse les politiques de changement climatique, et le développement de scénarios pour les régions nationales ou mondiales. De plus, il détermine de portefeuilles rentables de mesure de limitation et de réduction des gaz à effet de serre [96].

MiniCAM : simule l'activité économique, la consommation d'énergie et les émissions. Il a une forte concentration sur les technologies de production énergie, y compris la production d'électricité (à partir de toutes les technologies thermiques et renouvelables, à l'exception des centrales de cogénération, de vague, et marémotrices), la production d'hydrogène, la production de carburant synthétique, et la séquestration géologique du carbone à partir de combustibles fossiles [97].

NEMS : représente le comportement des marchés de l'énergie et leurs interactions avec l'économie américaine sur une base annuelle. Il équilibre les quantités que les producteurs sont prêts à fournir à des prix d'énergie différents, avec la demande des consommateurs [98].

ORCED : fait un dispatching des centrales électriques dans une région pour répondre aux demandes d'électricité pour une année donnée. Sa simulation correspond la production à la demande sur une base horaire, en ne supposant aucune contrainte de transport dans la région ni une transmission limitée dans la région et en dehors [99].

PERSEUS : peut simuler toutes les centrales thermiques, d'énergie renouvelable, et les technologies de stockage/conversion. En outre, les véhicules électriques peuvent être uniquement simulés dans le secteur du transport [71, 72].

PRIMES : est organisé par un sous-système de production d'énergie pour l'alimentation composée de produits pétroliers, du gaz naturel, du charbon, d'électricité et de la production de chaleur, d'approvisionnement en biomasse. Toutes les énergies thermiques et renouvelables, le stockage/conversion et les technologies de transport peuvent être simulées, sauf le stockage de

l'énergie de la batterie, le stockage de l'énergie à air comprimé, les batteries, les véhicules électriques intelligents et les véhicules hybrides [100].

ProdRisk : modélise seulement le secteur de l'électricité et simule quatre technologies: les centrales thermiques, l'énergie éolienne, l'énergie hydroélectrique et le stockage d'énergie par pompage hydroélectrique [101].

RAMSES : considère le fonctionnement des installations existantes, ainsi que le réinvestissement dans de nouvelles usines, si nécessaire, d'année en année. Les résultats sont la consommation d'énergie primaire, l'énergie renouvelable intégrée, les émissions de CO₂. Il considère aussi tous les coûts et les technologies de production thermique au sein d'un système d'énergie national, ainsi que les énergies éolienne, hydraulique, photovoltaïque et géothermique, les pompes à chaleur, le stockage d'énergie par pompage-hydroélectrique, le stockage de l'énergie d'air comprimé, et le stockage d'énergie de la batterie [102].

RETScreen : peut être appliqué à n'importe quel système d'énergie, allant de projets individuels à des applications mondiales. Toutes les technologies de production thermique et renouvelable peuvent être prises en compte. Il peut aussi intégrer facilement des mesures d'efficacité énergétique [103].

SimREN : utilise des outils indépendants et détaillés pour la demande d'énergie, la gestion de l'énergie, les systèmes de distribution adaptés, et la production d'énergie. Il est principalement utilisé pour étudier les différents systèmes d'énergie reposant sur des sources renouvelables [104].

SIVAEL : peut gérer les centrales électriques, les centrales de cogénération, ainsi que l'énergie éolienne, la batterie de stockage d'énergie, et l'échange énergétique avec les autres pays. Les erreurs de prévision du vent peuvent être simulées en utilisant un processus stochastique à reproduire le modèle réel [105].

SOMES : peut simuler à base horaire la production moyenne d'électricité des générateurs d'énergie renouvelable. Le modèle peut effectuer des tâches d'optimisation pour la recherche des plus bas coûts de l'électricité dans les contraintes définies [106].

STREAM : crée un aperçu des émissions de gaz à effet de serre, des ressources énergétiques, de la consommation des carburants, et de la conversion de carburant dans le système d'énergie en utilisant l'outil de flux d'énergie [107].

TRNSYS16 : simule la performance de l'ensemble du système énergétique en le partageant en des composants individuels. Il est principalement utilisé pour analyser un projet unique, une communauté locale, ou un système d'énergie insulaire [108].

UniSyD3.0 : fournit les profils de la production d'électricité et d'hydrogène, le nombre de véhicules, les prix de production d'électricité et d'hydrogène, les volumes de gaz à effet de serre, la consommation d'énergie primaire, le coût d'eau et le coût de pollution atmosphérique [109].

WASP : permet à l'utilisateur de trouver un plan d'expansion optimale pour un système de production d'énergie sur une longue période, dans les limites définies par le planificateur. Les différentes solutions sont ensuite comparées les unes aux autres en utilisant une fonction de coût qui est composée de tous les coûts dans le système [110].

WILMAR Planning Tool : analyse l'évolution des coûts d'exploitation dans le secteur de l'électricité en raison de l'augmentation d'énergie éolienne intégrée, simule l'intégration de l'énergie éolienne dans le système d'énergie, évalue comment les chaudières et les pompes à chaleur électrique peuvent améliorer la faisabilité des grandes énergies éoliennes intégrées [111].

4.3. Principe de fonctionnement du nouvel algorithme

L'algorithme conçu sert à contrôler la production électrique des générateurs traditionnels et des systèmes de cogénération afin de réduire le coût de production et la pollution. Il prend en compte les demandes électrique et thermique et la production instantanée des énergies renouvelables ainsi que l'exploitation des systèmes de cogénération intégrés dans le réseau. Sa période de fonctionnement est d'une heure par défaut et elle peut être modifiée par l'opérateur. A la fin de chaque période, l'algorithme calcule le coût d'exploitation et les émissions polluantes ainsi que leurs réductions dues à l'intégration des ER et des SC dans le réseau.

Cet algorithme peut être considéré comme une référence de prise de décision grâce à la vision globale du système énergétique présentée et comparée à celle du cas traditionnel (c.à.d. sans énergie renouvelable et systèmes de cogénération).

Ce nouvel algorithme, qui est développé avec le langage de programmation MATLAB, n'a pas les mêmes caractéristiques que ceux qui sont cités dans 4.2. Dans cette section, son fonctionnement sera détaillé pour confirmer sa distinction.

4.3.1. Entrées et sorties de l'algorithme

Les entrées données à l'algorithme sont :

- Demande électrique (à base horaire, dans un fichier Excel)
- Demande thermique (à base horaire, dans un fichier Excel)
- Production d'énergie renouvelable (éolienne, photovoltaïque, hydroélectrique...) (à base horaire, dans des fichiers Excel)
- Matrice représentant les générateurs traditionnels par ordre croissant du coût d'exploitation moyen (€/MWh)
- Matrice représentant les systèmes de cogénération par ordre croissant du coût d'exploitation moyen (€/MWh)

Les sorties fournies par l'algorithme :

- Matrice correspondant aux générateurs de la forme suivante :

Puissance du générateur	Etat du générateur	Coût d'exploitation du générateur /heure	Coût actuel d'exploitation /heure	Emissions polluantes du générateur /heure	Emissions polluantes actuelles /heure	Etat du générateur dans le cas traditionnel	Coût d'exploitation dans le cas traditionnel	Emissions polluantes dans le cas traditionnel /heure
En MW	0 ou 1	En €	En €	En kg	En kg	0 ou 1	En €	En kg

- Matrice correspondant aux systèmes de cogénération de la forme suivante :

Puissance du système de cogénération	Etat du système de cogénération	Coût d'exploitation du système de cogénération /heure	Coût actuel d'exploitation /heure	Emissions polluantes du système de cogénération /heure	Emissions polluantes actuelles /heure

En MW	0 ou 1	En €	En €	En kg	En kg
-------	--------	------	------	-------	-------

- Energie électrique produite par les systèmes de cogénération
- Energie thermique produite par les systèmes de cogénération
- Energie électrique produite par les générateurs traditionnels
- Energie électrique totale fournie au réseau
- Coût total d'exploitation
- Réduction du coût total due à l'intégration des ER et SC
- Emissions polluantes totales (CO₂)
- Réduction des émissions polluantes due à l'intégration des ER et SC

4.3.2. Etapes de fonctionnement

Le fonctionnement de l'algorithme est effectué en 7 étapes :

1. Acquisition des données
2. Sélection des systèmes de cogénération à exploiter
3. Sélection des générateurs traditionnels à exploiter
4. Calcul du coût total d'exploitation et des émissions polluantes actuels
5. Calcul du coût d'exploitation et des émissions polluantes dans le cas traditionnel
6. Calcul du coût total réduit et des émissions polluantes réduites dus à l'intégration des ER et SC
7. Affichage des sorties

4.3.3. Acquisition des données

A chaque intervalle de temps (une heure par défaut), l'algorithme répète les mêmes étapes puisque dans un système électrique, les conditions changent continuellement. En principe, la période est choisie d'une heure car c'est un temps assez suffisant qu'un générateur fonctionne normalement et que les données (demande électrique, demande thermique ...) du réseau de distribution sont fournies. Alors, l'algorithme se réinitialise et reprend de nouvelles données pour qu'il puisse passer à la deuxième étape.

4.3.4. Sélection des systèmes de cogénération à exploiter

Après avoir connu la demande thermique, l'algorithme calcule la meilleure puissance d'exploitation des systèmes de cogénération afin de couvrir la demande thermique. En fait, les systèmes de cogénération sont préférés dans le cas de besoin de l'énergie thermique, sinon la chaleur produite par ces systèmes sera inutile. De plus, si la demande thermique dépasse la puissance maximale que peut être produite, l'algorithme affiche que cette puissance est dépassée.

Les systèmes seront choisis d'une manière incrémentale, sachant qu'ils sont classés par ordre croissant du coût d'exploitation moyen. La sélection sera traduite par les chiffres binaires, en donnant des 1 aux systèmes choisis et des 0 aux autres.

Les buts du calcul de la puissance de cogénération dans cette étape sont : profiter de la chaleur produite par les SC, réduire le coût de production et trouver la puissance restante pour couvrir la demande électrique.

4.3.5. Sélection des générateurs traditionnels à exploiter

Après avoir calculé la puissance restante pour couvrir la demande électrique, l'algorithme sélectionne les générateurs traditionnels d'une manière incrémentale. Ces générateurs, comme déjà mentionné, sont classés par ordre croissant du coût d'exploitation moyen. Ils sont en effet choisis afin de produire la puissance minimale supérieure à la puissance demandée. Si cette dernière dépasse la puissance maximale qui pourrait être produite, l'algorithme affiche que cette puissance est dépassée. La sélection sera traduite par les chiffres binaires, en donnant des 1 aux générateurs choisis et des 0 aux autres.

4.3.6. Calcul du coût total d'exploitation et des émissions polluantes actuels

Pour calculer le coût total d'exploitation et les émissions polluantes actuels, il suffit de multiplier l'état (0 ou 1) des générateurs et des SC par leurs coûts d'exploitation et leurs émissions polluantes correspondants, respectivement. Ensuite, leurs sommes seront considérées comme le coût total d'exploitation et les émissions polluantes actuels.

4.3.7. Calcul du coût d'exploitation et des émissions polluantes dans le cas traditionnel

Le coût d'exploitation et les émissions polluantes dans le cas traditionnel sont calculés de la même manière que dans la sous-section précédente, mais cette fois-ci en considérant qu'il n'y a pas des ER ni des SC, et en calculant la demande thermique comme étant une demande électrique. En effet, la demande thermique dans le cas de production traditionnelle est, en général, couverte à partir de l'énergie électrique. Alors, la demande électrique dans ce cas sera égale à la somme des demandes électrique et thermique données.

4.3.8. Calcul du coût total réduit et des émissions polluantes réduites dus à l'intégration des ER et SC

Le coût total réduit est considéré comme étant la différence entre le coût d'exploitation dans le cas traditionnel et le coût d'exploitation actuel.

Les émissions polluantes réduites sont considérées comme étant la différence entre les émissions polluantes dans le cas traditionnel et les émissions polluantes actuelles.

4.3.9. Affichage des sorties

Après avoir fait tous les calculs, l'algorithme affiche toutes les sorties mentionnées dans 4.3.1.

Les étapes de l'algorithme sont représentées dans le diagramme fonctionnel de la figure 4-1.

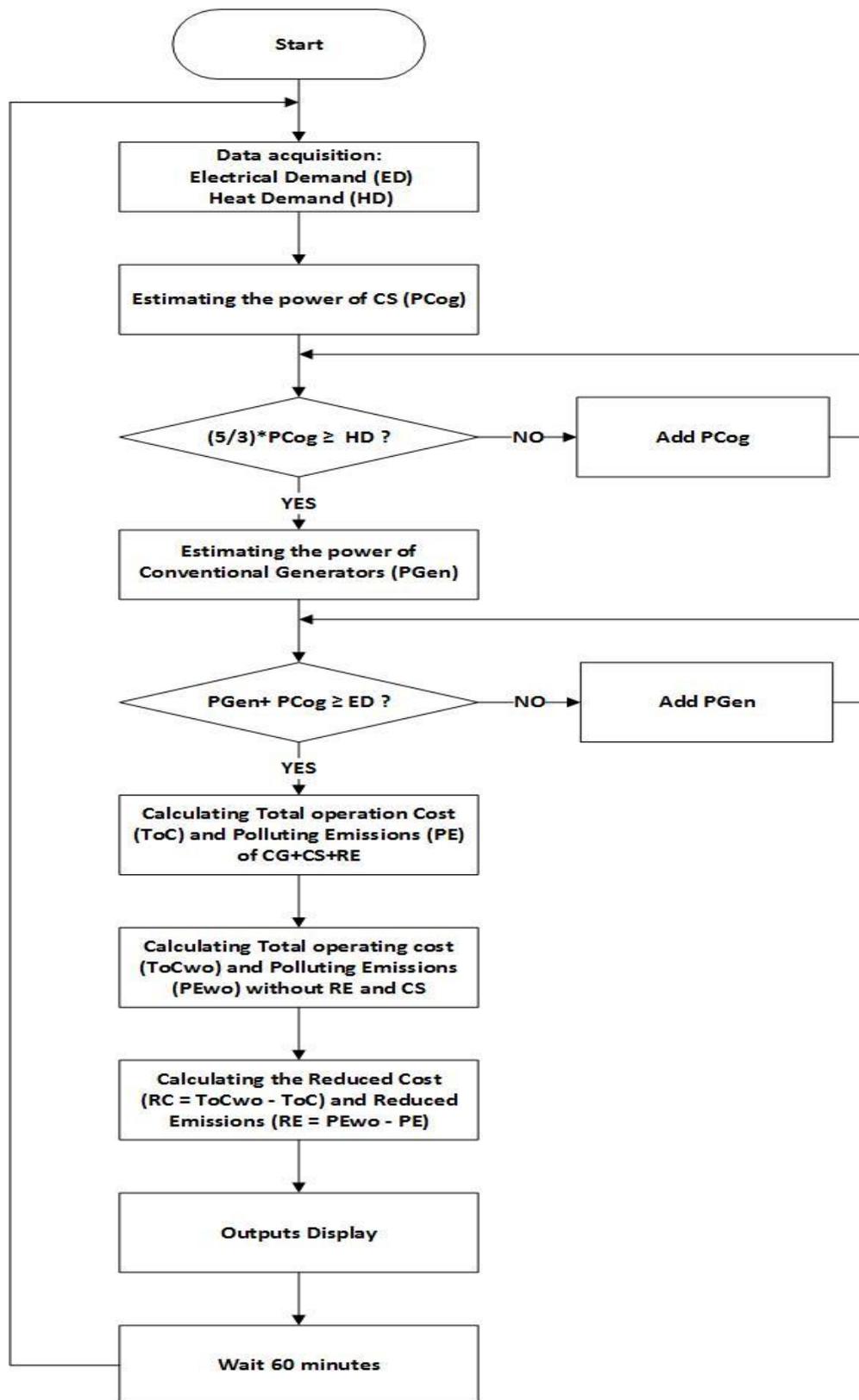


Figure 4-1. Diagramme fonctionnel (Flow chart) représentant les étapes de l'algorithme

4.4. Application de l'algorithme à un cas de production électrique

Soit une région métropolitaine d'un million d'habitants ayant une demande électrique moyenne de 1100 MW. Les générateurs et les systèmes de cogénération installés sont présentés dans les tableaux 4-1 et 4-2 respectivement. Les sources d'énergies renouvelables (éolienne et solaire) installées ont une puissance moyenne de 150 MW. Elles sont considérées parfaites (sans émissions polluantes). La puissance thermique produite par un système de cogénération est approximativement égale à 5/3 de sa puissance électrique.

Tableau 4-1. Générateurs traditionnels installés

Puissance (MW)	Consommation/h (€)	Emissions polluantes/h (kg)
120	15600	40000
100	14000	36000
90	12700	35000
110	16000	40000
180	26000	44000
100	15000	36500
90	14000	36000
80	12100	32000
80	12300	32500
90	14500	37000

Tableau 4-2. Systèmes de cogénération installés

Puissance électrique (MW)	Consommation/h (€)	Emissions polluantes/h (kg)
100	7500	30
80	7000	23
90	8000	25

Il est nécessaire dans le cas de cette région de distinguer la demande thermique de la demande électrique pour profiter de la chaleur produite par les systèmes de cogénération.

Les simulations étudiées correspondent à 4 cas différents :

- 1) Demande électrique : 600 MW ; Demande thermique : 400 MW ; ER = 150 MW
- 2) Demande électrique : 850 MW ; Demande thermique : 300 MW ; ER = 150 MW
- 3) Demande électrique : 1000 MW ; Demande thermique : 200 MW ; ER = 100 MW
- 4) Demande électrique : 1000 MW ; Demande thermique : 450 MW ; ER = 0 MW

4.5. Résultats et discussions

Les figures 4-2, 4-3, 4-4 et 4-5 représentent les résultats obtenus dans les cas 1, 2, 3 et 4 respectivement.

A partir d'une vue générale des résultats obtenus, nous pouvons remarquer que l'algorithme :

- Contrôle et commande la production électrique et tous les générateurs traditionnels afin de profiter des ER et des SC.
- Contrôle et commande la production thermique et tous les SC afin de couvrir la demande thermique et de réduire l'usage des générateurs traditionnels.
- Sélectionne les générateurs et les SC de façon d'obtenir de productions électrique et thermique optimisées par rapport à la demande.
- Calcule la réduction du coût total et des émissions polluantes pour surligner les impacts économique et environnemental des ER et des SC.

Il est, de plus, remarquable que la simulation d'un tel algorithme renforce la prise de décision d'installer et d'intégrer des ER et des SC. Alors, en tant que simulateur et contrôleur d'un réseau électrique, cet algorithme pourra être un outil de marketing et de motivation à installer des systèmes d'énergie propre.

A partir du tableau 4-3, nous pouvons remarquer que :

- Le coût d'exploitation /MW diminue quand le niveau d'intégration des SC et des ER augmente (figure 4-6).

- Les émissions polluantes /MW diminuent quand le niveau d'intégration des SC et des ER augmente (figure 4-7).
- La réduction du coût d'exploitation /MW est directement liée au niveau d'intégration des SC et des ER (figure 4-8).
- La réduction des émissions polluantes /MW est directement liée au niveau d'intégration des SC et des ER (figure 4-9).

Alors, il est évident à partir des résultats obtenus le rôle des SC et des ER aux niveaux économique et environnemental. Ce rôle est mis en évidence grâce à l'algorithme proposé.

Load =										
600										
Thermal Load =										
400										
Renewable Energy =										
150										
Cogeneration =										
270										
Conventional Generation =										
220										
Total Production =										
640										
Thermal generation =										
450										
Generators =										
120	1	15600	15600	40000	40000	NaN	1	15600	40000	
100	1	14000	14000	36000	36000	NaN	1	14000	36000	
90	0	12700	0	35000	0	NaN	1	12700	35000	
110	0	16000	0	40000	0	NaN	1	16000	40000	
180	0	26000	0	44000	0	NaN	1	26000	44000	
100	0	15000	0	36500	0	NaN	1	15000	36500	
90	0	14000	0	36000	0	NaN	1	14000	36000	
80	0	12100	0	32000	0	NaN	1	12100	32000	
80	0	12300	0	32500	0	NaN	1	12300	32500	
90	0	14500	0	37000	0	NaN	1	14500	37000	
Cogenerators =										
100	1	7500	7500	30	30					
80	1	7000	7000	23	23					
90	1	8000	8000	25	25					
Total fuel cost =										
52100										
Reduced cost =										
100100										
Total polluting emissions =										
76078										
Reduced pollution =										
292922										

Figure 4-2. Résultats obtenus dans le cas 1

Load =										
850										
Thermal Load =										
300										
Renewable Energy =										
150										
Cogeneration =										
180										
Conventional Generation =										
600										
Total Production =										
930										
Thermal generation =										
300										
Generators =										
120	1	15600	15600	40000	40000	NaN	1	15600	40000	
100	1	14000	14000	36000	36000	NaN	1	14000	36000	
90	1	12700	12700	35000	35000	NaN	1	12700	35000	
110	1	16000	16000	40000	40000	NaN	1	16000	40000	
180	1	26000	26000	44000	44000	NaN	1	26000	44000	
100	0	15000	0	36500	0	NaN	1	15000	36500	
90	0	14000	0	36000	0	NaN	1	14000	36000	
80	0	12100	0	32000	0	NaN	1	12100	32000	
80	0	12300	0	32500	0	NaN	1	12300	32500	
90	0	14500	0	37000	0	NaN	1	14500	37000	
Cogenerators =										
100	1	7500	7500	30	30					
80	1	7000	7000	23	23					
90	0	8000	0	25	0					
Total fuel cost =										
98800										
Reduced cost =										
53400										
Total polluting emissions =										
195053										
Reduced pollution =										
173947										

Figure 4-3. Résultats obtenus dans le cas 2

Load =										
1000										
Thermal Load =										
200										
Renewable Energy =										
100										
Cogeneration =										
180										
Conventional Generation =										
790										
Total Production =										
1070										
Thermal generation =										
300										
Generators =										
120	1	15600	15600	40000	40000	NaN	1	15600	40000	
100	1	14000	14000	36000	36000	NaN	1	14000	36000	
90	1	12700	12700	35000	35000	NaN	1	12700	35000	
110	1	16000	16000	40000	40000	NaN	1	16000	40000	
180	1	26000	26000	44000	44000	NaN	1	26000	44000	
100	1	15000	15000	36500	36500	NaN	1	15000	36500	
90	1	14000	14000	36000	36000	NaN	1	14000	36000	
80	0	12100	0	32000	0	NaN	1	12100	32000	
80	0	12300	0	32500	0	NaN	1	12300	32500	
90	0	14500	0	37000	0	NaN	1	14500	37000	
Cogenerators =										
100	1	7500	7500	30	30					
80	1	7000	7000	23	23					
90	0	8000	0	25	0					
Total fuel cost =										
127800										
Reduced cost =										
24400										
Total polluting emissions =										
267553										
Reduced pollution =										
101447										

Figure 4-4. Résultats obtenus dans le cas 3

Thermal Load is exceeded									
Load =									
1000									
Thermal Load =									
450									
Renewable Energy =									
0									
Cogeneration =									
270									
Conventional Generation =									
790									
Total Production =									
1060									
Thermal generation =									
450									
Generators =									
120	1	15600	15600	40000	40000	NaN	1	15600	40000
100	1	14000	14000	36000	36000	NaN	1	14000	36000
90	1	12700	12700	35000	35000	NaN	1	12700	35000
110	1	16000	16000	40000	40000	NaN	1	16000	40000
180	1	26000	26000	44000	44000	NaN	1	26000	44000
100	1	15000	15000	36500	36500	NaN	1	15000	36500
90	1	14000	14000	36000	36000	NaN	1	14000	36000
80	0	12100	0	32000	0	NaN	1	12100	32000
80	0	12300	0	32500	0	NaN	1	12300	32500
90	0	14500	0	37000	0	NaN	1	14500	37000
Cogenerators =									
100	1	7500	7500	30	30				
80	1	7000	7000	23	23				
90	1	8000	8000	25	25				
Total fuel cost =									
135800									
Reduced cost =									
16400									
Total polluting emissions =									
267578									
Reduced pollution =									
101422									

Figure 4-5. Résultats obtenus dans le cas 4

Tableau 4-3. Comparaison des cas

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
Puissance conventionnelle exploitée (MW)	220	600	790	790
Puissance de cogénération exploitée (MW)	270	180	180	270
Energie renouvelable (MW)	150	150	100	0
Niveau d'intégration SC (%)	42,19	19,35	16,8	25,4
Niveau d'intégration ER (%)	23,44	16,13	9,34	0
Niveau d'intégration SC+ER (%)	65,63	35,48	26,14	25,4
Coût d'exploitation (€)	52100	98800	127800	135800
Coût d'exploitation/MW (€/MW)	81,4	106,24	119,44	128,11
Coût réduit (€)	100100	53400	24400	16400
Coût réduit/MW (€/MW)	156,4	57,4	22,8	15,5
Emissions polluantes (kg)	76078	195053	267553	267578
Emissions polluantes/MW (kg/MW)	118,87	209,73	250,05	252,43
Emissions polluantes réduites (kg)	292922	173947	101447	101422
Emissions polluantes réduites/MW (kg/MW)	457,7	187	94,8	95,7

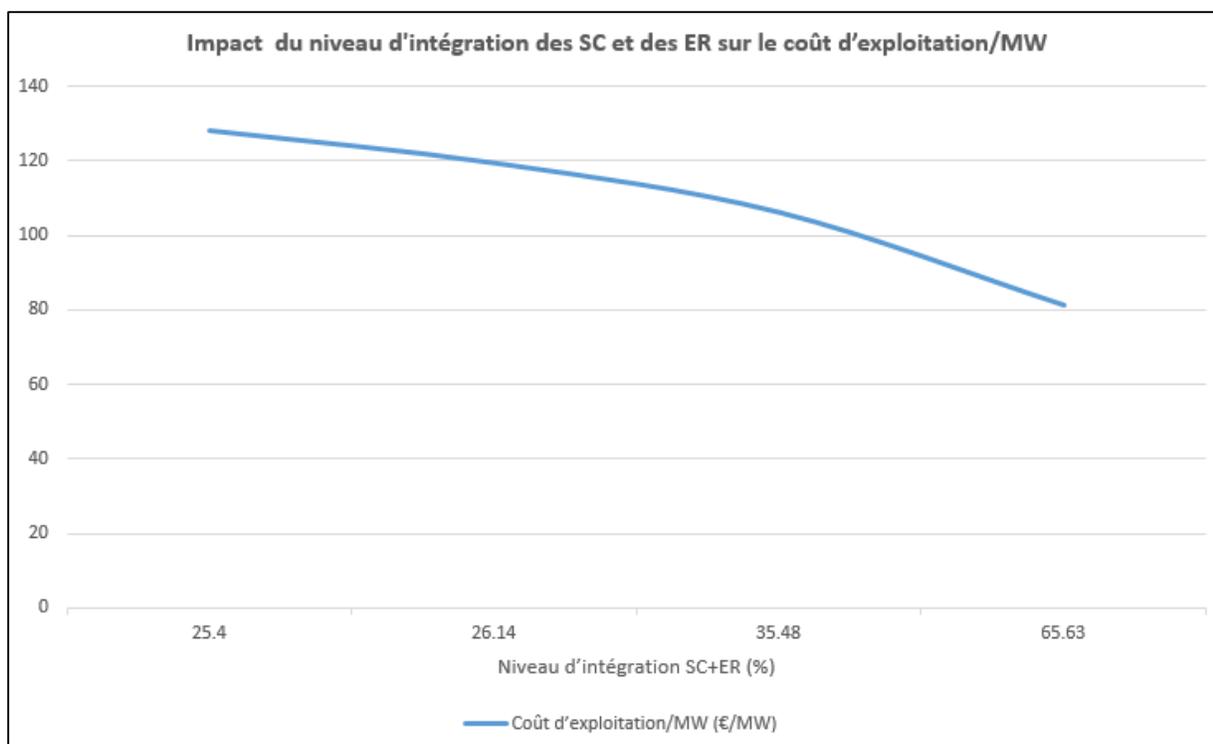


Figure 4-6. Impact du niveau d'intégration des SC et des ER sur le coût d'exploitation/MW

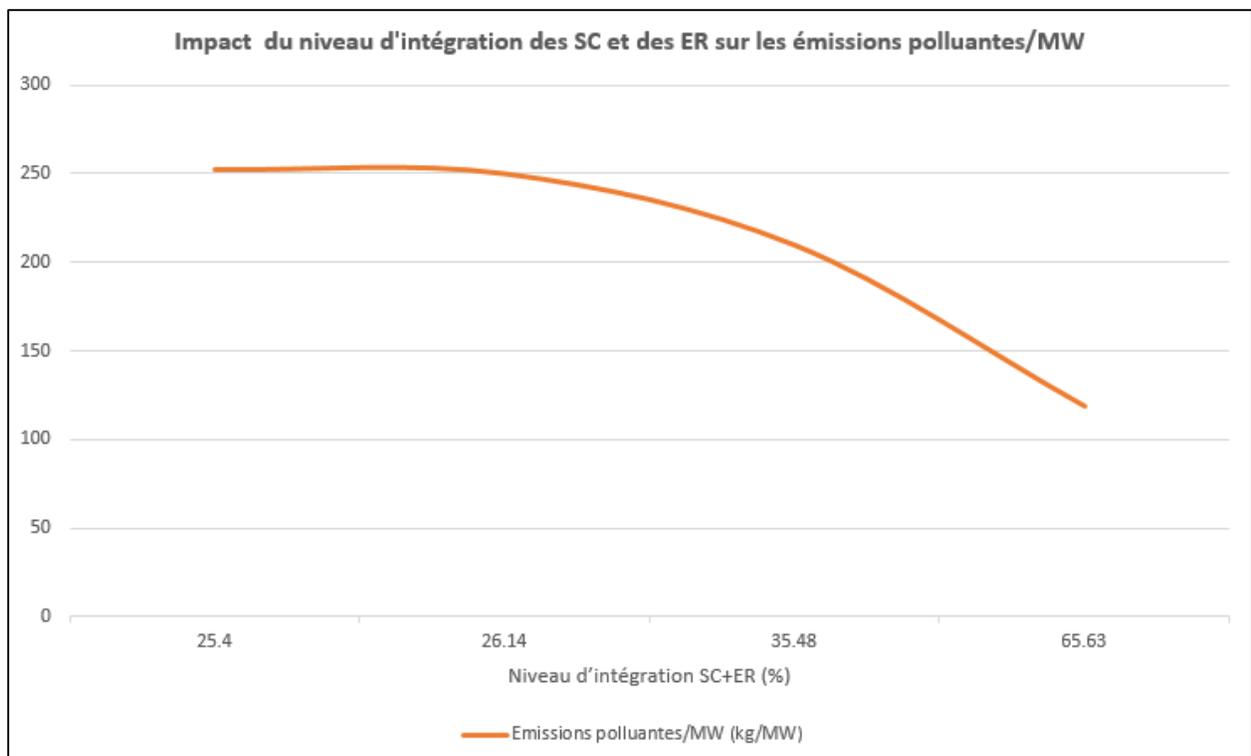


Figure 4-7. Impact du niveau d'intégration des SC et des ER sur les émissions polluantes/MW

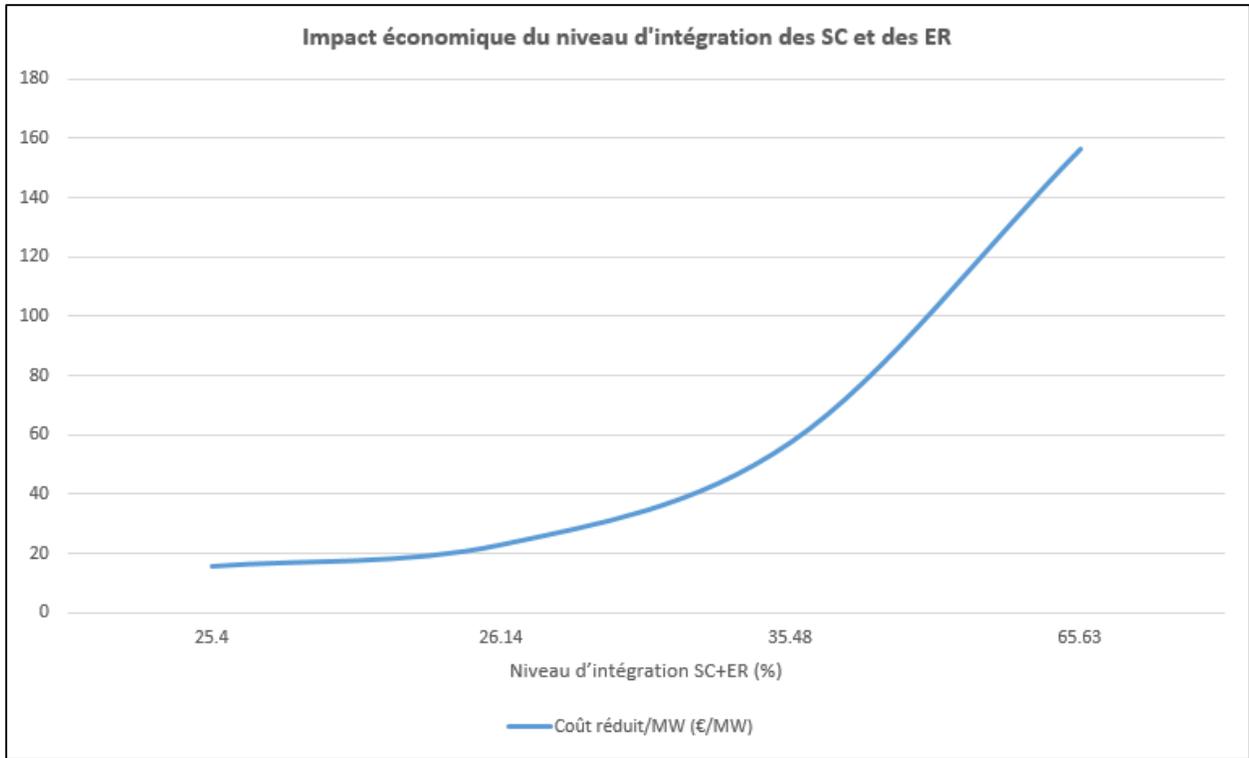


Figure 4-8. Impact économique du niveau d'intégration des SC et des ER sur le réseau

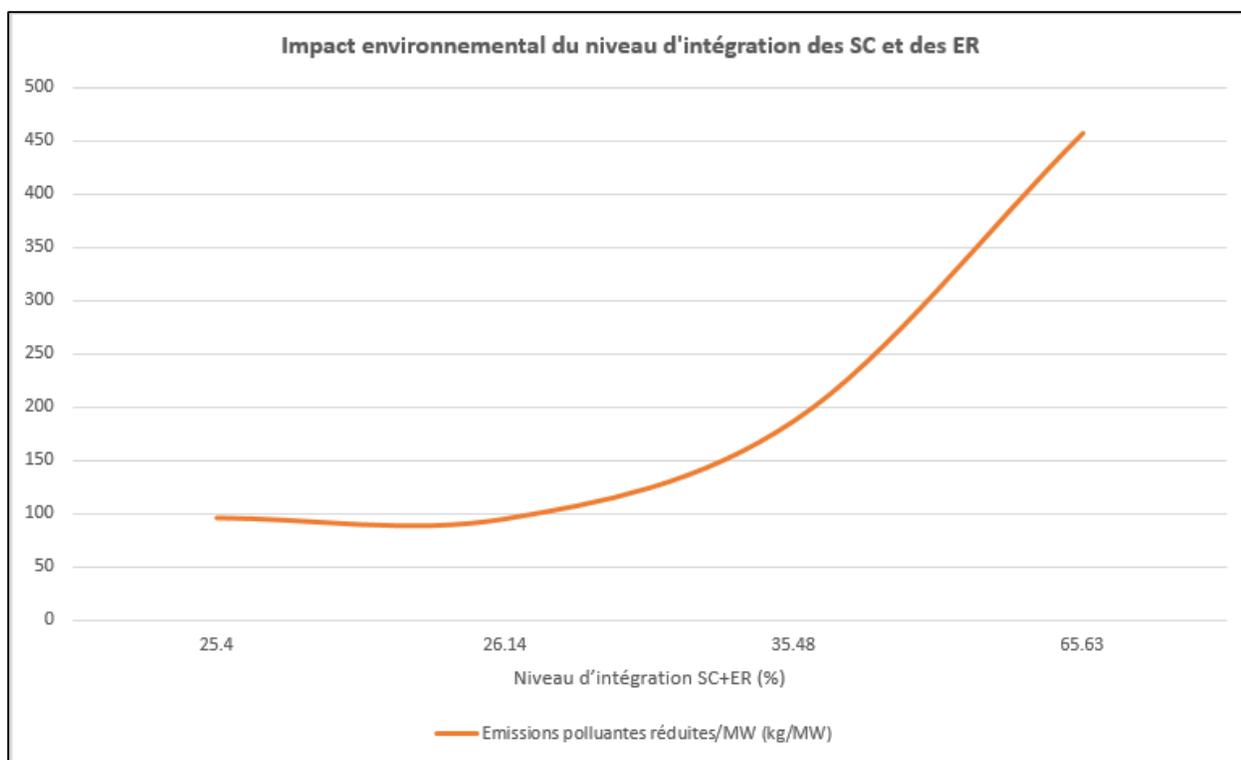


Figure 4-9. Impact environnemental du niveau d'intégration des SC et des ER sur le réseau

4.6. Conclusion

Dans ce chapitre, une stratégie managériale et optimale du réseau électrique est présentée. Cette dernière est basée sur un algorithme optimisant la production électrique des générateurs et des centrales électriques traditionnels. Son rôle est de gérer, contrôler et simuler le réseau électrique. En outre, il peut être un outil important pour la prise de décision au niveau d'installation des systèmes d'énergies renouvelables et de cogénération.

L'algorithme sert à contrôler la production électrique des générateurs traditionnels et des systèmes de cogénération afin de réduire le coût de production et la pollution. Il prend en compte les demandes électrique et thermique et la production instantanée des énergies renouvelables ainsi que l'exploitation des systèmes de cogénération intégrés dans le réseau. De plus, il calcule le coût d'exploitation et les émissions polluantes ainsi que leurs réductions dues à l'intégration des systèmes non polluants (ER et SC).

Le rôle des SC et des ER aux niveaux économique et environnemental est mis en évidence grâce aux résultats de la stratégie proposée.

Enfin, l'algorithme détaillé dans ce chapitre pourra être appliqué à un réseau électrique, dans lequel, la puissance de cogénération intégrée peut être calculée par la méthode expliquée dans le chapitre précédent.

Dans le chapitre suivant, le réseau électrique du Liban sera exposé. L'algorithme présenté dans ce chapitre et la stratégie de choix de la meilleure puissance de cogénération seront appliqués au cas de ce réseau.

5. Etude de cas : le Liban

5.1. Introduction

Le Liban est un pays situé sur la mer méditerranée, ayant une surface de 10452 Km² et un littoral de 220Km. Sa population est estimée de 4 millions d'habitants. Il est connu par ses sites touristiques et son climat modéré. Il est caractérisé par son niveau académique et éducatif. Il a pu avoir une bonne réputation dans les domaines des sciences et de l'ingénierie grâce aux libanais à l'étranger. Malgré tout ceci, le Liban est parmi les quelques pays au monde n'ayant pas d'électricité 24h/24, et souffrant d'un grand déficit énergétique. Ce dernier lui cause des problèmes économiques, sociaux et environnementaux.

Le secteur électrique et énergétique au Liban est un secteur très important. En fait, la demande énergétique est toujours supérieure à l'offre, ce qui pousse le Liban à affronter des problèmes dans les vingt dernières années, c.à.d. après la guerre civile. Le secteur électrique est monopolisé par l'Électricité du Liban (EDL, une institution publique qui contrôle plus que 90% de ce secteur), il est toujours victime de conflits politiques et sociaux. Ces derniers peuvent arrêter le fonctionnement administratif et gouvernemental. Les décisions de développement ne peuvent être prises que lorsque la majorité des politiciens serait en accord. Alors, il est impossible de séparer les directions administratives de l'intervention politique au Liban. Cela signifie que ce dernier ne pourra avoir de l'électricité 24h/24 sauf si les politiciens seront en accord global.

Plusieurs solutions techniques sont discutées par quelques ministres. La solution la plus récente et efficace est le plan de réforme proposé par le ministre actuel de l'Énergie et de l'Eau Gebran Bassil. Son plan optimise la contribution du secteur privé dans les projets proposés et minimise les préoccupations financières [112]. Donc, la solution technique est déjà née, mais ce qui manque c'est la naissance de la solution « politique ».

L'intégration des systèmes de cogénération et d'énergie renouvelable dans le réseau électrique libanais (REL) peut servir et sauver le secteur électrique et énergétique au Liban. Ces systèmes pourront être installés par les utilisateurs du réseau par une subvention du ministère de l'Énergie et de l'Eau au Liban. Le but de cette subvention est d'utiliser de l'énergie propre et non polluante, ou bien des systèmes de conservation d'énergie qui sont moins polluants. Sachant que

le gouvernement libanais mit un but qu'en 2020, le pourcentage de production électrique à travers les systèmes d'énergie renouvelable doit atteindre les 12%. Et ce, pour avoir une idée globale et approfondie sur l'effet de l'intégration de tels systèmes et de leurs contraintes, une modélisation mathématique sera mise en évidence.

Dans les chapitres précédents, les systèmes de cogénération ainsi que la cogénération multi-sources sont définis. La stratégie de choix de la meilleure puissance des SC est présentée. Ainsi, l'algorithme optimisant la production électrique est établi.

Dans ce chapitre, nous allons discuter l'état énergétique au Liban dans le passé (deuxième section), le présent (troisième section) et le futur (quatrième section). Dans la cinquième section, la stratégie de prise de décision de la meilleure puissance de cogénération sera appliquée au cas du Liban. Et enfin, dans la sixième section, l'algorithme optimisant la production électrique sera appliqué afin de démontrer l'impact positif des SC et des ER au réseau électrique libanais.

5.2. L'électricité au Liban : Le passé

Dans toutes les régions du monde, les gens profitent de tous les dons de la nature pour satisfaire leurs besoins. Et c'est à partir de ce principe que la technologie a été exploitée. Le Liban était un des pays les plus développés au monde dans l'Histoire, grâce aux grandes civilisations qui l'ont habité. En fait, le premier alphabet au monde a été introduit par les phéniciens qui étaient au Liban. En plus, des grands savants phéniciens comme Moschus, Thalès, Pythagore et Zénon vivaient au Liban et figuraient parmi les plus grands noms dans le monde de la science et de l'ingénierie. Par suite, le secteur d'énergie au Liban était un des pionniers au monde. Dans l'histoire, la guerre qui s'est déroulée entre les phéniciens et les grecques est une grande preuve de la technologie énergétique, sachant que les phéniciens ont envoyé du feu par la mer pour une longue durée. Certaines discussions montrent que les phéniciens ont trouvé le pétrole au fond de la mer méditerranée.

Au moyen âge, il n'y avait pas encore de l'électricité. Mais, les gens utilisaient des moyens pour se débrouiller. En fait, ces moyens énergétiques étaient de l'énergie renouvelable dont le monde au présent essaie de réutiliser pour se libérer peu à peu de tout ce qui est énergie épuisable, polluante et chère.

Arrivant au vingtième siècle, le Liban n'avait pas de problèmes graves avec le secteur d'électricité. Surtout que la majorité des gens travaillaient dans l'agriculture ou bien dans l'industrie. Et cette dernière n'était pas assez développée de manière qu'il n'y avait pas un grand besoin énergétique et électrique. En effet, le secteur industriel était basé sur des fabrications légères comme la couture, la ferronnerie d'art et plusieurs fabrications dont l'aspect était plutôt artistique. En plus, les résidences n'étaient pas installées par des systèmes de chauffage ou de refroidissement assez développés, et les électroménagers étaient moins nombreux qu'aujourd'hui. Par suite elles n'avaient pas une grande demande d'électricité. Le 10 Juillet 1964, l'Électricité Du Liban (EDL) a été fondée et chargée de la responsabilité de production électrique ainsi que de sa transmission et de sa distribution au Liban.

Avant la guerre civile (1975), il y avait 11 centrales électriques principales reliées à un réseau de distribution commune et fournissaient la majorité d'électricité au Liban. En 1974, l'EDL a produit 1700GWh d'électricité, tandis que quelques petites compagnies d'électricité ont produit 0,296 GWh. Dans cette année, 41,5% de l'énergie produite était hydroélectrique [113].

En général, pendant la période qui précède la guerre civile, il n'y avait pas de délestage électrique. Les libanais avaient de l'électricité 24h/24.

Pendant la guerre civile, le réseau électrique libanais (REL) a subi beaucoup de dégâts. En fait, l'infrastructure fut certainement endommagée comme conséquence des batailles. Surtout, il y eut beaucoup de vol des câbles électriques à cause du prix élevé du cuivre. En plus, quelques centrales électriques se sont détériorées par divers agresseurs. Les employés de l'EDL ne pouvaient pas accomplir leurs travaux. Ce qui a mené à avoir beaucoup de problèmes accumulés dans le REL. En plus, l'EDL confrontait des problèmes financiers, surtout que la distribution et la facturation n'étaient pas bien contrôlées. Et ce n'est qu'à cette époque que les gens ont commencé d'une manière remarquable le vol d'électricité et la fraude.

Alors, le secteur électrique et énergétique au Liban dans le passé était en bon état. Mais à partir de la guerre civile, les problèmes techniques, non-techniques et financiers ont eu lieu. En outre, pendant cette période il y a eu l'amélioration de la centrale thermique de Jiyeh et la fondation de celle de Zouk.

5.3. L'électricité au Liban : Le présent

Entre les années 1992 et 2002, il y avait un plan de réhabilitation (Power Sector Master Plan). Ce plan avait comme but la réhabilitation des réseaux de transmission et de distribution ainsi que l'expansion de la capacité productrice. En fait, ce plan n'était pas efficace sachant que la production n'a jamais atteint la demande [113]. Et depuis cette date, aucune amélioration significative du réseau ne fut exécutée. Il y avait plusieurs plans et plusieurs projets pour sauver le secteur, mais des obstacles politiques ont enfreint leur mise en pratique.

5.3.1. Les centrales électriques du Liban

Les centrales électriques au Liban sont divisées en deux catégories : thermiques et hydroélectriques (ou hydrauliques).

Les sept centrales thermiques de l'EDL sont :

- Trois centrales à turbines à vapeur (Zouk, Jiyeh et Al Hreesha).
- Deux centrales CCGT (Deir-Ammar et Zahrani).
- Deux centrales OCGT (Baalbeck et Tyre).

La capacité théorique totale installée de ces centrales est de 2038 MW, mais leur capacité actuelle n'atteint pas 1700 MW [114].

- Les centrales hydroélectriques sont distribuées entre : Litani (société publique), Al-Bared, Nahr Ibrahim et Safa (sociétés privées) et Kadisha (société immobilière de EDL). Leur capacité totale installée est de 270 MW (Tableau 5-1). Elle représente 9,6% de la production totale.

Tableau 5-1. Les capacités hydroélectriques

Rivière	Capacité installée (MW)	Facteur de capacité (%)	Énergie annuelle (GWh)
Kadisha	25	41	70
Nahr Ibrahim	35	35	100

Bared	20	34	50
Litani	190	50	780
Total	270	43	1000

- Les trois centrales de Zouk, Jiyeh et AL Hreesha sont les plus anciennes. Celle de Jiyeh est fondée en 1970 et sa capacité a été ajoutée en 1980 et 1981. La centrale de Zouk est fondée en 1984, elle est ajoutée en 1986, et elle a la plus grande capacité installée en temps qu'elle est la plus polluante. Ces deux centrales utilisent le HFO. Les détails techniques de ces centrales sont donnés par les tableaux (Tableaux 5-2 et 5-3) [115].

La centrale d'AL HREESHA est installée en 1983. Sa capacité théorique est de 75 MW, sa capacité actuelle moyenne est de 37MW et comporte une seule unité.

Tableau 5-2. Détails techniques de la centrale de Zouk

Unité	Année d'installation	Type de fuel	Capacité installée (MW)	Capacité disponible (MW)	La consommation théorique (g/KWh)	La consommation actuelle (g/KWh)
Zouk 1	1984	HFO	145	100	224,8	258
Zouk 2	1985		145	100	223,3	264
Zouk 3	1986		145	100	223,7	262
Zouk 4	1986		172	120	215,8	239

Tableau 5-3. Détails techniques de la centrale de Jiyeh

Unité	Année d'installation	Type de fuel	Capacité installée (MW)	Capacité disponible (MW)	La consommation théorique (g/KWh)	La consommation actuelle (g/KWh)
-------	----------------------	--------------	-------------------------	--------------------------	-----------------------------------	----------------------------------

Jiyeh 1	1970	HFO	65	25	250	315,12
Jiyeh 2	1970		65	25	250	328
Jiyeh 3	1980		72	50	240	300
Jiyeh 4	1981		72	50	240	297,33
Jiyeh 5	1981		72	61	240	288

- Les centrales de Deir-Ammar et Zahrani sont les plus neuves. Elles sont de type CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) et chacune a comme capacité théorique 435 MW. Elles correspondent à la fois à la moitié de la production totale au Liban (Figure 5-1). En fait, les unités installées dans ces centrales sont fabriquées pour utiliser le gaz naturel (LNG). Malheureusement, elles sont opérées en utilisant du gasoil qui a un coût double par rapport au LNG. En effet, le LNG n'est pas encore disponible en quantité suffisante, sachant qu'un pipeline arrivant de la Syrie à Deir-Ammar a pour rôle de transporter le gaz naturel. Mais ceci n'est pas encore utilisé. Plus de détails techniques sont présentés dans le tableau 5-4 [115].

Tableau 5-4. Détails techniques de Zahrani et Deir-Ammar

Centrale	Unité	Année d'installation	Type de fuel	Capacité installée (MW)	Capacité disponible (MW)	Rendement théorique (%)	Rendement actuel (%)
Zahrani	Zah 1	1998	LFO	145	120	-	31,88
	Zah 2	1998		145	120	-	32,24
	Zah 3	2001		145	120	50,7	50,7
Deir-Ammar	DA 1	1998		145	120	-	31,93
	DA2	1998		145	120	-	32,13

	DA3	2002		145	120	50,7	50,7
--	-----	------	--	-----	-----	------	------

- Les centrales de Baalbeck et Tyr sont installées en 1996. Chacune de ces centrales, a une capacité théorique de 70 MW et comporte chacune deux unités. Le type des unités installées est OCGT (Open Cycle Gas Turbine) ; elles
- sont opérées en utilisant le diesel, sachant qu'elles sont fabriquées pour utiliser le LNG. Elles sont opérées pendant les heures de pointe (peak).

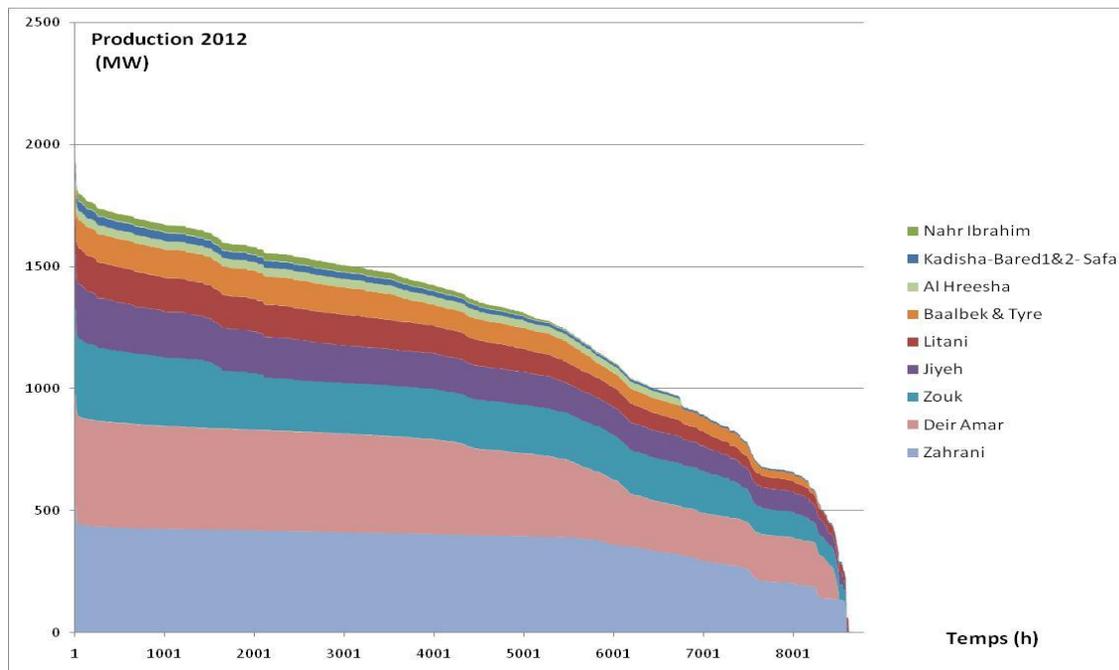


Figure 5-1. La production cumulée de l'année 2012 des centrales électriques au Liban

La figure 5-1 montre la production cumulée de l'année 2012 de toutes les centrales thermiques et hydroélectriques au Liban classées dans l'ordre décroissant de production de bas en haut (Source des données : EDL). Alors, d'après cette figure, nous pouvons trouver l'effet de chaque centrale sur la production totale ainsi que son intérêt. La figure 5-2 montre la répartition des centrales thermiques au Liban [114]. La production des centrales thermiques représente 88% de la production totale.



Figure 5-2. La carte des centrales thermiques au Liban

5.3.2. L'importation de l'électricité des pays voisins

Le Liban importe de l'électricité de la Syrie et de l'Égypte à travers des interconnexions régionales. Il achète de la Syrie 589 GWh et de l'Égypte 527 GWh, ce qui correspond à ~7,5% de l'énergie totale produite. Le tarif moyen de l'achat d'électricité de la Syrie est de 0,13 \$/KWh, et celui de l'achat d'électricité de l'Égypte est 0,11 \$/KWh [115].

Mais, pendant les deux dernières années, et à cause des circonstances politiques qui se déroulent dans ces deux pays, l'importation de l'électricité de la Syrie et de l'Égypte est devenue instable. Alors, le déficit électrique a augmenté de plus en plus, surtout qu'aucune amélioration pour ces importations n'est mise en évidence.

5.3.3. La demande électrique

La demande électrique au Liban est calculée à partir des estimations. Ces dernières sont basées sur la charge historique de chaque ligne d'alimentation [116].

En fait, la demande au Liban est répartie suivant les secteurs suivants : 45% pour le secteur résidentiel et commercial, 23% pour le secteur industriel, 12% pour les immeubles administratifs, 5% pour les concessions (des compagnies qui achètent de l'électricité de l'EDL et la vendent aux gens) et 15% sont des pertes techniques [117].

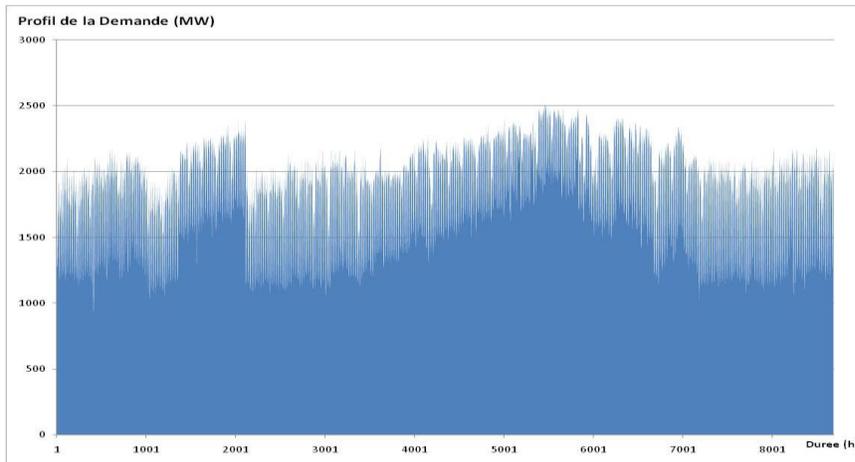


Figure 5-3. La variation de la demande pendant l'année 2010

Il est remarquable qu'au Liban, la demande est grande pendant les mois d'été (Figure 5-3) (Source de données: EDL). En effet, cette figure montre les variations de la demande pendant toutes les heures de l'année.

En plus, la demande maximale (peak) a atteint 2510,4 MW en 2010, comme indiqué dans la figure 5-4 (Source de données: EDL). Cette figure représente la courbe temporelle de la demande décroissante ou LDC (Load Duration Curve) de l'année 2010 (en noir) et la quantité d'énergie demandée pendant cette année (en bleu).

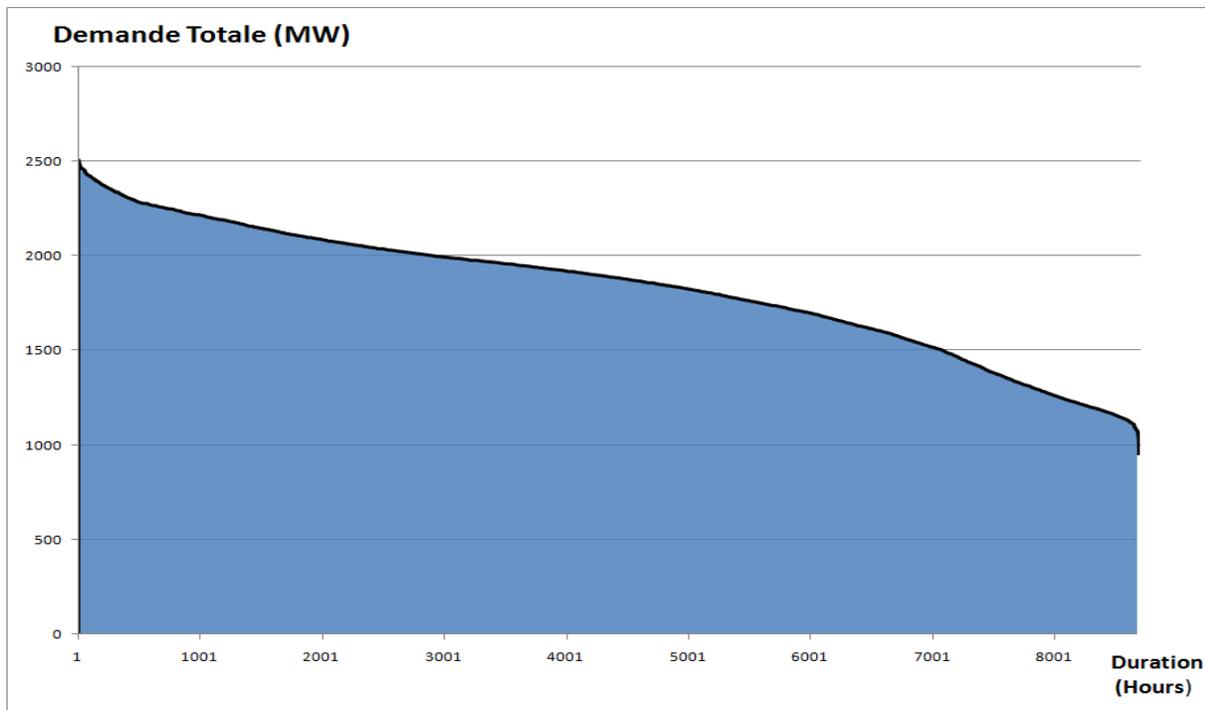


Figure 5-4. LDC de l'année 2010

L'énergie demandée en 2009 était de 15000 GWh. La demande est en train d'augmenter à peu près de 7% annuellement, contrairement à l'efficacité des centrales qui diminue de 2%. La production était de 10406 GWh. Le déficit électrique, après l'importation de la Syrie et de l'Égypte, était de 3495 MWh, ce qui montre que le déficit était de plus que 25% de l'énergie totale demandée [114].

La production électrique au Liban est toujours inférieure à la demande. Pour cette raison, il y a le délestage électrique. La figure 5-5 montre le décalage entre la production et la demande pendant l'année 2010 (Source de données: EDL). La demande est toujours en augmentation, tandis que la production est en diminution à cause de l'usure des centrales.

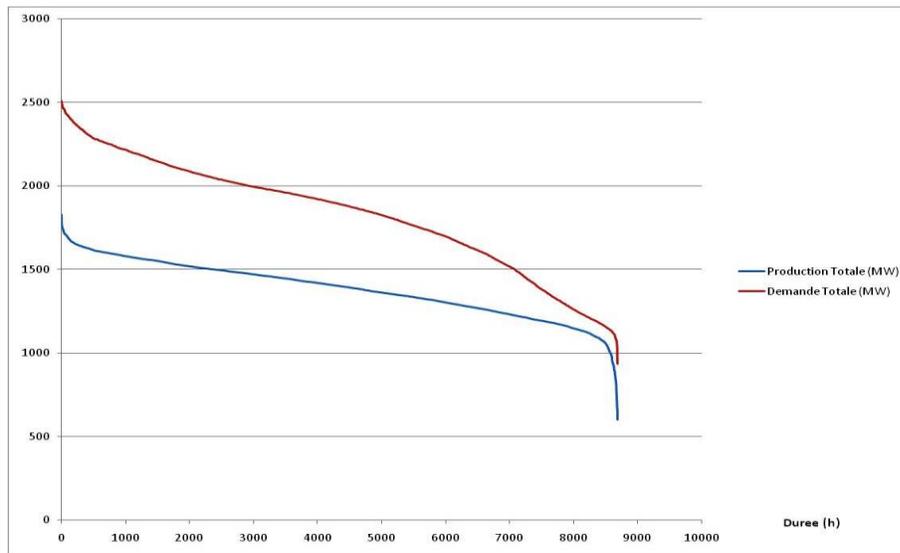


Figure 5-5. La production et la demande de l'année 2010

5.3.4. Les pertes dans le REL

Les pertes totales dans le réseau électrique libanais (REL) sont estimées de 40%, dont 15% sont des pertes techniques, 20% de pertes non techniques et 5% dues à la non collecte des factures [116]. En fait, les pertes techniques sont considérées comme des pertes dues aux problèmes techniques (endommagement des générateurs, surcharge dans les lignes, panage des transformateurs...). Les pertes non-techniques sont considérées comme les branchements illégaux, manipulation des compteurs ou consommation électrique non facturée [113]... Ces dernières étaient de 48% et elles sont réduites durant la dernière décennie [118].

De même, le tarif de l'électricité au Liban vaut quasiment la moitié de son coût de production. En effet, le coût moyen de l'électricité en 2009 était de 17,14 c\$/KWh tandis que le tarif moyen est toujours de 9,58 c\$/KWh [116]. Ceci est dû à l'augmentation du prix du baril de pétrole qui était de 25\$ en 1995 et qui a dépassé les 100\$ à nos jours. En plus, le tarif était fixé depuis 1995 et ne peut être modifié que par une loi gouvernementale approuvée par la majorité des politiciens ; ce qui est normalement impossible au Liban à cause des conflits politiques.

Les conséquences sont des pertes financières de 390 millions de dollars par an. Le déficit financier de l'EDL était de 1,5 billion de dollars en 2009, et il est en train d'augmenter. En plus des coûts d'investissement de 1,6 billion de dollars réparties entre 1992 et 2009, s'ajoute le montant de

subvention pour la même période qui vaut 6,4 billions de dollars. Ce qui résulte d'un déficit total de 8 billions de dollars environ, sans tenir compte des intérêts financiers [119].

5.3.5. Les générateurs privés

N'ayant pas confiance en leur gouvernement, les libanais avaient décidé, depuis le début du délestage, de satisfaire leurs besoins individuellement. Ceci fut traduit par l'installation des générateurs privés chez eux. La plupart des gens, n'avaient pas les moyens d'installer un tel genre de générateurs, ou bien n'avaient pas du temps pour s'en occuper. Quelques-uns espéraient qu'un jour le délestage cessera. Ceci a poussé des gens à investir dans des générateurs privés de quelques dizaines de KVA pour répondre à la demande électrique qui n'est pas fournie par l'EDL. En fait, ces gens étaient en train de satisfaire leur demande et celle de leurs voisins en gagnant de l'argent. Alors, ce fait est devenu un métier ou une profession pour une partie des libanais.

La production des générateurs privés était en 2009 de 2796 GWh, ce qui couvre 80% de l'énergie électrique non fournie (EENS :Expected Energy Not Supplied). Le coût monétaire de ces générateurs était de 1,305 billions de dollars en 2009, avec un tarif de 46,43 c\$/KWh [115]. Ce coût est additionné au coût social dû à la pollution produite par ces générateurs, surtout qu'ils sont installés entre les résidences et sans aucune précaution ou prévention.

Certainement, les générateurs privés sont une mauvaise solution pour les libanais. Surtout que la majorité des gens paient entre 50 et 200 \$/mois aux propriétaires de ces générateurs pour le secteur résidentiel et commercial. Tandis que les usines et les industries ont leurs propres générateurs. Mais, pour le moment, ces générateurs sont indispensables aux libanais.

5.3.6. La transmission et la distribution

La transmission au Liban est constituée de trois types de haute tension : 66, 150 et 220 KV. En plus, il y a 58 sous-stations d'alimentation électrique qui convertit l'électricité de haute tension en moyenne tension. Le réseau est formé de lignes de 1615 Km (1336 Km dans le ciel, et 279 Km souterrain) utilisées pour la transmission et la distribution.

La distribution correspond au convertissement d'électricité de la tension moyenne (MV) en tension faible (LV), et elle est constituée de plus de 18000 transformateurs avec leurs accessoires pour fournir la puissance électrique aux clients. L'interface physique entre le réseau de transmission

d'EDL et sa distribution est à la boîte d'extrémité des câbles des cellules moyenne tension sortants des principales stations de transmission. Les réseaux de distribution sont alimentés à 11KV, 15KV et 20KV avec quelques réseaux ajoutés à 5,5KV et 33KV. La tension nominale (LV) est 380/220V [113].

5.3.7. Obstacles et problèmes

Le secteur d'électricité au Liban est victime des problèmes sociaux et politiques. En fait, le nombre d'employés à l'EDL est de 1700 [120], sachant qu'il fallait être 5020 [121]. L'âge moyen des employés à EDL est à peu près 52 ans et il y a 60% d'insuffisance d'employés résultant d'un problème gouvernemental de non-emploi. En plus, il y a plus que 2000 employés contractuels sous-qualifiés engagés à cause des interventions politiques. Faute d'absence de surveillance, de sécurité sociale, ainsi que d'informatisation, certains employés essaient de voler ou de tricher, et ceci ne peut être contrôlé étant donnée la dépendance politique de l'administration [113]. Les abonnés dépassent 1100000 entre abonnés de haute, moyenne et basse tension [121].

Ajoutons que dans quelques régions, des gens soutenus par quelques politiciens ou partis politiques volent de l'électricité sans être sanctionnés. En effet, ils mènent des câbles de leurs maisons aux lignes du réseau électrique sans compter cette consommation à l'aide des compteurs digitaux. Ce problème est réduit pendant les dernières années avec le ministre Bassil. En fait, la plupart des gens qui volaient de l'électricité n'avaient pas de compteurs ; ils n'avaient pas les moyens financiers afin de demander à l'EDL d'installer un compteur. En effet, l'initiative prise par le ministre Bassil de l'installation gratuite de ces compteurs pour une durée limitée a réduit le nombre de consommateurs illégaux.

Les contrats des concessions sont devenus un fardeau au gouvernement, de manière qu'elles achètent de l'électricité avec un prix inférieur au coût de production.

Quelques politiciens avaient comme but la corporisation du secteur électrique au Liban. Sans tenir compte de l'importance de ce sujet, ils ont essayé de détériorer le statut restant du secteur pour le corporiser. En effet, ils pourront profiter de cette corporisation s'ils imposeront des conditions financières aux entreprises qui vont être associées à ce sujet.

Les problèmes généraux [113] :

- Un grand déficit dans la production pour achever la demande. La demande augmente en temps que la production diminue, ce qui mène à une crise sociale.
- La limitation et le vieillissement des centrales thermiques (à Zouk et Jiyeh) qui existaient avant la guerre civile. Ceci cause une augmentation du coût de l'entretien des machines, une augmentation des problèmes techniques et une diminution de l'efficacité des centrales.
- L'usage du gasoil, relativement cher dans les centrales de Baalbeck, Tyr, Deir-Ammar et Zahrani. Lesquelles sont conçues pour l'usage du gaz naturel qui n'est pas encore disponible. Ceci correspond à un coût de production très élevé.
- L'absence de l'entretien périodique préventif.
- la mauvaise qualité de fuel utilisé dans la plupart des cas.
- Les facteurs de charge (Load Factor) sont bas, ce qui cause un déficit dans la production.
- Les grands déficits dans les centrales thermiques, ce qui cause un coût de production très élevé.
- Le manque de suivi pour demander l'importation des combustibles à temps. En outre, les installations pétrolières (Zahrani et Tripoli) sont forcées de fournir EDL avec le prix du marché, ce qui cause des pertes additionnelles.

Les problèmes de transmission :

- Les pertes techniques (~15%) .
- Un grand nombre de transformateurs sont à la fin de leur vie moyenne .
- Pas d'informatisation à l'EDL pour contrôler les coûts, les analyses, les programmes d'entretien.... .
- L'implémentation de la ligne de 220 KV n'est pas encore complète.
- Les lignes de HV en porcelaine et leurs isolateurs ont un impact négatif à l'environnement.
- Plusieurs transformateurs HV sont en train d'opérer à un très haut facteur de charge ce qui résulte d'un manque de réserve électrique.
- Il y a toujours de délestage, surtout pendant le jour.
- Pas d'indépendance financière dans le conseil d'administration pour assurer le bon fonctionnement.

- Des retards dans les programmes de travail sont causés par les difficultés d'approvisionnement des matériaux [113].

Les problèmes de distribution :

- L'existence de factures non recouvrées (~5% en 2009).
- De grandes pertes non-techniques (~20%).
- Pas d'entretien pour les sous-stations MV/LV, et les problèmes sont traités par une action-réaction.
- Plus que 37% des transformateurs sont plus âgés que leur durée de vie moyenne (20 ans).
- Il y a beaucoup de surcharges sur les réseaux MV de Beirut.
- Pas d'indépendance financière dans le conseil d'administration pour assurer le bon fonctionnement.
- Manque de bons entrepreneurs et personnels.
- Manque d'usage de bons outils et de précautions par les employés.
- Les moyens de transport utilisés pour le service et l'entretien sont en mauvaises conditions, ce qui menace leur travail.
- Les outils et l'équipement sont de très mauvaises conditions.
- Manque de personnel.
- Pas d'informatisation à l'EDL pour contrôler les coûts, les analyses, les programmes d'entretien.... .
- Des retards dans les programmes de travail sont causés par les difficultés d'approvisionnement des matériaux.
- Les sous-stations sont vieilles et il n'y a pas de moyens pour les remplacer [113].

Les problèmes financiers :

- Les tarifs sont inférieurs au coût actuel de production électrique.
- Mauvais investissements dans des nouvelles centrales ce qui a augmenté les pertes au lieu d'augmenter les revenus (ils ont installé des OCGT au lieu de CCGT à Tyre et à Baalbeck).
- L'EDL est endetté et a besoin toujours des subventions gouvernementales (~2200 millions \$ en 2010), ce qui augmente l'intervention des politiciens pour pouvoir avoir plus de crédits).
- La contribution de la facture de fuel au budget total de EDL (1450 millions \$ en 2008 (75%) et 1165 millions \$ en 2009 (62%)) affecte beaucoup l'état financier de l'EDL.
- L'incapacité de l'EDL à poursuivre légalement les agresseurs au réseau. Sachant que tous les agresseurs sont protégés politiquement.
- Manque de sérieux au niveau de l'encaissement des factures et l'absence de suivi, ce qui cause des arrérages et des retards de plusieurs centaines de milliards de LL.
- Manque d'audit interne, ce qui affecte négativement l'exactitude des comptes financiers.
- Absence de système informatique de comptabilité qui lie tous les comptes de l'EDL. [113]

5.4. L'électricité au Liban : Le futur

L'état de l'électricité au Liban est critique. Si le plan de réforme du ministre Bassil est exécuté, le libanais aura une chance d'avoir de l'électricité 24h/24.

5.4.1. Plan de réforme proposé par le ministre Bassil

Le plan couvre trois domaines stratégiques distincts avec dix initiatives spécifiques dans un programme de 42 actions [119]:

I. L'infrastructure:

- 1) La production : Le but est d'atteindre une capacité installée de 4000 MW en 2014, et de 5000 MW au-delà de 2014 en tenant compte de l'augmentation annuelle (7%) et de la réserve (15%) pendant les heures de pointe.
- 2) Le transport : L'objectif est de réduire les pertes de transmission et d'assurer une bonne connexion entre les centrales et les centres de charge, en tenant compte du

coût, de la stabilité, de la fiabilité et surtout de la suppression des goulets d'étranglement.

- 3) La distribution : La politique de la distribution est d'implémenter un programme transitoire et réaliste avec la participation du secteur privé. Son but est d'investir dans la planification, la construction, la gestion et la maintenance des activités de la distribution y compris la relève, la facturation et l'encaissement, en utilisant des systèmes modernes et intelligents.

II. Les ressources et la demande:

- 4) L'approvisionnement en fuel: Le but de l'approvisionnement en fuel est d'avoir de la diversité et de la sécurité, où les 2/3 du fuel sont basés sur le gaz naturel avec des multiples sources de fourniture. En plus, les énergies renouvelables représentent plus de 12%, et le reste provient d'autres sources de fuel avec des technologies qui fonctionnent au gaz naturel et au mazout.
- 5) Les énergies renouvelables: Cette stratégie a pour but de motiver les secteurs publics et privés, ainsi que les individus à utiliser des énergies renouvelables pour que celles-ci atteignent 12% de la production électrique et thermique.
- 6) La gestion de la demande / L'efficacité énergétique : Cette stratégie a pour but de diffuser le bon usage de l'électricité et d'adopter de programmes nationaux pour gérer la demande en s'intéressant à l'utilisation efficace de l'énergie, à la diminution des heures de pointe, à la diminution de la charge et le contrôle de l'augmentation de la demande pour économiser au moins 5% de la demande totale.
- 7) La tarification: Cette stratégie a pour but la restructuration et l'augmentation du tarif pour éliminer le déficit financier du secteur de l'électricité, et l'amélioration de l'état économique global. En même temps, elle consiste à éliminer le fardeau

financier pour les citoyens causé par l'utilisation des générateurs privés, après avoir atteint la capacité productrice suffisante pour avoir de l'électricité 24h/24.

III. Le cadre légal:

- 8) Les normes et les standards: Le but de cette stratégie est la disposition des normes et des standards pour la fourniture des services électriques avec un bon niveau de sécurité qui sera équitable et juste, en tenant compte de sa qualité et de son coût.

- 9) La corporisation d'EDL: Cette stratégie donne une revitalisation à l'EDL qui est l'entité majeure du secteur. Ceci devrait donner une meilleure flexibilité sur les plans financier, administratif et humain pour faire face aux changements rapides et vitaux.

- 10) Le statut légal: L'implémentation de cette stratégie sert à éliminer tous les problèmes et les obstacles du secteur de l'électricité. Il faut que le Conseil des Ministres adopte ce plan pour qu'il soit exécuté avec un engagement légal, administratif et financier.

En plus du plan de réforme, la LCEC (Lebanese Center for Energy Conservation) a proposé le NEEAP (National Energy Efficiency Action Plan). Ce dernier a comme buts :

- De fixer des objectifs nationaux pour l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, de conservation grâce à l'efficacité énergétique.
- D'avoir une capacité additive à partir des énergies renouvelables.

Le NEEAP contient 14 stratégies [122]. Il met un plan d'action entre les années 2011 et 2015. Une capacité additive égale à 525 MW est estimée en 2015 produite par des énergies renouvelables.

Jusqu'à cette date le plan de réforme n'est pas exécuté efficacement. Il y a plusieurs projets qui sont toujours non achevés. Les centrales électriques ne sont pas encore accomplies et il y aura peut-être une modification au niveau de ces centrales : l'installation des systèmes de cogénération.

5.4.2. Stratégie alternative

Une stratégie qui peut être exécutée au cas où le plan de réforme est interdit d'être appliqué c'est la décentralisation du secteur électrique au Liban. Cette décentralisation sera appliquée de manière que les municipalités au Liban investissent dans des projets de production électrique (ça peut être à partir des systèmes d'énergie renouvelable ou bien des générateurs comme ceux qui sont installés chez les gens qui vendent de l'électricité privée). Les municipalités pourront relier leurs générateurs au réseau électrique libanais. Ceci va créer une décentralisation de production, et les municipalités pourront aider l'EDL à contrôler les pertes et les agressions. Et le plus important est que ce projet n'a pas besoin de législations assez complexes comme celui du plan de réforme. Il prendra moins de temps que la réhabilitation des centrales thermiques. En plus, de point de vue économique, le gouvernement n'aura pas à faire de grands investissements, et la plupart des municipalités pourront payer les investissements car ils seront abordables pour elles. Nous ajoutons que l'énergie renouvelable aura un rôle très important car quelques villages au Liban ont une grande vitesse de l'air, et quelques villes ont une grande quantité de radiations solaires. En fait, avec cette alternative, l'intégration des systèmes de cogénération et d'énergies renouvelables aura une très grande chance. Ceci va diminuer la pollution, et en même temps diversifier la nature des énergies utilisées. Ce qui va mener à utiliser ces énergies tout le long de l'année.

Cette stratégie aura beaucoup de chance au Liban. Elle est indépendante des conflits politiques dans le pays, et elle est très logique de point de vue production-demande. En fait, il y aura une décentralisation de facturation et de collecte des factures, de manière que l'EDL économisera et en même temps elle aura un rôle de gestion électrique et non pas tous les rôles qu'elle avait avant. De plus, les gens seront obligés à respecter les lois puisqu'ils sont normalement bien surveillés par leurs municipalités, et tout dégât à l'EDL sera considéré comme dégât aux municipalités. Du côté économique, cette stratégie est plus avantageuse par rapport à l'état actuel. Elle peut faire gagner de l'argent à l'EDL et aux municipalités en étant moins chère aux

consommateurs qui paient beaucoup plus aux générateurs privés. Et ce sera un pas vers l'avant pour la décentralisation administrative au Liban.

Les énergies renouvelables sont en train d'être installées dans plusieurs secteurs. Quelques systèmes de cogénération de puissances modestes sont installés dans quelques usines libanaises. Il faudra alors appliquer notre étude pour installer des SC dans le réseau électrique libanais. Ainsi, il faudra appliquer l'algorithme pour gérer le nouveau réseau dans lequel seront intégrés des SC et des ER.

5.4.3. Application des systèmes de cogénération au système électrique libanais

Dans l'action numéro 6 du plan de réforme, l'efficacité énergétique est considérée. Dans ce cas, les systèmes de cogénération ont un rôle très important.

5.5. Optimisation « multi-objectif »

Dans cette section, l'étude correspond à des systèmes de cogénération à turbine à gaz. Le facteur de motivation n est considéré égal à 1 pour le secteur public et 1,1 pour le secteur privé (10% de gain). Le rendement du système de cogénération est considéré de 85%. Cette étude correspond à dix ans d'intégration de systèmes de cogénération avec une moyenne de 8000 heures de fonctionnement par an. Alors, le nombre d'intervalles de temps est $j = 10$. Ainsi, le nombre de générateurs traditionnels éteints à cause de cette intégration est $k = 3$.

La puissance considérée est : $P \leq 1200 \text{ MW}$ avec des limites inférieures et supérieures 500 MW et 1200 MW respectivement. La puissance P est considérée comme somme des puissances électrique et thermique.

L'optimisation « multi-objectif » GA est appliquée en utilisant Matlab R2011b, sur un PC Intel Core I7 avec une vitesse de processeur de 3,4 GHz.

La fonction « objectif » du coût total à minimiser est représentée par l'équation (4.1).

$$F_{Total} = \sum_{j=1}^N (H_b * c_j) - \sum_{k=0}^K (\sum_{j=1}^N t_j * a_{jk}) + \sum_{j=1}^N \alpha_j * c_{mj} - \left(\sum_{j=1}^N (P * t_j - E_{j\ load}) * \left[\text{Max}(P * t_j - E_{j\ load}, 0) * \left(\frac{n-1}{P * t_j - E_{j\ load}} \right) + 1 \right] \right) * \text{tariff} + \text{Inv. Cost} + \sum_{j=1}^N (P * t_j) * c_t \quad (4.1)$$

La fonction « objectif » des émissions polluantes (CO₂) à minimiser est représentée par l'équation (4.2).

$$F_{pollution} = \sum_{j=1}^N (H_b * D_j) + \sum_{j=1}^N \alpha_j * \text{Dam}_j - \sum_{k=0}^K (\sum_{j=1}^N t_{ij} * \text{Pol}_{jk}) \quad (4.2)$$

Le vecteur correspondant à la consommation d'énergie pendant ces dix ans est :

E=[23000000; 24000000; 24500000; 25000000; 25500000; 26000000; 26500000; 27000000; 27500000; 28000000] MWh.

Les autres facteurs considérés sont :

Tariff = 170 (€/MWh);

c = [85; 90; 85; 90; 90; 95; 100; 100; 95; 100] (€/MWh);

alpha = [0.2; 0.3; 0.3; 0.3; 0.3; 0.35; 0.35; 0.35; 0.35; 0.4];

cm = [1200000; 1300000; 1400000; 1400000; 1400000; 1400000; 1450000; 1500000; 1550000; 1600000] (€);

a = [1500 1400 1500; 1500 1500 1400; 1500 1500 1400; 1600 1600 1500; 1600 1600 1500; 1600 1600 1500; 1700 1700 1650; 1700 1700 1650; 1800 1850 1800; 1900 1950 1900] (€/h);

c_t = 10 (€/MWh);

D = [3000 2800 3100 3200 3300 3300 3400 3400 3450 3500; 3000 2800 3100 3200 3300 3300 3400 3400 3450 3500; 3100 3150 3200 3300 3300 3350 3350 3400 3450 3500] × 10⁻³ (kg/MWh);

Dam = [20000 21000 21000 21500 22000 22000 22500 22500 23000 23000; 21000 21500 21000 21500 22000 22000 22500 22500 23000 23000; 20000 21700 21000 21500 22000 22000 22500 22500 23000 23000] × 10⁻³ (kg);

Pol = [750 760 750; 760 750 740; 760 750 740; 780 770 770; 790 780 770; 780 780 790; 770 770 780; 790 790 780; 790 790 790; 800 790 800] × 10⁻³ (kg/h);

5.5.1. Résultats de l'optimisation et technique de prise de décision

L'optimisation « multi-objectif » a été simulée 1000 fois. Le nombre de solutions obtenues pour chaque série est largement supérieur au nombre de simulations (15210 pour le premier cas et 15430 pour le second). Nous avons supprimé les doublons pour obtenir une série de données équiprobable, sachant que la régression multilinéaire n'est pas affectée par les solutions répétées.

Les équations obtenues par la régression multilinéaire pour $n = 1$ (sans approvisionnement) et $n = 1,1$ (avec approvisionnement) sont:

$$\hat{y}_1 = 4,39222 - 3,19556 \cdot 10^{-11} x_1 + 1,16263 \cdot 10^{-6} x_2 + 0,00024$$

$$\hat{y}_{1,1} = 3,72192 - 2,68289 \cdot 10^{-11} x_1 + 1,16271 \cdot 10^{-6} x_2 + 0,00013$$

Tableau 5-5

Résultats	Puissance (MW)	Coût total (10 ¹¹ €)	Pollution (kg de CO ₂)	Résidu
$n = 1$	707,699	1,22	6,08 .10 ⁸	1,763.10 ⁻⁶
$n = 1,1$	923,480	1,19	7,94 .10 ⁸	1,508 .10 ⁻⁷

Tableau 5-6

Facteur de motivation	Puissance électrique (MW)	Puissance thermique (MW)
$n = 1$	291,405	416,294
$n = 1,1$	380,256	543,224

Les tableaux 5-5 et 5-6 présentent les puissances des systèmes de cogénération devant être intégrées dans le réseau électrique libanais. En fait, pour $n = 1$, le secteur public est conseillé d'installer une puissance de 707,7 MW (291,4 MW électrique et 416,3 MW thermique). Tandis

que pour $n = 1,1$, le secteur privé est conseillé d'installer une puissance de 923,5 MW (380,3 MW électrique et 543,2 MW thermique).

5.6. Application de l'algorithme optimisant la cogénération dans le réseau électrique

libanais

L'action numéro 5 du plan de réforme surligne l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique. Pour optimiser la cogénération multi-sources (ER, SC et production traditionnelle), l'algorithme établi dans le chapitre 4 sera utilisé.

Jusqu'à présent il n'y a pas de valeurs numériques correspondant aux émissions polluantes de chaque générateur ou de chaque centrale électrique. Pour cette raison, nous allons négliger la pollution des générateurs sachant que l'intégration des SC et des ER a un grand impact sur la réduction des émissions polluantes.

Les valeurs considérées pour le coût d'exploitation de chaque générateur sont données dans [123]. La liste des générateurs traditionnels avec leurs consommations est présentée dans le tableau 5-7. Les systèmes de cogénération pour $n = 1$ et $n = 1,1$ sont présentés dans les tableaux 5-8 et 5-9 respectivement. Le coût d'exploitation du SC est considéré égal à 80 €/MWh. Au début, il y aura possibilité d'installer cinq systèmes dans les cinq régions ayant les plus grandes densités de population pour profiter de la chaleur produite. L'installation de plus que cinq systèmes est favorable, mais, pour le moment ils sont suffisants. Dans le futur, il sera conseillé de réactualiser la puissance des SC, donc ajouter des systèmes dans d'autres régions.

Tableau 5-7

Nom du générateur	Puissance (MW)	Consommation /h (€)
Zouk 1	145	27550
Zouk 2	145	27550
Zouk 3	105	19950
Zouk 4	105	19950

Jiyeh 1	66	13200
Jiyeh 2	63	12600
Jiyeh 3	55	11000
Jiyeh 4	35	7000
Jiyeh 5	35	7000
Harisheh	40	8100
Zahrani 1	135	28350
Zahrani 2	130	27300
Zahrani 3	130	27300
Deir Amar 1	135	28350
Deir Amar 2	130	27300
Deir Amar 3	130	27300
Baalbeck 1	30	9600
Baalbeck 2	30	9600
Tyre 1	30	9600
Tyre 2	30	9600

Tableau 5-8. Systèmes de cogénération pour une puissance électrique totale de 292 MW

Puissance électrique (MW)	Consommation/ h (€)
90	7200
52	4100
50	4000

50	4000
50	4000

Tableau 5-9. Systèmes de cogénération pour une puissance électrique totale de 380 MW

Puissance électrique (MW)	Consommation/ h (€)
90	7200
90	7200
80	6400
70	7200
50	4000

5.6.1. L'énergie thermique et les SC

L'énergie thermique des systèmes de cogénération pourra être investie pour le chauffage urbain qui correspond à environ 34% de la demande électrique résidentielle [124], c.à.d. à 17% de la demande électrique totale (425 MW aux heures de pointe). La demande électrique résidentielle est à peu près égale à 50% de la demande électrique totale [124]. Ceci montre que, dans les deux cas étudiés dans la section précédente, la valeur de l'énergie thermique produite par les SC est compatible avec la demande thermique du chauffage urbain. Alors, à partir des SC nous pourrions couvrir continuellement la demande du chauffage urbain résidentiel. Ces valeurs montrent le grand impact des SC au réseau électrique libanais.

5.6.2. Simulation de l'algorithme

L'algorithme est simulé dans les cas où la demande est de 2170 MW (1800 MW électrique et 370 MW thermique) et de 2500 MW (2075 MW électrique et 425 MW thermique), dans les deux cas de n . La puissance des ER est considérée égale à 100 MW et à 270 MW dans le cas où

la demande est de 2170 MW et à 100 MW et à 300 MW dans le cas où la demande est de 2500 MW.

Les figures 5-6 jusqu'à 5-13 représentent les résultats obtenus à partir des simulations. Comme il est remarquable, dans le cas où la demande est de 2170 MW, la réduction de coût est mieux pour $n = 1$ que pour $n = 1,1$. Tandis que dans le cas où la demande est de 2500 MW, la réduction de coût est mieux pour $n = 1,1$ que pour $n = 1$. Ceci est dû à la puissance des SC intégrée. Dans le cas où la demande est de 2170 MW, la production thermique de la première série de SC était plus adaptée à la demande que la seconde. Tandis que dans le cas de 2500 MW, la seconde série avait une production thermique plus adaptée que la seconde. Cela veut dire que la grande puissance de SC est préférablement utilisée dans le cas d'une grande demande thermique. Nous pourrions aussi utiliser la grande puissance de SC pour couvrir la demande correspondant au chauffage urbain et au chauffage de l'eau arrivant aux résidences.

Load =								
1800								
Thermal Load =								
370								
Renewable Energy =								
100								
Cogeneration =								
242								
Conventional Generation =								
1584								
Total Production =								
1926								
Thermal generation =								
403.3333								
Generators =								
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950
66	1	13200	13200	NaN	NaN	NaN	1	13200
63	1	12600	12600	NaN	NaN	NaN	1	12600
55	1	11000	11000	NaN	NaN	NaN	1	11000
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000
40	1	8100	8100	NaN	NaN	NaN	1	8100
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600
Cogenerators =								
90	1	7200	7200					
52	1	4100	4100					
50	1	4000	4000					
50	1	4000	4000					
50	0	4000	0					
Total fuel cost =								
339100								
Reduced cost =								
19100								

Figure 5-6. Simulation pour n=1 ; Demande = 2170 MW ; ER = 100 MW

Load =									
1800									
Thermal Load =									
370									
Renewable Energy =									
270									
Cogeneration =									
242									
Conventional Generation =									
1324									
Total Production =									
1836									
Thermal generation =									
403.3333									
Generators =									
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550	
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550	
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950	
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950	
66	1	13200	13200	NaN	NaN	NaN	1	13200	
63	1	12600	12600	NaN	NaN	NaN	1	12600	
55	1	11000	11000	NaN	NaN	NaN	1	11000	
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000	
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000	
40	1	8100	8100	NaN	NaN	NaN	1	8100	
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350	
130	0	27300	0	NaN	NaN	NaN	1	27300	
130	0	27300	0	NaN	NaN	NaN	1	27300	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
Cogenerators =									
90	1	7200	7200						
52	1	4100	4100						
50	1	4000	4000						
50	1	4000	4000						
50	0	4000	0						
Total fuel cost =									
284500									
Reduced cost =									
73700									

Figure 5-7. Simulation pour n=1 ; Demande = 2170 MW ; ER = 270 MW

Load =	2075								
Thermal Load =	425								
Renewable Energy =	100								
Cogeneration =	292								
Conventional Generation =	1704								
Total Production =	2096								
Thermal generation =	486.6667								
Generators =									
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550	
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550	
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950	
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950	
66	1	13200	13200	NaN	NaN	NaN	1	13200	
63	1	12600	12600	NaN	NaN	NaN	1	12600	
55	1	11000	11000	NaN	NaN	NaN	1	11000	
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000	
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000	
40	1	8100	8100	NaN	NaN	NaN	1	8100	
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
30	1	9600	9600	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	1	9600	9600	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	1	9600	9600	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	1	9600	9600	NaN	NaN	NaN	1	9600	
Cogenerators =									
90	1	7200	7200						
52	1	4100	4100						
50	1	4000	4000						
50	1	4000	4000						
50	1	4000	4000						
Total fuel cost =	381500								
Reduced cost =	0								

Figure 5-8. Simulation pour n=1 ; Demande = 2500 MW ; ER = 100 MW

Load =	2075								
Thermal Load =	425								
Renewable Energy =	300								
Cogeneration =	292								
Conventional Generation =	1584								
Total Production =	2176								
Thermal generation =	486.6667								
Generators =									
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550	
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550	
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950	
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950	
66	1	13200	13200	NaN	NaN	NaN	1	13200	
63	1	12600	12600	NaN	NaN	NaN	1	12600	
55	1	11000	11000	NaN	NaN	NaN	1	11000	
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000	
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000	
40	1	8100	8100	NaN	NaN	NaN	1	8100	
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
Cogenerators =									
90	1	7200	7200						
52	1	4100	4100						
50	1	4000	4000						
50	1	4000	4000						
50	1	4000	4000						
Total fuel cost =	343100								
Reduced cost =	15100								

Figure 5-9. Simulation pour n=1 ; Demande = 2500 MW ; ER = 300 MW

Load =									
1800									
Thermal Load =									
370									
Renewable Energy =									
100									
Cogeneration =									
260									
Conventional Generation =									
1454									
Total Production =									
1814									
Thermal generation =									
433.3333									
Generators =									
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550	
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550	
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950	
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950	
66	1	13200	13200	NaN	NaN	NaN	1	13200	
63	1	12600	12600	NaN	NaN	NaN	1	12600	
55	1	11000	11000	NaN	NaN	NaN	1	11000	
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000	
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000	
40	1	8100	8100	NaN	NaN	NaN	1	8100	
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
130	0	27300	0	NaN	NaN	NaN	1	27300	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
Cogenerators =									
90	1	7200	7200						
90	1	7200	7200						
80	1	6400	6400						
70	0	7200	0						
50	0	4000	0						
Total fuel cost =									
313300									
Reduced cost =									
44900									

Figure 5-10. Simulation pour n=1,1 ; Demande = 2170 MW ; ER = 100 MW

Load =	1800								
Thermal Load =	370								
Renewable Energy =	270								
Cogeneration =	260								
Conventional Generation =	1324								
Total Production =	1854								
Thermal generation =	433.3333								
Generators =									
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550	
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550	
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950	
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950	
66	1	13200	13200	NaN	NaN	NaN	1	13200	
63	1	12600	12600	NaN	NaN	NaN	1	12600	
55	1	11000	11000	NaN	NaN	NaN	1	11000	
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000	
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000	
40	1	8100	8100	NaN	NaN	NaN	1	8100	
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350	
130	0	27300	0	NaN	NaN	NaN	1	27300	
130	0	27300	0	NaN	NaN	NaN	1	27300	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
Cogenerators =									
90	1	7200	7200						
90	1	7200	7200						
80	1	6400	6400						
70	0	7200	0						
50	0	4000	0						
Total fuel cost =	286000								
Reduced cost =	72200								

Figure 5-11. Simulation pour n=1,1 ; Demande = 2170 MW ; ER = 270 MW

Load is exceeded
Load =
2075
Thermal Load =
425
Renewable Energy =
100
Cogeneration =
260
Conventional Generation =
1704
Total Production =
2064
Thermal generation =
433.3333
Generators =
145 1 27550 27550 NaN NaN NaN 1 27550
145 1 27550 27550 NaN NaN NaN 1 27550
105 1 19950 19950 NaN NaN NaN 1 19950
105 1 19950 19950 NaN NaN NaN 1 19950
66 1 13200 13200 NaN NaN NaN 1 13200
63 1 12600 12600 NaN NaN NaN 1 12600
55 1 11000 11000 NaN NaN NaN 1 11000
35 1 7000 7000 NaN NaN NaN 1 7000
35 1 7000 7000 NaN NaN NaN 1 7000
40 1 8100 8100 NaN NaN NaN 1 8100
135 1 28350 28350 NaN NaN NaN 1 28350
130 1 27300 27300 NaN NaN NaN 1 27300
130 1 27300 27300 NaN NaN NaN 1 27300
135 1 28350 28350 NaN NaN NaN 1 28350
130 1 27300 27300 NaN NaN NaN 1 27300
130 1 27300 27300 NaN NaN NaN 1 27300
30 1 9600 9600 NaN NaN NaN 1 9600
30 1 9600 9600 NaN NaN NaN 1 9600
30 1 9600 9600 NaN NaN NaN 1 9600
30 1 9600 9600 NaN NaN NaN 1 9600
Cogenerators =
90 1 7200 7200
90 1 7200 7200
80 1 6400 6400
70 0 7200 0
50 0 4000 0
Total fuel cost =
379000
Reduced cost =
0

Figure 5-12. Simulation pour n=1,1 ; Demande = 2500 MW ; ER = 100 MW

Load =	2075								
Thermal Load =	425								
Renewable Energy =	300								
Cogeneration =	260								
Conventional Generation =	1584								
Total Production =	2144								
Thermal generation =	433.3333								
Generators =									
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550	
145	1	27550	27550	NaN	NaN	NaN	1	27550	
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950	
105	1	19950	19950	NaN	NaN	NaN	1	19950	
66	1	13200	13200	NaN	NaN	NaN	1	13200	
63	1	12600	12600	NaN	NaN	NaN	1	12600	
55	1	11000	11000	NaN	NaN	NaN	1	11000	
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000	
35	1	7000	7000	NaN	NaN	NaN	1	7000	
40	1	8100	8100	NaN	NaN	NaN	1	8100	
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
135	1	28350	28350	NaN	NaN	NaN	1	28350	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
130	1	27300	27300	NaN	NaN	NaN	1	27300	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
30	0	9600	0	NaN	NaN	NaN	1	9600	
Cogenerators =									
90	1	7200	7200						
90	1	7200	7200						
80	1	6400	6400						
70	0	7200	0						
50	0	4000	0						
Total fuel cost =	340600								
Reduced cost =	17600								

Figure 5-13. Simulation pour n=1,1 ; Demande = 2500 MW ; ER = 300 MW

Tableau 5-10. Comparaison des résultats obtenus

	Demande = 2170 MW				Demande = 2500 MW			
	n=1		n=1,1		n=1		n=1,1	
	ER=100	ER=270	ER=100	ER=270	ER=100	ER=300	ER=100	ER=300
Puissance conventionnelle exploitée (MW)	1584	1324	1454	1324	1704	1584	1704	1584
Puissance de cogénération exploitée (MW)	242	242	260	260	292	292	260	260
Energie renouvelable (MW)	100	270	100	270	100	300	100	300
Niveau d'intégration SC (%)	12,6	13,18	14,3	14	13,9	13,4	12,6	12,12
Niveau d'intégration ER (%)	5,2	14,7	5,5	13,8	4,8	14,6	4,8	14
Niveau d'intégration SC+ER (%)	17,8	27,88	19,8	27,8	18,7	28	17,4	26,12
Coût d'exploitation (€)	339100	284500	313300	286000	381500	343100	379000	340600
Coût d'exploitation/MW (€/MW)	176,06	154,96	172,71	154,26	182,01	157,67	183,62	158,86
Coût réduit (€)	19100	73700	44900	72200	0	15100	0	17600
Coût réduit/MW (€/MW)	9,92	40,14	24,75	38,94	0	6,94	0	8,21

A partir du tableau 5-10, nous pouvons remarquer que :

- Le coût d'exploitation /MW diminue quand le niveau d'intégration des SC et des ER augmente pour les deux demandes (2170 MW et 2500 MW) (Figures 5-14 et 5-15).
- La réduction du coût d'exploitation /MW est directement liée au niveau d'intégration des SC et des ER pour la demande de 2170 MW et la demande de 2500 MW (Figures 5-16 et 5-17).

A noter que pour un bas niveau d'intégration de SC et des ER et une haute demande, l'impact économique est quasiment nul. Ceci est dû au fonctionnement de tous les générateurs traditionnels.

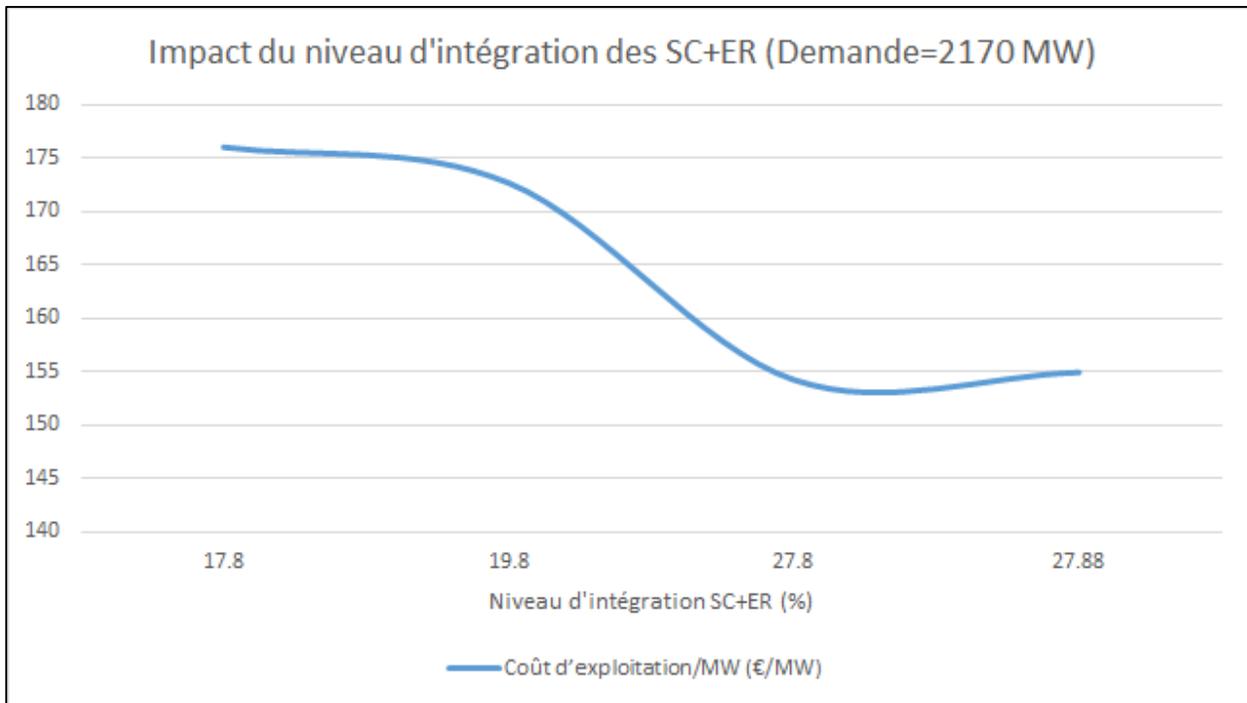


Figure 5-14. Impact du niveau d'intégration des SC et des ER sur le coût d'exploitation/MW (D=2170MW)

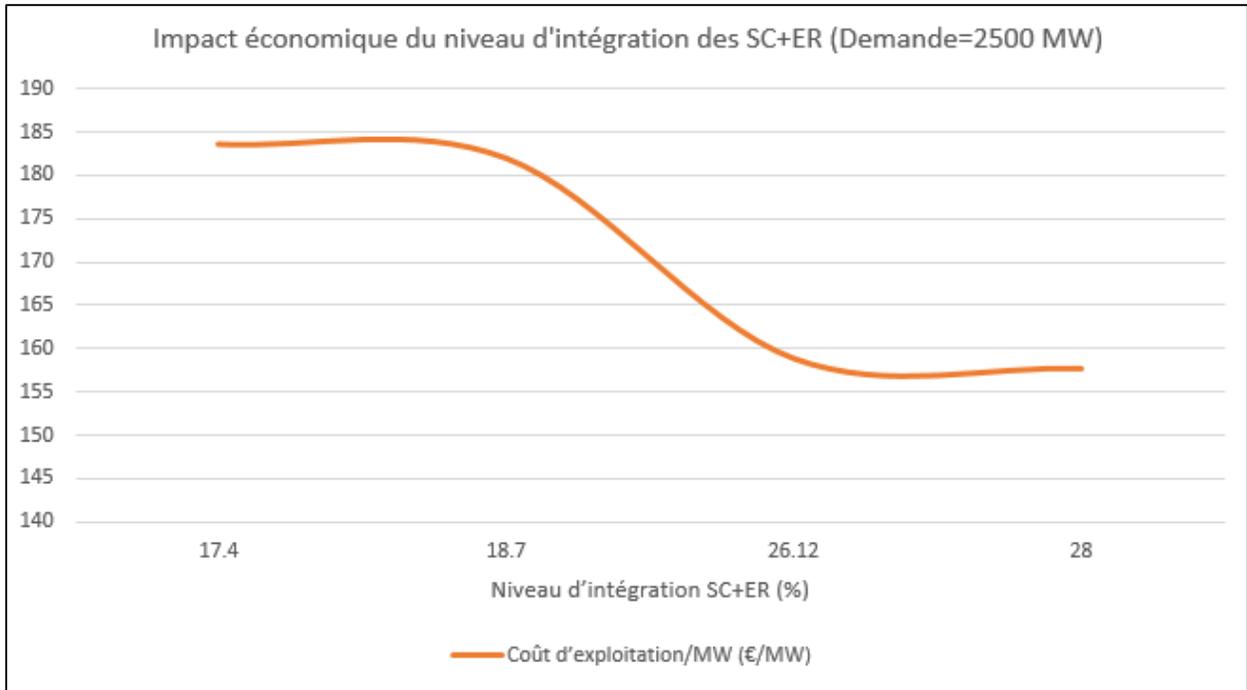


Figure 5-15. Impact du niveau d'intégration des SC et des ER sur le coût d'exploitation/MW (D=2500 MW)

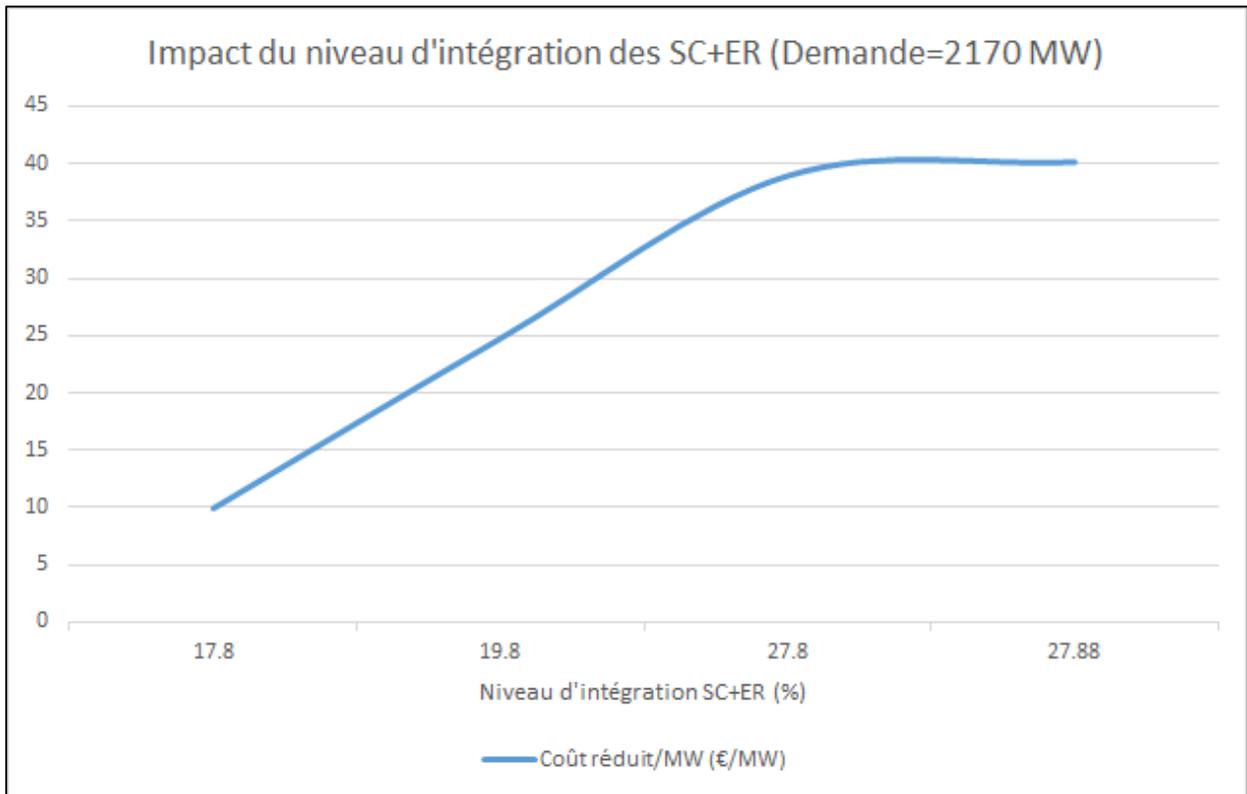


Figure 5-16. Impact économique du niveau d'intégration des SC et des ER sur le réseau (D=2170 MW)

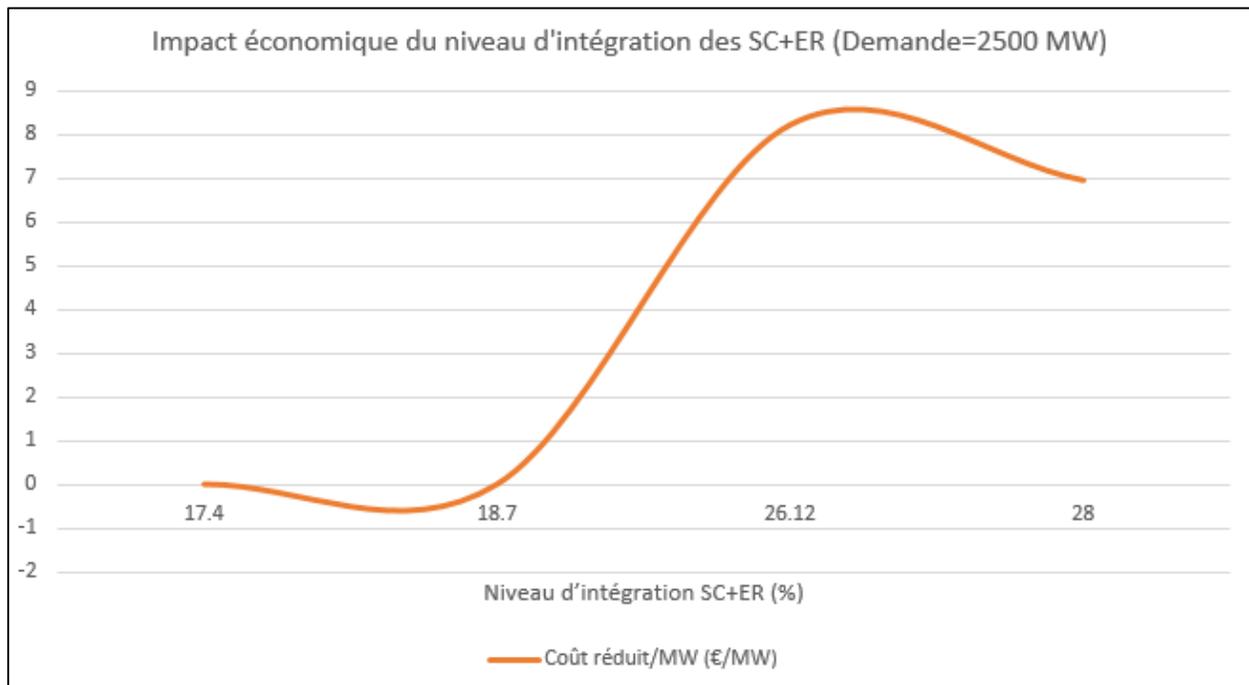


Figure 5-17. Impact économique du niveau d'intégration des SC et des ER sur le réseau (D=2500 MW)

5.7. Conclusion

Dans ce chapitre, une explication globale et détaillée sur le secteur de l'électricité a été proposée. Cette explication a mentionné les états du passé, du présent et du futur. Ainsi, la stratégie de sélection de la meilleure puissance de cogénération appliquée au cas du Liban a donné que si le secteur public veut investir dans ce projet, il faudra installer la puissance de 707,7 MW (électrique + thermique). Et si le secteur privé veut investir avec une motivation de 10 % de la part de l'EDL, il faudra installer une puissance de 923,5 MW (électrique + thermique).

De plus, l'algorithme optimisant la production électrique est appliqué pour démontrer l'impact positif des SC et des ER au réseau électrique libanais. En effet, les résultats de simulation ont donné que l'alternative correspondant au secteur public pourra couvrir la demande thermique du chauffage urbain seulement. Tandis que l'alternative correspondant au secteur privé pourra être investie pour les grandes demandes thermiques du chauffage urbain, ou pour les demandes thermiques normales des chauffages urbain et de l'eau arrivant aux résidences.

Enfin, nous pouvons conclure que l'intégration des SC et des ER dans le réseau électrique libanais est avantageuse. Ainsi, elle pourra être une solution fiable et robuste pour ce réseau.

Conclusion générale et perspectives

Bilan

Dans ce travail de thèse, nous nous sommes intéressés à l'intégration des systèmes de cogénération dans un réseau électrique. Ces systèmes sont avantageux grâce à leur capacité de réduire les émissions à effet de serre et à leur efficacité énergétique. Nous avons travaillé sur deux thèmes principaux et les avons appliqués au cas du réseau électrique libanais.

Le premier thème principal est l'innovation d'une stratégie de prise de décision qui sert à trouver une puissance de cogénération respectant l'économie et l'environnement. Ce thème est travaillé en quatre étapes. La première correspond à la modélisation multi-physique, associée à l'économie et l'environnement, de l'intégration des systèmes de cogénération dans un réseau électrique. La seconde correspond à l'optimisation « multi-objectif » traitant les facteurs économie et pollution pour obtenir le front de Pareto générant les meilleures puissances de cogénération. La troisième correspond à l'application d'une nouvelle stratégie de prise de décision. La quatrième correspond à la sélection de la meilleure puissance de cogénération adapté au niveau d'intégration demandé. Cette puissance illustre le meilleur compromis entre le coût total et les émissions polluantes (CO₂). Ainsi, nous avons introduit les subventions du service de distribution sous forme de facteur de motivation et démontré leur impact à la prise de décision.

Le second thème principal est l'optimisation et le contrôle du réseau électrique en fonction des énergies renouvelables (ER) et des SC intégrés. Ce thème a quatre buts. Le premier se base sur la « cogénération multi-sources » correspondant à l'intégration de l'énergie propre ou des ER dans le réseau. Le second est de couvrir la demande thermique représentée par le chauffage urbain à travers les SC. Le troisième correspond à la sélection des générateurs traditionnels des centrales électriques afin de réduire la pollution et le coût de production. Le quatrième est de convaincre les décideurs à investir dans le domaine des ER et des SC.

Enfin, les deux thèmes cités sont appliqués au cas du réseau électrique libanais. Les résultats ont été significatifs, ce qui montre les avantages de l'intégration des SC et des ER dans ce réseau. La puissance de cogénération devant être installée au Liban est trouvée. Elle est dépendante du secteur (public ou privé) qui voudra investir dans ce projet.

Perspectives

Dans ce travail, nous avons introduit une nouvelle méthode de sélection de la meilleure puissance de cogénération. Nous avons aussi établi un nouvel algorithme gérant la production électrique en fonction des puissances des ER et des SC intégrées dans le réseau. Plusieurs pistes restent ouvertes suite à nos travaux.

- Après avoir trouvé la meilleure puissance de cogénération à intégrer dans un réseau, il est intéressant de saisir le nombre des unités de SC à installer ainsi que leurs puissances et leurs emplacements. Ceci va servir les usagers à profiter autant que possible de l'énergie thermique produite. Dans ce cas, le réseau électrique sera de plus en plus décentralisé, et les pertes de transmission seront réduites.
- Pour obtenir une meilleure efficacité et une meilleure performance, il est intéressant de diversifier les types des SC installés. Les types de systèmes sont normalement dépendants de leur mode d'emploi et de la nature de la consommation. En effet, l'installation des SC dans les zones industrielles n'est pas pareille à leur installation dans une zone résidentielle ou commerciale. Pour cette raison, le choix du type du système adapté au mode d'emploi a des impacts positifs vis-à-vis de l'économie et de l'environnement.
- Afin d'obtenir une production électrique bien adaptée à la demande, il est avantageux de travailler sur le pronostic de cette dernière. De plus, il est préférable d'ajouter le choix de l'emplacement de l'unité pour réduire les coûts et les pertes dans le réseau. Ce travail représentera un complément à l'algorithme conçu dans cette thèse, et aura un impact positif sur la performance globale du système électrique.

Bibliographie

- [1] *History of cogeneration*. Récupéré sur internet:
<http://science.jrank.org/pages/1572/Cogeneration-History-cogeneration.html>
- [2] N. Petchers, *Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications An Integrated Approach To Energy Resource Optimization*, The Fairmont Press, 2003.
- [3] Salgado, Fabricio, and Pedro Pedrero. "Short-term operation planning on cogeneration systems: A survey." *Electric Power Systems Research* 78.5 (2008): 835-848.
- [4] Récupéré sur internet: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.html>.
- [5] MASSON Gaëtan. *Enjeux et Défis de l'intégration de Productions Décentralisées et Renouvelables sur les Réseaux Electriques*. Mémoire de Master en Sciences et Gestion de l'Environnement (2009).
- [6] C. Lévy, «Les techniques de cogénération,» *Techniques de l'ingénieur. Génie énergétique*. 6, pp. B8910-1, 1996.
- [7] UNEP, «Thermal Energy Equipment: Cogeneration,» *Energy Efficiency Guide for Industry in Asia* –www.energyefficiencyasia.org, 2006.
- [8] Sawyer, John William. *Sawyer's Gas Turbine Engineering Handbook: Theory & Design*. Vol. 1. Gas Turbine Publications, 1972.
- [9] Lane, Denise. "Brayton cycle: the ideal cycle for gas-turbine engines in relation to power plants." *URL: {web. me. unr. edu/me372/Spring2001/Brayton% 20Cycle. pdf}* (2007).
- [10] Onovwiona, H. I., and V. I. Ugursal. "Residential cogeneration systems: review of the current technology." *Renewable and sustainable energy reviews* 10.5 (2006): 389-431.
- [11] A. S. Corp., « Combined heat and power—a federal manager's resource guide .,» USA: US Department of Energy, 2000.
- [12] Pilavachi, P. A. "Mini-and micro-gas turbines for combined heat and power." *Applied Thermal Engineering* 22.18 (2002): 2003-2014.
- [13] Scott, David H. *Advanced Power Generation from Fuel Cells: Implications for Coal*. London: IEA Coal Research, 1993.

- [14] Onovwiona, Hycienth I., V. Ismet Ugursal, and Alan S. Fung. "Modeling of internal combustion engine based cogeneration systems for residential applications." *Applied thermal engineering* 27.5 (2007): 848-861.
- [15] Ho, J. C., K. J. Chua, and S. K. Chou. "Performance study of a microturbine system for cogeneration application." *Renewable Energy* 29.7 (2004): 1121-1133.
- [16] Energy, Onsite Sycom. "The Market and Technical Potential for Combined Heat and Power in the Commercial/Institutional Sector." *Onsite Sycom Energy Corporation, Washington DC* (2000).
- [17] Ferguson, Alex, and V. Ismet Ugursal. "Fuel cell modelling for building cogeneration applications." *Journal of Power Sources* 137.1 (2004): 30-42.
- [18] Récupéré sur internet:
http://europa.eu/legislation_summaries/energy/energy_efficiency/127021_fr.htm
- [19] Récupéré sur internet: <http://www.cogeneurope.eu/>
- [20] Gamou, Satoshi, Ryohei Yokoyama, and Koichi Ito. "Optimal unit sizing of cogeneration systems in consideration of uncertain energy demands as continuous random variables." *Energy Conversion and Management* 43.9 (2002): 1349-1361.
- [21] Carpaneto, Enrico, et al. "Cogeneration planning under uncertainty: Part I: Multiple time frame approach." *Applied Energy* 88.4 (2011): 1059-1067.
- [22] Carpaneto, Enrico, et al. "Cogeneration planning under uncertainty. Part II: Decision theory-based assessment of planning alternatives." *Applied Energy* 88.4 (2011): 1075-1083.
- [23] Pires, Thiago S., Manuel E. Cruz, and Marcelo J. Colaço. "Response surface method applied to the thermoeconomic optimization of a complex cogeneration system modeled in a process simulator." *Energy* 52 (2013): 44-54.
- [24] Hong, Ying-Yi, and Chih-Yuan Li. "Genetic algorithms based economic dispatch for cogeneration units considering multiplant multibuyer wheeling." *Power Systems, IEEE Transactions on* 17.1 (2002): 134-140.
- [25] Tsay, M. T., W. M. Lin, and J-L. Lee. "Interactive best-compromise approach for operation dispatch of cogeneration systems." *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*. Vol. 148. No. 4. IET, 2001.

- [26] Tsay, Ming-Tong, et al. "Operation strategy of cogeneration systems under environmental constraints." *Power System Technology, 2000. Proceedings. PowerCon 2000. International Conference on*. Vol. 3. IEEE, 2000.
- [27] Tsay, Ming-Tong. "Applying the multi-objective approach for operation strategy of cogeneration systems under environmental constraints." *International journal of electrical power & energy systems* 25.3 (2003): 219-226.
- [28] Guo, Tao, Mark I. Henwood, and Marieke van Ooijen. "An algorithm for combined heat and power economic dispatch." *Power Systems, IEEE Transactions on* 11.4 (1996): 1778-1784.
- [29] Brannlund, H., et al. "Industrial implementation of economic dispatch for co-generation systems." *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*. IEEE, 2012.
- [30] Ashok, S., and Rangan Banerjee. "Optimal operation of industrial cogeneration for load management." *Power Systems, IEEE Transactions on* 18.2 (2003): 931-937.
- [31] Sandou, G., et al. "Short term optimization of cogeneration systems considering heat and electricity demands." *Proc. 15th Power Systems Computation Conference (PSCC)*. 2005.
- [32] Kong, X. Q., R. Z. Wang, and X. H. Huang. "Energy optimization model for a CCHP system with available gas turbines." *Applied Thermal Engineering* 25.2 (2005): 377-391.
- [33] Frangopoulos, Christos A., and George G. Dimopoulos. "Effect of reliability considerations on the optimal synthesis, design and operation of a cogeneration system." *Energy* 29.3 (2004): 309-329.
- [34] Azit, Abu Hanifah, and Khalid Mohamed Nor. "Optimal sizing for a gas-fired grid-connected cogeneration system planning." *Energy Conversion, IEEE Transactions on* 24.4 (2009): 950-958.
- [35] Divényi, Dániel, and András Dán. "Simulation results of cogeneration units as system reserve power source using multiagent modeling." *Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 2011 16th International Conference on*. IEEE, 2011.
- [36] Tsay, Ming-Tong, and Whei-Min Lin. "Application of evolutionary programming to optimal operational strategy cogeneration system under time-of-use rates." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 22.5 (2000): 367-373.

- [37] Furusawa, Ken, et al. "A cooperation with customer-side cogeneration systems for power flow congestion relief and its environmental impact." *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*. IEEE, 2006.
- [38] Schellong, Wolfgang, and Tim Schmidla. "Optimization of distributed cogeneration systems." *Industrial Technology (ICIT), 2013 IEEE International Conference on*. IEEE, 2013.
- [39] Reidhav, Charlotte, and Sven Werner. "Profitability of sparse district heating." *Applied Energy* 85.9 (2008): 867-877.
- [40] Rezvan, A. Taghipour, N. Shams Gharneh, and G. B. Gharehpetian. "Optimization of distributed generation capacities in buildings under uncertainty in load demand." *Energy and Buildings* 57 (2013): 58-64.
- [41] Freschi, Fabio, et al. "Economic and environmental analysis of a trigeneration system for food-industry: A case study." *Applied Energy* 107 (2013): 157-172.
- [42] Perera, A. T. D., et al. "A hybrid tool to combine multi-objective optimization and multi-criterion decision making in designing standalone hybrid energy systems." *Applied Energy* 107 (2013): 412-425.
- [43] Behzadian, Majid, et al. "A state-of-the-art survey of TOPSIS applications." *Expert Systems with Applications* 39.17 (2012): 13051-13069.
- [44] Chaudhuri, Shamik, and Kalyanmoy Deb. "An interactive evolutionary multi-objective optimization and decision making procedure." *Applied Soft Computing* 10.2 (2010): 496-511.
- [45] Pedrycz, Witold, and Mingli Song. "Analytic hierarchy process (AHP) in group decision making and its optimization with an allocation of information granularity." *Fuzzy Systems, IEEE Transactions on* 19.3 (2011): 527-539.
- [46] T. L. Saaty and M. Ozdemir, "Negative priorities in the analytic hierarchy process," *Math. Comput. Model.*, vol. 37, pp. 1063–1075, 2003.
- [47] T. L. Saaty, "How to handle dependence with the analytic hierarchy process," *Math. Model.*, vol. 9, pp. 369–376, 1987.
- [48] T. L. Saaty and G. Hu, "Ranking by eigenvector versus other methods in the analytic hierarchy process," *Appl. Math. Lett.*, vol. 11, pp. 121–125, 1998.

- [49] T. L. Saaty, "Introduction to a modeling of social decision process," *Math. Comput. Simul.*, vol. 25, pp. 105–107, 1983.
- [50] T. L. Saaty, "A new macroeconomic forecasting and policy evaluation method using the analytic hierarchy process," *Math. Model.*, vol. 9, pp. 219–231, 1987.
- [51] Huang, H-Z. "Fuzzy multi-objective optimization decision-making of reliability of series system." *Microelectronics Reliability* 37.3 (1997): 447-449.
- [52] Niknam, T., et al. "Improved particle swarm optimisation for multi-objective optimal power flow considering the cost, loss, emission and voltage stability index." *IET generation, transmission & distribution* 6.6 (2012): 515-527.
- [53] Miettinen, Kaisa, Jyri Mustajoki, and Theodor J. Stewart. "Interactive multiobjective optimization with NIMBUS for decision making under uncertainty." *OR spectrum* 36.1 (2014): 39-56.
- [54] Miettinen K (1999) Nonlinear multiobjective optimization. Kluwer, Boston.
- [55] Miettinen K, Mäkelä MM (2000) Interactive multiobjective optimization system WWW-NIMBUS on the internet. *Comput Oper Res* 27(7–8):709–723.
- [56] Miettinen K, Mäkelä MM (2006) Synchronous approach in interactive multiobjective optimization. *Eur J Oper Res* 170:909–922.
- [57] Gunawan, S., and S. Azarm. "Multi-objective robust optimization using a sensitivity region concept." *Structural and Multidisciplinary Optimization* 29.1 (2005): 50-60.
- [58] Dowhań, Łukasz, Artur Wymysłowski, and Rainer Dudek. "Multi-objective decision support system in numerical reliability optimization of modern electronic packaging." *Microsystem technologies* 15.12 (2009): 1777-1783.
- [59] Yang, Rui, and Lingfeng Wang. "Multi-objective optimization for decision-making of energy and comfort management in building automation and control." *Sustainable Cities and Society* 2.1 (2012): 1-7.
- [60] Dufo-López, Rodolfo, et al. "Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage." *Applied Energy* 88.11 (2011): 4033-4041.
- [61] John, Holland. "Holland, Adaptation in natural and artificial systems." (1992).

- [62] Konak, Abdullah, David W. Coit, and Alice E. Smith. "Multi-objective optimization using genetic algorithms: A tutorial." *Reliability Engineering & System Safety* 91.9 (2006): 992-1007.
- [63] Silva, C. M., and E. C. Biscaia Jr. "Genetic algorithm development for multi-objective optimization of batch free-radical polymerization reactors." *Computers & chemical engineering* 27.8 (2003): 1329-1344.
- [64] Deb, Kalyanmoy. *Multi-objective optimization using evolutionary algorithms*. Vol. 2012. Chichester: John Wiley & Sons, 2001.
- [65] Multiobjective Genetic Algorithm Options - MATLAB & Simulink Example - MathWorks France. Récupéré sur internet: <http://www.mathworks.fr/fr/help/gads/examples/multiobjective-genetic-algorithm-options.html>
- [66] Lacey, M. "Multiple Linear Regression." Available [Online]: Récupéré sur internet: <http://www.stat.yale.edu/Courses/1997-98/101/linmult.htm>, Date accessed 23 (1997): 03-06.
- [67] Xiao, Meiyang, et al. "Broiler Growth Performance Analysis: from Correlation Analysis, Multiple Linear Regression, to Neural Network." *Bioinformatics and Biomedical Engineering (iCBBE), 2010 4th International Conference on*. IEEE, 2010.
- [68] Connolly, D., Henrik Lund, Brian Vad Mathiesen, and M. Leahy. "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems." *Applied Energy* 87, no. 4 (2010): 1059-1082.
- [69] Sinha, Sunanda, and S. S. Chandel. "Review of software tools for hybrid renewable energy systems." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32 (2014): 192-205.
- [70] Mendes, Gonçalo, Christos Ioakimidis, and Paulo Ferrão. "On the planning and analysis of Integrated Community Energy Systems: A review and survey of available tools." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.9 (2011): 4836-4854.
- [71] Universität Karlsruhe. Institute for Industrial Production. Récupéré sur internet: <http://www.iip.kit.edu/65.php>.

- [72] Rosen J. The future role of renewable energy sources in European electricity supply – a model-based analysis for the EU-15. PhD thesis, Institute for Industrial Production, Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe, Germany; 2008.
- [73] Rosen J, Tietze-Stöckinger I, Rentz O. Model-based analysis of effects from large-scale wind power production. *Energy* 2007; 32(4):575–83.
- [74] Ravn, H. Balmorel. Récupéré sur internet: <http://www.balmorel.com/>.
- [75] Oak Ridge National Laboratory. Whole-Building and Community Integration Program. Récupéré sur internet: <http://www.coolingheatingpower.org/about/bchp-screening-tool.php>.
- [76] Aalborg University. EnergyInteractive.net. Récupéré sur internet: <http://energyinteractive.net>.
- [77] ABARE. Australian energy: national and state projections to 2029–2030. ABARE; 2006. Récupéré sur internet: http://www.abareconomics.com/interactive/energy_dec06/index.html.
- [78] US Department of Energy. Argonne National Laboratory. Récupéré sur internet: <http://www.anl.gov/>.
- [79] Jansen P, Koppejan J, Hetland J, Klemeš J, Phuengphaeng T, Pipio A. EMINENT accelerates market introduction of promising early stage technologies for transport and energy. In: Proceedings of the CISAP1 – 1st Italian convention on safety and environment in process industry. Palermo, Italy, 28–30 November; 2004.
- [80] SINTEF. EOPS and EMPS. Récupéré sur internet: <http://www.sintef.no/Home/Petroleum-and-Energy/SINTEF-Energy-Research/Software/EOPS-and-EMPS/>
- [81] Lund H, Munster E. Modelling of energy systems with a high percentage of CHP and wind power. *Renew Energy* 2003; 28(14):2179–93.
- [82] Maeng H, Andersen AN. Regionale Energianalyser i energyPRO (Regional energy analysis in energyPRO). Master's Programme in Sustainable Energy Planning and Management at the Department of Development and Planning in Aalborg University; 2004.
- [83] Argonne National Laboratory. Energy and Power Evaluation Program (ENPEPBALANCE). Récupéré sur internet: <http://www.dis.anl.gov/projects/Enpepwin.html>
- [84] Argonne National Laboratory. Generation and transmission maximization (GTMax) model. Récupéré sur internet: <http://www.dis.anl.gov/projects/Gtmax.html>

- [85] US Department of Energy. Argonne National Laboratory. Récupéré sur internet:
<http://www.anl.gov/>
- [86] Instituto Superior Técnico, University of Zagreb. H2RES. Récupéré sur internet:
<http://www.powerlab.fsb.hr/h2RES/>
- [87] HOMER Energy LLC. HOMER. Récupéré sur internet: <http://www.homerenergy.com/>
- [88] Ulleberg Ø. Stand-alone power systems for the future: optimal design, operation and control of solar-hydrogen energy systems. PhD thesis, Department of Thermal Energy and Hydropower, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway; 1998. Récupéré sur internet:
http://www.hydrogems.no/references/Ulleberg_Abstract_PhD_1998.html
- [89] Récupéré sur internet: <http://www.unizar.es/rdufo/grhyso.htm>
- [90] Forschungszentrum Jülich Institute for Energy Research. Systems Analysis and Technology Evaluation. Récupéré sur internet: <http://www.fz-juelich.de/ief/ief-ste/index.php?index=3>
- [91] INFORSE-Europe. Vision 2050: visions for a renewable energy world. Récupéré sur internet: <http://www.inforse.org/europe/Vision2050.htm>
- [92] Vienna University of Technology. Invert. Récupéré sur internet: <http://www.invert.at/>
- [93] Stockholm Environment Institute. Community for energy, environment and development. Récupéré sur internet: <http://www.energycommunity.org/>
- [94] Tosato GC. Introduction to ETSAP and the MARKAL–TIMES models generators. International Energy Agency: NEET Workshop on Energy Technology Collaboration; 2008. Récupéré sur internet:http://www.iea.org/textbase/work/2008/neet_russia/GianCarlo_Tosato.pdf
- [95] Schlenzig C. Seven2one modelling: Erstellung integrierter Ener-giekonzepte mit Mesap/PlaNet (Seven2one modelling: building integrated energy concepts with Mesap/PlaNet). seven2one; 2009. Récupéré sur internet:
<http://www.seven2one.de/de/technologie/mesap.html>
- [96] Messner S, Strubegger M. User's Guide for MESSAGE III. International Institute for Applied Systems Analysis; 1995. Récupéré sur internet: <http://www.iiasa.ac.at/Admin/PUB/Documents/WP-95-069.pdf>

- [97] Pacific Northwest National Laboratory. MiniCAM. Récupéré sur internet:
<http://www.pnl.gov/gtsp/research/minicam.stm>
- [98] Energy Information Administration. Archive listing of annual energy outlook forecasts and related products. Récupéré sur internet: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive.html>
- [99] Oak Ridge National Laboratory. Oak ridge competitive electricity dispatch (ORCED) model. Récupéré sur internet: http://www.ornl.gov/sci/ees/pes/capabilities_ORCED.html
- [100] National Technical University of Athens. Energy–economics–environment modelling laboratory research and policy analysis. Récupéré sur internet: <http://www.e3mlab.ntua.gr/>
- [101] SINTEF. Récupéré sur internet: <http://www.sintef.no/Home/>
- [102] Danish Energy Agency. Ramses. Récupéré sur internet: <http://www.ens.dk/da-DK/Info/TalOgKort/Fremskrivninger/modeller/ramses/Sider/Forside.aspx>
- [103] National Resources Canada. RETScreen International. Récupéré sur internet:
<http://www.retscreen.net/>
- [104] Institute for Sustainable Solutions and Innovations. Energy rich Japan. Récupéré sur internet: <http://www.energyrichjapan.info/>
- [105] Energinet.dk. SIVAEL. Récupéré sur internet:
<http://www.energinet.dk/en/menu/Planning/Analysis+models/Sivael/SIVAEL.htm>
- [106] Récupéré sur internet: http://www.web.co.bw/sib/somes_3_2_description.pdf
- [107] Ea Energy Analyses. The STREAM modelling tool. Récupéré sur internet:
<http://www.streammodel.org/>
- [108] University of Wisconsin-Madison. A TRaNsient SYtems Simulation program. Récupéré sur internet: <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/>
- [109] Unitec New Zealand. Unitec New Zealand. Récupéré sur internet:
<http://www.unitec.ac.nz/>
- [110] International Atomic Energy Agency. Department of Nuclear Energy: Planning and Economic Studies Section (PESS). Récupéré sur internet:
<http://www.iaea.org/OurWork/ST/NE/Pess/PESSenergymodels.shtml>
- [111] Risø National Laboratory. WILMAR: wind power integrated in liberalized electricity markets. Récupéré sur internet: <http://www.wilmar.risoe.dk/>

- [112] Ibrahim, O., et al., Multi-variable optimization for future electricity-plan scenarios in Lebanon. Energy Policy, 2013.
- [113] Farouk Fardoun, O.I., Rafic Younes, Hasna Louahlia-Gualous, Electricity of Lebanon:Problems and Recommendations. Energy Procedia, 2012(19): p. 310-320.
- [114] Raymond Ghajar, H.H., Evaluation of the Energy Policy for Lebanon, in 2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM). 25-27 May 2011: Zagreb,Croatia.
- [115] Hamdan, H.A., Stochastic-Based Production Costing Model: Evaluation of the Energy Policy Paper for the LEPS. Master's thesis, in Electrical and Computer Engineering Department. 2010, Lebanese American University-Byblos.
- [116] H.A. Hamdan, R.F.G., R.B. Chedid, A simulation model for reliability-based appraisal of an energy policy: The case of Lebanon. Science Direct, 2012. 45: p. 292-303.
- [117] C.Abi-Said, Electric Energy&Energy Policy in Lebanon. Global Network on Energy for Sustainable Development (GNESD). 2005.
- [118] Badelt G., Y.M., The way to restructure the Lebanese electric power sector: a challenge for transitional management. Energy Policy, 2000. 28: p. 39-47.
- [119] Policy Paper for the electricity sector. June 2010, Ministry of Energy and Water- Minister Jebran Bassil.
- [120] EDL, Internal private document. 2011.
- [121] EDL- Récupéré sur internet: www.edl.gov.lb.
- [122] LCEC, ed. The National Energy Efficiency Action Plan- NEEAP 2011-2015. 2012.
- [123] Ibrahim, Oussama, et al. "Energy status in Lebanon and electricity generation reform plan based on cost and pollution optimization." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20 (2013): 255-278.
- [124] State and Trends of the Lebanese Environment | 2010