



HAL
open science

Architectures des Réseaux de Distribution pour l'Electrification rurale des Pays en Développement

Damien Thirault

► **To cite this version:**

Damien Thirault. Architectures des Réseaux de Distribution pour l'Electrification rurale des Pays en Développement. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2004. Français. NNT : . tel-00397174

HAL Id: tel-00397174

<https://theses.hal.science/tel-00397174>

Submitted on 19 Jun 2009

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.

INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

N° attribué par la bibliothèque

□□□□□□□□□□

T H E S E

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'INPG

Spécialité : « Génie Electrique »

préparée au **L**aboratoire d'**E**lectrotechnique de **G**renoble
dans le cadre de l'Ecole Doctorale EEATS « Electronique, Electrotechnique, Automatique,
Télécommunication, Signal »

présentée et soutenue publiquement

par

Damien Thirault
Ingénieur ENSIEG

le 31 mars 2004

Titre

**Architectures des Réseaux de Distribution pour l'Electrification
rurale des Pays en Développement**

Directeurs de thèse : Nouredine Hadjsaïd, Yvon Bésanger

JURY

M. Seddik Bacha
M. Xavier Guillaud
M. Zbiniew Styczynski
M. Guy Huard
M. Nouredine Hadjsaïd
M. Yvon Bésanger

Président
Rapporteur
Rapporteur
Examineur
Directeur de thèse
Directeur de thèse

Remerciements

Ce travail a été réalisé dans le cadre d'une convention CIFRE établie entre le Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG) et le Groupement d'Intérêt Economique IDEA (Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir). Ce GIE a été créé en 2000 et les partenaires sont E.D.F. (Electricité de France), Schneider-Electric S.A. et l'I.N.P.Grenoble (Institut National Polytechnique de Grenoble).

En premier lieu, je tiens à remercier :

Monsieur Seddik Bacha, Professeur à l'université Joseph Fourier, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de cette thèse.

Monsieur Xavier Guillaud, Professeur d'université à l'école Centrale de Lille, et Monsieur Zbiniew Styczynski, Professeur à l'université de Magdeburg, pour avoir accepté d'être rapporteurs de cette thèse.

Monsieur Yvon Bésanger, Maître de Conférences à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, et Monsieur Nouredine Hadjsaid, Professeur à l'INPGrenoble, pour avoir encadré ce travail de thèse.

Messieurs Guy Huard et Guy Marboeuf, ingénieurs EDF, pour les renseignements qu'ils m'ont apportés sur le problème de l'électrification rurale dans les Pays En Développement ainsi que Messieurs Antonio Almeida et Frédéric Dumas, ingénieurs Schneider-Electric, pour le suivi du projet Sys3 du GIE-IDEA.

Bien évidemment, je remercie Thi-Thu Hà Pham et Delcho Penkov qui ont participé très activement à ce travail de thèse dans le cadre de leur stage de DEA ainsi que Nicolas Laverdure et Malik Megdiche pour leur aide scientifique très précieuse.

Je tiens également à remercier ma famille et tous les amis avec qui j'ai pu passer de très agréables moments depuis que je suis à Grenoble ; les Zozos bien évidemment, les amis du Gucem et enfin les thésards du labo.

Table des Matières

Introduction générale	11
Chapitre I	17
Contexte socio-économique de l'électrification rurale	
I.1 INTRODUCTION.....	19
I.2 ENJEUX DE L'ELECTRIFICATION RURALE ET DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE.....	20
I.2.1 Introduction.....	20
I.2.2 Lien entre énergie et pauvreté.....	20
I.2.3 Besoins énergétiques des zones rurales non électrifiées.....	21
I.2.4 Utilité de l'électrification rurale.....	23
I.2.4.1 Impact positif sur les populations.....	23
I.2.4.2 Impact positif sur l'environnement.....	24
I.2.5 Conclusion.....	24
I.3 LES RESSOURCES ENERGETIQUES DES PED.....	25
I.3.1 Introduction.....	25
I.3.2 Les ressources fossiles – le nucléaire.....	25
I.3.3 Les ressources locales – les Energies Renouvelables.....	26
I.3.3.1 L'énergie hydraulique [I.7].....	26
I.3.3.2 La biomasse [I.8].....	27
I.3.3.3 La géothermie [I.9].....	28
I.3.3.4 L'énergie éolienne [I.10].....	28
I.3.3.5 L'énergie solaire photovoltaïque.....	29
I.3.4 Conclusion.....	30
I.4 LES ARCHITECTURES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION.....	30
I.4.1 Introduction.....	30
I.4.2 Electrification rurale centralisée.....	31
I.4.2.1 Introduction.....	31
I.4.2.2 Structure type d'un réseau centralisé.....	31
I.4.2.3 Le réseau de distribution HTA de type Nord-Américain.....	33
I.4.2.4 Le réseau de distribution HTA de type Européen.....	34
I.4.2.5 Les réseaux de distribution HTA allégés – le réseau HTA biphasé.....	34
I.4.2.6 Les réseaux de distribution HTA allégés – le réseau HTA monophasé avec retour par la terre.....	36
I.4.3 Electrification rurale décentralisée.....	38
I.4.3.1 Introduction.....	38
I.4.3.2 Projet de normalisation pour l'Electrification Rurale Décentralisée (ERD).....	39
I.4.3.3 Exemples de centre de production.....	40
I.4.4 Planification des réseaux de distribution.....	42
I.4.4.1 Introduction.....	42
I.4.4.2 La planification dans le cas des Pays Occidentaux.....	43
I.4.4.3 La planification dans le cas des Pays En Développement.....	43
I.4.4.4 Les outils de planification pour les PED.....	44
I.4.4.5 Le coût global actualisé du système sur la durée de vie.....	44
I.4.5 Conclusion.....	45
I.5 VERS LA DEFINITION D'UN CAHIER DES CHARGES POUR L'ELECTRIFICATION RURALE.....	46
I.5.1 Introduction.....	46
I.5.2 Les besoins attendus par les utilisateurs.....	46
I.5.3 Objets et acteurs intervenant dans l'électrification d'une zone.....	47
I.5.4 « Cahier des charges » initial pour l'électrification des PED.....	48
I.5.5 Positionnement par rapport à ce cahier des charges et aux outils existant.....	49
I.6 SYNTHESE DU CHAPITRE.....	50

Chapitre II 51

Dimensionnement technico-économique de l'infrastructure d'électrification, Outil de calcul « Ecoelectrify »

II.1	INTRODUCTION	53
II.2	NOMENCLATURE POUR LE CHAPITRE II.....	54
II.3	DETERMINATION DE LA COURBE DE CHARGE DU VILLAGE.....	55
II.3.1	<i>Introduction.....</i>	55
II.3.2	<i>Les appareils de consommation utilisés.....</i>	55
II.3.3	<i>Définition de différents types de services proposés.....</i>	56
II.3.4	<i>Typologie des villages envisagés.....</i>	57
II.3.5	<i>Détermination de la courbe de charge du village.....</i>	57
II.3.6	<i>L'équipement intérieur – le tableau de branchement.....</i>	59
II.3.7	<i>Les modes de paiement.....</i>	59
II.4	CONTRAINTES SUR LE MATERIEL ET DEFINITION D'UNE GAMME ADAPTEE.....	60
II.4.1	<i>Le matériel « réseau ».....</i>	60
II.4.1.1	<i>Le réseau BT.....</i>	60
II.4.1.2	<i>Le réseau HTA.....</i>	61
II.4.1.3	<i>Les transformateurs HTA/BT.....</i>	61
II.4.2	<i>Le matériel de « production ».....</i>	62
II.4.2.1	<i>Les groupes électrogènes.....</i>	62
II.4.2.2	<i>Les éoliennes.....</i>	62
II.4.2.3	<i>Autres sources d'énergie.....</i>	62
II.5	DEFINITION DE DIFFERENTES STRUCTURES D'ELECTRIFICATION TYPES.....	63
II.5.1	<i>Introduction.....</i>	63
II.5.2	<i>Les variables du problème.....</i>	63
II.5.3	<i>Description des différentes architectures étudiées.....</i>	64
II.5.3.1	<i>Stratégie 1 : Electrification par réseau HTA triphasé avec GED.....</i>	64
II.5.3.2	<i>Stratégie 2 : Electrification par réseau HTA biphasé avec GED.....</i>	65
II.5.3.3	<i>Stratégie 3 : Electrification Rurale Décentralisée.....</i>	66
II.6	MISE EN EQUATION DU PROBLEME.....	66
II.6.1	<i>Dimensionnement du réseau BT.....</i>	66
II.6.1.1	<i>Dimensionnement du réseau BT avec artère principale triphasée (Str1 et Str3).....</i>	67
II.6.1.2	<i>Dimensionnement du réseau BT avec artère principale monophasée (Str2).....</i>	68
II.6.2	<i>Calcul des pertes et de l'énergie consommée.....</i>	70
II.6.2.1	<i>Pertes dans le réseau BT.....</i>	70
II.6.2.2	<i>Pertes dans le transformateur pour les stratégies 1 et 2.....</i>	71
II.6.3	<i>Conclusion.....</i>	71
II.7	MISE EN ŒUVRE D'UN OUTIL DE CALCUL DE COUT - ECOELECTRIFY.....	72
II.7.1	<i>Présentation de l'outil.....</i>	72
II.7.2	<i>Les grandeurs de sortie.....</i>	73
II.8	EXEMPLES D'APPLICATION.....	74
II.8.1	<i>Introduction.....</i>	74
II.8.2	<i>Mise en évidence de l'intérêt de l'utilisation d'appareils basses consommations.....</i>	74
II.8.3	<i>Evolution de la distance critique d'électrification.....</i>	77
II.8.4	<i>Etude de sensibilité.....</i>	77
II.8.5	<i>Evolutivité de la courbe de charge – et si la courbe de charge augmente ?.....</i>	78
II.9	SYNTHESE DU CHAPITRE.....	79

Chapitre III 81

Dimensionnement d'un centre de production pour l'Electrification Rurale Décentralisée (ERD)

III.1	INTRODUCTION	85
III.2	NOMENCLATURE POUR LE CHAPITRE III	86
III.3	DEFINITION DE DIFFERENTS CENTRES DE PRODUCTION ET METHODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT	
	87	
III.3.1	<i>Etude bibliographique</i>	87
III.3.2	<i>Méthodologie de dimensionnement</i>	88
III.3.3	<i>Choix du créneau horaire de dimensionnement</i>	90
III.3.4	<i>Conclusion</i>	92
III.4	CONTRAINTES DE FONCTIONNEMENT DES DIFFERENTS ELEMENTS D'UN CENTRE DE PRODUCTION	
	92	
III.4.1	<i>Contraintes techniques des GE</i>	92
III.4.2	<i>Contraintes techniques des Eoliennes</i>	94
III.4.2.1	Les éoliennes de type MAS.....	95
III.4.2.2	Les éoliennes de type MS.....	96
III.4.3	<i>Contraintes techniques des Batteries</i>	96
III.4.4	<i>Les convertisseurs d'électronique de puissance</i>	97
III.5	LES CENTRES DE PRODUCTION BASES SUR LES GE	97
III.5.1	<i>Introduction</i>	97
III.5.2	<i>Système de base comportant un GE</i>	98
III.5.3	<i>Systèmes comportant un GE et une batterie</i>	98
III.5.4	<i>Systèmes comportant un GE et une éolienne</i>	99
III.5.5	<i>Systèmes comportant un GE, une batterie et une éolienne</i>	100
III.5.6	<i>Systèmes comportant deux GE</i>	101
III.5.7	<i>Systèmes comportant deux GE et une éolienne</i>	101
III.5.8	<i>Exemple de fonctionnement horaire et caractéristiques pour un système comportant 1GE et une Batterie (cas1)</i>	102
III.5.9	<i>Conclusion</i>	103
III.6	LES CENTRES DE PRODUCTION BASES SUR L'ENR « EOLIEN »	103
III.6.1	<i>Introduction</i>	103
III.6.2	<i>Systèmes comportant une éolienne et une batterie</i>	104
III.6.3	<i>Systèmes comportant une éolienne, une batterie et un GE en tant que chargeur de batterie</i>	105
III.6.4	<i>Systèmes comportant une éolienne, une batterie et un GE en secours</i>	105
III.6.5	<i>Exemple de fonctionnement horaire et caractéristiques pour un système EOLIEN_Batterie</i>	105
III.6.6	<i>Conclusion</i>	107
III.7	RESULTATS DE DIMENSIONNEMENT	107
III.7.1	<i>Exemple de dimensionnement – courbe de charge sur 24 heures</i>	107
III.7.1.1	Hypothèses de dimensionnement.....	107
III.7.1.2	Comparaison du coût des différents systèmes	108
III.7.1.3	Etude paramétrique – Evolution du coût du kWh en fonction du coût du fuel	110
III.7.2	<i>Exemple de dimensionnement – courbe de charge sur 5 heures</i>	112
III.7.2.1	Hypothèses de dimensionnement.....	112
III.7.2.2	Comparaison du coût des différents systèmes	112
III.7.3	<i>Conclusion</i>	114
III.8	VERS L'OPTIMISATION DE LA COURBE DE PRODUCTION	114
III.8.1	<i>Introduction</i>	114
III.8.2	<i>Définition d'un problème d'optimisation</i>	115
III.8.3	<i>Les différentes méthodes d'optimisation</i>	115
III.8.3.1	Méthodes d'optimisation déterministes	115
III.8.3.2	Méthodes d'optimisation non déterministes	116
III.8.4	<i>Présentation du problème d'optimisation</i>	117

III.8.4.1	Exemple du Système IGE + Batterie	117
III.8.4.2	Choix de la méthode d'optimisation	118
III.8.4.3	Principe de la programmation dynamique – principe d'optimalité de Bellman.....	118
III.8.4.4	Lien entre le principe de la programmation dynamique et le problème d'optimisation considéré	119
III.8.4.5	Résultats de l'optimisation.....	119
III.8.5	<i>Conclusion</i>	120
III.9	SYNTHESE DU CHAPITRE	120

Chapitre IV

119

Sûreté de fonctionnement des différentes architectures

IV.1	INTRODUCTION	124
IV.2	MODELISATION POUR UNE ETUDE DE SURETE DE FONCTIONNEMENT	124
IV.2.1	<i>Les grandeurs de la sûreté de fonctionnement</i>	125
IV.2.1.1	La fiabilité.....	125
IV.2.1.2	Le taux de défaillance en fonctionnement	125
IV.2.1.3	La disponibilité – l'indisponibilité.....	126
IV.2.1.4	La maintenabilité.....	126
IV.2.1.5	La sécurité.....	127
IV.2.1.6	Les grandeurs fonction des temps moyens.....	127
IV.2.2	<i>Méthodologie générale d'une étude de sûreté</i>	128
IV.2.2.1	Analyse du fonctionnement du système	128
IV.2.2.2	Analyse des modes de défaillances	128
IV.2.2.3	Comportement du système face aux défaillances	128
IV.2.2.4	Collecte des données de fiabilité.....	129
IV.2.3	<i>Les méthodes de calcul</i>	129
IV.2.3.1	Les différentes méthodes	129
IV.2.3.2	La méthode de calcul analytique.....	130
IV.2.3.3	Méthode de simulation Monte Carlo	132
IV.2.3.4	Conclusion.....	134
IV.3	ETUDE DE SURETE DE FONCTIONNEMENT	135
IV.3.1	<i>Etude comparative entre l'électrification centralisée et l'ERD</i>	135
IV.3.1.1	Introduction.....	135
IV.3.1.2	Le réseau de distribution BT	135
IV.3.1.3	Le centre de production BT utilisé pour l'ERD	137
IV.3.1.4	Le réseau de distribution HTA.....	137
IV.3.1.5	Analyse des résultats.....	137
IV.3.2	<i>Etude comparative entre les différents centres de production ERD</i>	138
IV.3.2.1	Introduction.....	138
IV.3.2.2	Hypothèses sur les éléments de production.....	138
IV.3.2.3	Hypothèses sur le mode de dysfonctionnement des différents systèmes.....	139
IV.3.2.4	Méthode utilisée – hypothèses simplificatrices	139
IV.3.2.5	Résultats.....	140
IV.4	SYNTHESE DU CHAPITRE	141

Chapitre V 139

Etude du fonctionnement d'un centre de production

V.1	INTRODUCTION	145
V.2	MODELISATION DU GROUPE ELECTROGENE [V.5].....	146
V.2.1	Introduction.....	146
V.2.2	Le moteur et la régulation de la fréquence.....	147
V.2.2.1	Modèle du Moteur Diesel	147
V.2.2.2	Modèle du régulateur de fréquence	147
V.2.3	L'alternateur et la régulation de tension	148
V.2.3.1	Modèle de l'alternateur.....	148
V.2.3.2	Modèle de l'excitation	148
V.2.4	Simulations du GE.....	149
V.2.4.1	Scénario 1.....	149
V.2.4.2	Scénario 2.....	150
V.2.5	Conclusion.....	150
V.3	MODELISATION DE L'EOLIENNE [V.6].....	150
V.4	ETUDE DU FONCTIONNEMENT DU CENTRE « GE + EOLIEN »	151
V.4.1	Introduction.....	152
V.4.2	Mise en évidence de l'importance de l'utilisation de charges ballastes et de compensateurs d'énergie réactive.....	152
V.4.3	Insertion de compensateurs d'énergie réactives	153
V.4.4	Insertion d'une charge ballaste.....	153
V.5	ETUDE DYNAMIQUE DE L'ENSEMBLE DU SYSTEME	154
V.5.1	Impact d'un créneau de charge	154
V.5.1.1	Introduction.....	154
V.5.1.2	Simulation.....	155
V.5.1.3	Conclusion.....	156
V.5.2	Etude de l'impact de la connexion et de la déconnexion de l'éolienne	156
V.5.2.1	Introduction.....	156
V.5.2.2	Connexion de l'éolienne.....	156
V.5.2.3	Déconnexion de l'éolienne	158
V.5.3	Conclusion.....	160
V.6	SYNTHESE DU CHAPITRE.....	161

Conclusion générale 159

Références 163

Annexes 171

ANNEXE A	173
Fonctionnement horaire et caractéristiques des centres de production basés sur les GE	
ANNEXE B	181
Fonctionnement horaire et caractéristiques des centres de production basés sur l'EnR « Eolien »	
ANNEXE C	183
Paramètres des éléments du centre de production GE + Eolien	
ANNEXE D	185
Installation des compensateurs d'énergie réactive	
ANNEXE E	187
Dimensionnement et implantation des charges ballastes	

Introduction générale

Introduction générale

L'activité de l'homme semble, par ses usages énergétiques, avoir un impact très néfaste sur l'environnement de notre planète. L'augmentation des émissions de gaz à effet de serre tels que le CO₂ en est un exemple flagrant. C'est la raison pour laquelle les Nations Unies ont organisé en juin 1992 à Rio de Janeiro au Brésil, la «Conférence des Nations Unies sur l'Environnement et le Développement» plus communément appelée le «Sommet de la Terre». Les stratégies conciliant le développement mondial et la protection de l'environnement ont été analysées et un programme international d'action pour le 21^{ème} siècle a été mis en place et signé par plus de 150 états : il s'agit de l'«Agenda 21» qui définit une ligne de conduite mondiale pour un développement global et durable de notre planète. L'objectif est de répondre aux besoins du présent sans compromettre l'avenir des générations futures. Les principaux enjeux sont la réduction des inégalités Nord-Sud, l'accès à l'eau potable et à l'énergie pour tous, ainsi que la préservation des ressources naturelles et de l'environnement.

L'importance de l'accès à l'énergie pour un développement durable a donc été clairement soulignée dans ce programme découlant de la conférence de Rio. En effet, l'énergie est nécessaire à toute activité humaine et indispensable à la satisfaction de nombreux besoins quotidiens comme l'eau, la nourriture ou la santé. Ainsi, pour lutter contre la pauvreté, il est indispensable que les populations aient accès à une source d'énergie moderne telle que l'électricité.

Une cartographie du taux d'électrification montre que plus du quart de l'humanité (soit environ 1.6 milliard de personnes) n'a actuellement pas accès à l'électricité ; les 4/5^{ème} de ces individus vivent dans les zones rurales des Pays En Développement (PED) ; tout particulièrement en Asie du Sud et en Afrique Sub-saharienne.

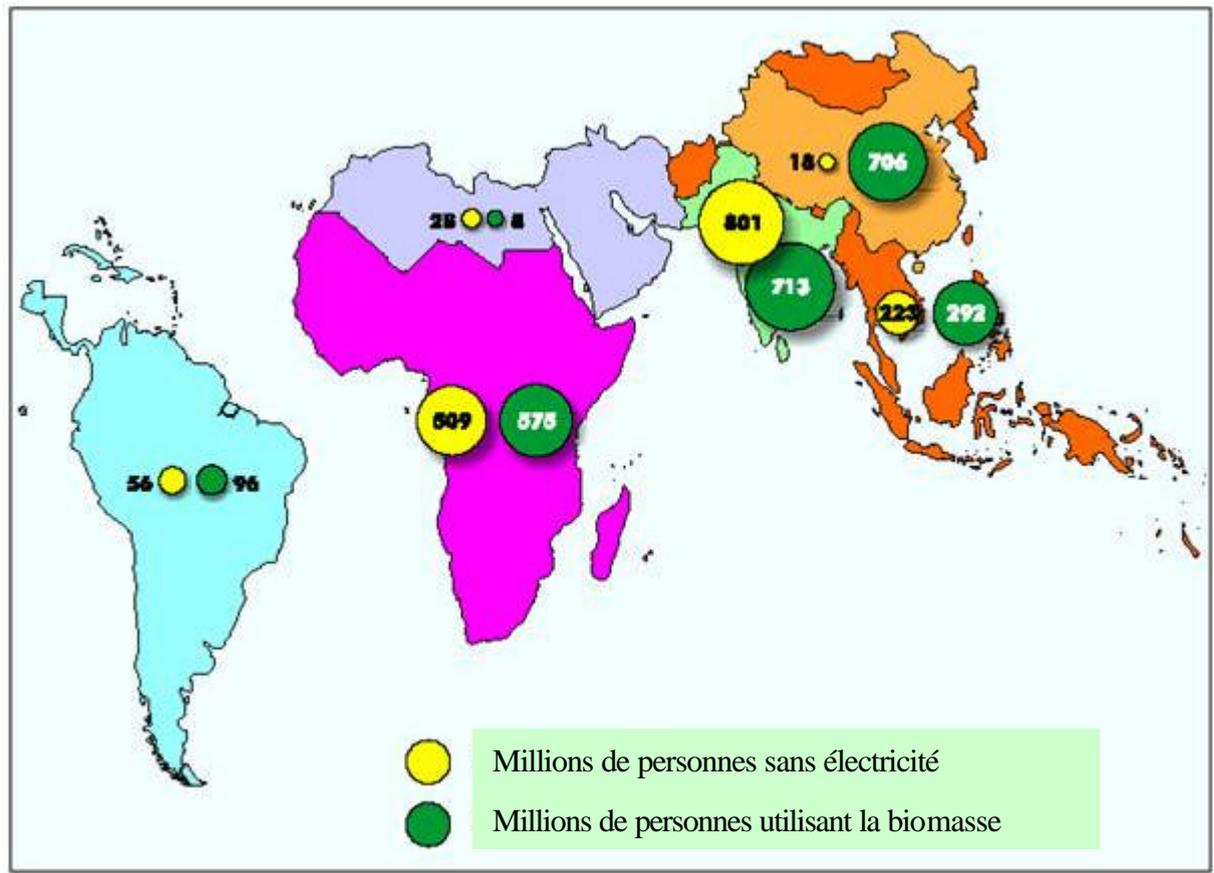


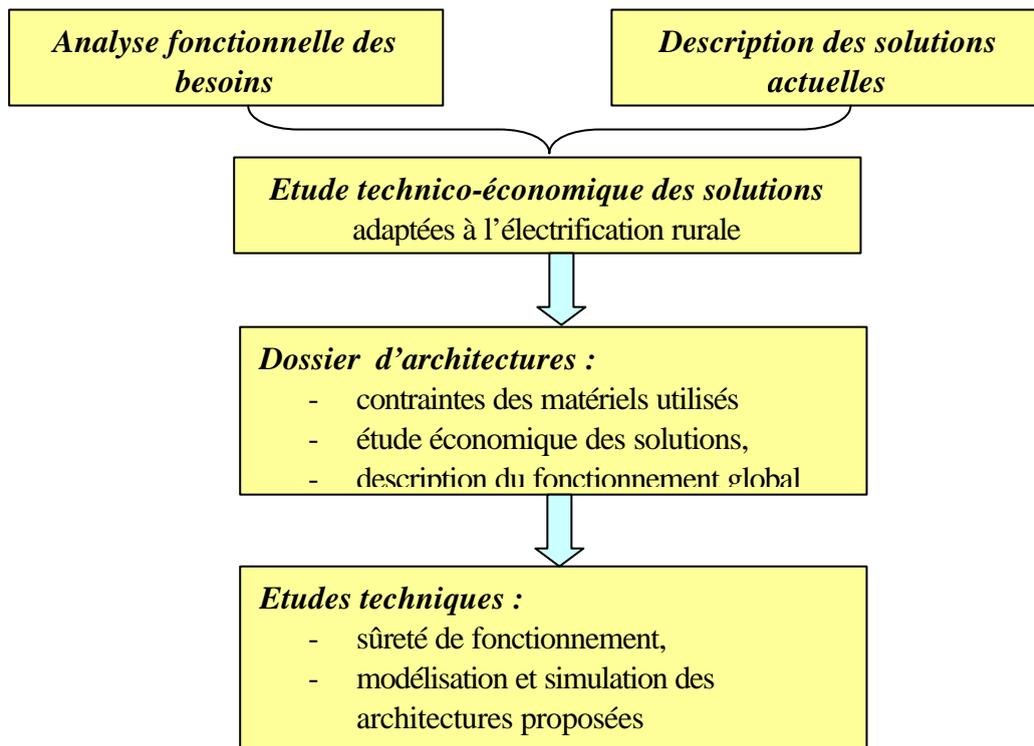
Figure Intro.1 : Cartographie de la pauvreté énergétique des PED [I.2]

Ce constat est affligeant et est incompatible avec tout espoir de développement durable pour les Pays En Développement. Il est donc indispensable de réfléchir à de nouveaux modes d'électrification compatibles avec le développement durable. Ces architectures de réseaux de distribution électrique seront compatibles avec les caractéristiques particulières de l'électrification rurale dans les Pays En Développement et devront tenir compte du contexte très récent de l'émergence de nouvelles technologies de production d'énergie électrique telles que les Energies Renouvelables et le stockage d'énergie. De plus, les politiques actuelles d'aides pour l'insertion de ces nouvelles technologies dans les Pays Occidentaux peuvent laisser penser à une forte décroissance de leurs coûts et donc à une insertion plus favorable dans les réseaux électriques des PED.

Dans ce contexte, l'objectif de la thèse est alors d'étudier les architectures (topologie de réseaux, mode de distribution, fonctionnement des sources d'énergie, etc) de réseaux de distribution possibles pour l'électrification rurale des Pays En Développement de manière technico-économique

dans un premier temps ; l'objectif étant de réduire le coût de distribution de l'énergie électrique. Considérant que les critères économiques sont nécessaires mais pas suffisants pour assurer une électrification satisfaisante, notamment dans la durée, des études techniques de fonctionnement et de fiabilité de ces différentes architectures (en particulier l'aspect sources de production) doivent compléter dans un second temps les études conduisant aux différentes solutions économiques obtenues.

La figure Intro.2 présente la logique de la méthodologie développée :



**Figure Intro.2 : Logique de la méthodologie utilisée,
Lien entre étude technico-économique et études techniques**

Notre étude se structure ainsi en cinq chapitres distincts :

Le *chapitre I* expose le contexte de l'électrification rurale en détaillant tout d'abord les enjeux de l'électrification rurale pour un développement économique durable des PED. Nous analysons ensuite les ressources énergétiques de ces pays ainsi que les différentes architectures de réseaux existant actuellement. Enfin nous finissons le chapitre par une analyse fonctionnelle simplifiée qui nous permet de définir un cahier des charges général pour l'électrification rurale des PED.

Le *chapitre II* décrit la méthode et son application à travers l'outil de calcul technico-économique «Eco-electrify» développé afin de comparer le coût de différentes architectures et de choisir la mieux adaptée. Cet outil peut permettre à un planificateur de réaliser une étude de pré-planification pour l'électrification de zones rurales (villages) ou périurbaines.

Le *chapitre III* montre tout d'abord que la solution d'Electrification Rurale Décentralisée peut être réalisée grâce à différents types de centres de production. Nous développons une méthode permettant d'améliorer les systèmes d'Electrification Rurale Décentralisée (ERD) simples présentés au chapitre II en réalisant la combinaison de différents éléments de production (GE, batteries, éoliennes, etc).

Le *chapitre IV* décrit les résultats d'une étude de fiabilité qui a été réalisée sur les différentes solutions développées lors du chapitre II et III. Différentes méthodes ont été utilisées telles que la méthode analytique et la méthode séquentielle dite de Monte-Carlo.

Le *chapitre V* décrit le travail réalisé pour analyser le fonctionnement d'un centre de production constitué par un groupe électrogène et une éolienne. Différentes contraintes de fonctionnement sont mises en évidence par rapport au dimensionnement technico-économique. Nous mettons en œuvre différentes solutions pour pallier à ces contraintes (mise en place de charges ballastes et de compensateurs d'énergie réactive).

Nous finirons enfin ce mémoire par une synthèse générale du travail réalisé.

Chapitre I

Contexte socio-économique de l'électrification rurale

Chapitre I

Contexte socio-économique de l'électrification rurale

1.1 Introduction

Actuellement, plus de la moitié de la population mondiale vit en zone rurale dont près de 90 % (environ 2.5 milliards) dans les Pays En Développement [I.2]. Pour leurs besoins en énergie, la majeure partie de ces populations utilise des combustibles traditionnels (tels que le bois) en ayant recours à des technologies primitives et très peu efficaces. Les besoins fondamentaux tels que la nutrition, le chauffage et l'éclairage sont ainsi à peine satisfaits ce qui conduit à entretenir le cycle de la pauvreté. L'utilisation d'énergies traditionnelles conduit également à une pollution atmosphérique et à un gaspillage important, par leur faible rendement, des ressources en biomasse qui sont très souvent limitées (particulièrement pour l'Afrique). On considère que seulement 7 % de la production mondiale d'électricité pourrait couvrir les besoins fondamentaux de ces populations ce qui paraît peu par rapport aux enjeux.

Dans ce chapitre, nous allons tout d'abord examiner l'importance de l'électrification rurale des PED qui constitue un critère indispensable pour le développement durable de ces pays. Nous allons ensuite analyser les ressources énergétiques pouvant être utilisées comme source de production d'énergie électrique puis nous détaillerons les différents types de réseaux de distribution actuellement utilisés pour l'électrification rurale. Nous terminerons enfin ce chapitre par une analyse fonctionnelle simplifiée permettant de définir un cahier des charges général pour l'électrification rurale des Pays En Développement.

I.2 Enjeux de l'électrification rurale et développement économique

I.2.1 Introduction

Le manque d'énergie est un frein au développement durable des Pays En Développement [I.1]. Nous constatons ainsi que tous les besoins élémentaires nécessitent l'utilisation de diverses formes d'énergie. Sa rareté et son coût trop élevé concourent en général au maintien, voir à l'accroissement, de la pauvreté dans les PED.

Dans cette partie, nous étudierons tout d'abord le lien très étroit qui existe entre énergie et pauvreté puis nous analyserons les besoins énergétiques des populations vivant en zone rurale. Nous examinerons enfin les impacts de l'électrification sur les populations et l'environnement.

I.2.2 Lien entre énergie et pauvreté

L'accès à l'électricité et à d'autres sources modernes d'énergie est une condition indispensable au développement socio-économique des PED. En effet, le lien entre énergie et pauvreté est indéniable puisque l'énergie joue un rôle non négligeable dans la satisfaction des besoins fondamentaux tels que la nutrition et la santé.

Les populations dans les zones rurales ont accès à différentes formes d'énergie. La biomasse en constitue le plus souvent la source principale (à hauteur de 95 % dans les pays africains). En effet, environ deux milliards de personnes cuisinent toujours avec des combustibles traditionnels tels que le bois. Les prélèvements de proximité conduisent alors à la dégradation du milieu naturel et à la rareté de la ressource ; ceci amplifie au final la situation de pauvreté. Par contre, les autres sources d'énergie (électricité, charbon de bois, gaz, etc) dépendent des mécanismes du marché mais leur coût est en général trop élevé par rapport aux ressources financières des populations.

De plus, ces services énergétiques constituent pour ces populations une part très souvent considérable des dépenses ménagères [I.2]. C'est le cas des plus pauvres (revenu inférieur à 2 €/personne/mois) pour lesquels l'énergie représente plus de 20 % des dépenses ; de plus, ces populations consacrent également davantage de temps à l'obtention de ces services (collecte de bois par exemple).

La figure I.1 montre d'ailleurs le lien entre la pauvreté et le pourcentage de la population utilisant des sources d'énergie traditionnelle pour différents Pays En Développement.

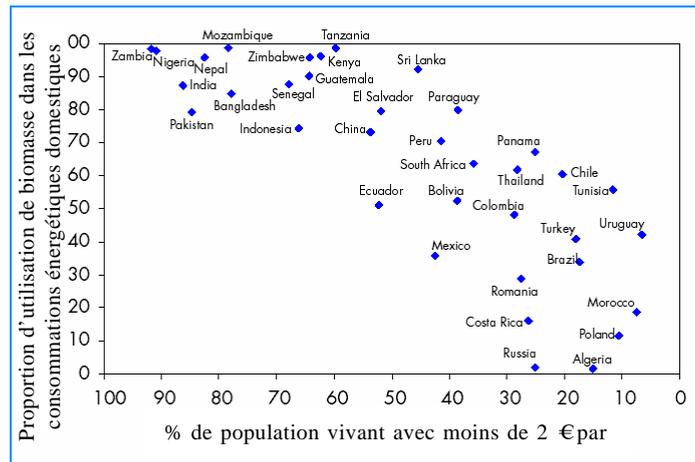


Figure I.1 : Lien entre pauvreté et utilisation de la biomasse [I.1]

Nous constatons ainsi que l'accès à une énergie moderne telle que l'électricité est un paramètre indispensable pour le développement des PED. Maintenant, nous allons analyser les besoins énergétiques des populations des zones non encore électrifiées.

I.2.3 Besoins énergétiques des zones rurales non électrifiées

Dans les PED, on distingue en zone rurale deux types d'utilisateurs ; les ménages agricoles et les utilisateurs relevant du secteur des services (le petit commerce, l'artisanat, l'éducation, les centres de santé, etc).

Les ménages agricoles sont en volume global les plus gros demandeurs d'énergie. Leurs besoins énergétiques correspondent au pompage de l'eau, à l'éclairage, à la cuisson, au froid et à l'utilisation d'appareils électriques tels que l'audiovisuel. L'éclairage correspond bien évidemment au principal besoin énergétique. Cependant l'utilisation de moyens traditionnels tels que les lampes à pétrole, les bougies ou les lampes torches y répond très mal. L'audiovisuel (radio ou télévision) représente également une demande très forte du monde rural. En effet, il permet un lien avec le monde extérieur et une limitation de l'exode rural. De plus, l'irrigation semble avoir une importance de plus en plus croissante dans les besoins énergétiques puisque celle-ci permet d'une certaine manière l'augmentation des rendements de la production agricole [I.2] et donc une certaine autosuffisance alimentaire. Par contre, le besoin d'un réfrigérateur n'est pas ressenti comme prioritaire même si il peut et doit très souvent être utilisé pour la conservation des médicaments.

Ces besoins énergétiques peuvent être classifiés en fonction des revenus disponibles des utilisateurs domestiques comme le montre la figure I.2.

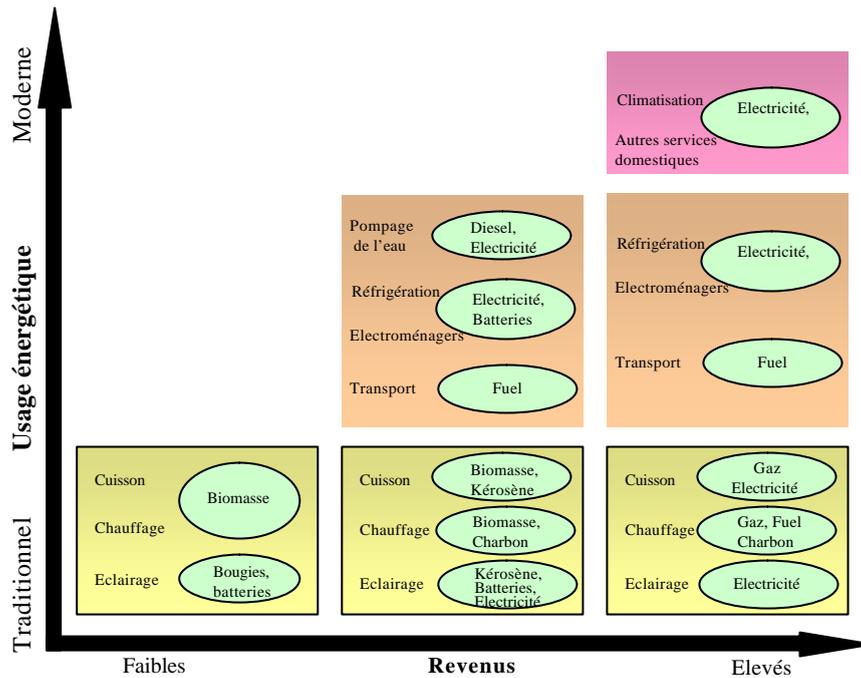


Figure I.2 : Usages énergétiques en fonction des revenus disponibles [I.1]

La connaissance des usages énergétiques relevant du domaine de l'électricité permet de définir le service électrique proposé aux foyers d'une zone rurale. Ce service sera caractérisé par certaines composantes (techniques, organisation, contexte de mise en place et de réussite, tarification, financement, etc).

L'éclairage et l'audiovisuel sont les deux usages énergétiques qui peuvent en premier lieu être desservis par l'électricité. On constate tout d'abord que la demande des populations pour ces deux besoins est très présente et que les dépenses actuelles pour compenser la non présence d'électricité sont également très importantes [I.1]. En effet, la dépense en petits consommables (bougies, piles électriques, etc) de remplacement est très coûteuse et leur utilisation est généralement peu performante. Ainsi, l'utilisation d'une lampe à pétrole coûte 200 fois plus cher qu'un éclairage électrique fluorescent en milieu urbain. Il en est de même pour les piles qui, pour l'audiovisuel, coûtent environ 500 fois plus cher que le prix du réseau en ville.

Par contre, il est difficile de quantifier (kW, kWh/an) ces considérations qualitatives. En effet, cette quantification dépendra des services proposés aux clients et permettra ainsi de dimensionner le système de distribution de l'énergie électrique. Ces besoins semblent toutefois être très faibles en quantité ; de quelques dizaines à quelques centaines de Wh par jour et par foyer à comparer avec les besoins occidentaux qui se trouvent dans un facteur 100.

Nous venons d'analyser les besoins énergétiques des populations vivant en zone rurale et nous avons sélectionné les usages relevant du secteur de l'énergie électrique. Nous allons maintenant étudier les impacts «positifs» que peut apporter dans une certaine mesure l'électrification rurale des Pays En Développement.

I.2.4 Utilité de l'électrification rurale

I.2.4.1 Impact positif sur les populations

Dans le monde rural, l'électrification est considérée comme un puissant facteur de développement socio-économique. En effet, par sa facilité d'utilisation, celle-ci contribue à l'amélioration de la qualité de vie des populations qui en bénéficient. De nombreux retours d'expériences montrent des améliorations très sensibles dans les conditions de vie des populations bénéficiaires puisque l'électrification permet dans une certaine mesure :

- *un meilleur accès à l'éducation* : éclairage et audiovisuel dans les maisons et les écoles,
- *une amélioration des conditions sanitaires* impactant positivement sur la santé des populations en raison de :
 - o la limitation de l'utilisation de la biomasse au sein du foyer [I.4] qui aggrave considérablement les pollutions domestiques (infections respiratoires infantiles, maladies pulmonaires, etc) du fait d'un taux d'émission élevé (CO₂, CO, etc) et d'une aération en générale insuffisante,
 - o la mise en place de réfrigérateurs pour conserver les vaccins ou certains médicaments,
 - o l'utilisation de pompes et de purificateurs d'eau.
- *un accroissement de l'activité économique des villages* concernés permettant de limiter l'exode rural et la désertification,
- *une amélioration des problèmes liés au manque de nourriture et à la malnutrition* grâce à une augmentation des rendements de l'agriculture apportée par la possibilité d'irriguer (petites pompes).

Enfin, le gain de temps apporté par l'utilisation de l'électricité peut être utilisé pour d'autres activités productives améliorant ainsi le niveau de vie des populations. Il s'agit en fait du même essor économique que nous avons connu il y a un siècle dans les pays aujourd'hui industrialisés.

I.2.4.2 Impact positif sur l'environnement

L'électrification rurale permet tout d'abord de réduire les émissions de CO₂ par substitution de l'éclairage traditionnel basé sur la combustion directe de pétrole ou de gaz. Ceci conduit à limiter l'émission de gaz à effets de serre et rentre donc dans les considérations environnementales de la convention de Kyoto. Ainsi au Maroc, si on estime qu'il existe 2 millions de familles non raccordées au réseau, la combustion est de l'ordre de 330 000 tonnes de gaz chaque année ce qui entraîne un rejet de 200 000 tonnes de CO₂ chaque année. L'introduction de l'électricité pourrait ainsi permettre de réduire les émissions de CO₂ d'une manière non négligeable comme le montre le tableau I.1.

	Consommation	Emission de CO ₂ par an
Solution traditionnelle au gaz	150 kg gaz/an	100 kg
Electricité thermique (groupe diesel)		
- lampes incandescentes 1 ampoule 100 W 4 h/jour 3 ampoules 60 W, 2 h/jour	200 kWh/an (60 kg gazole)	50 kg
- lampes fluorescentes 1 lampe 20 W, 4h/jour 3 lampes 13 W, 2 h/jour	50 kWh/an (18 kg gazole)	15 kg
Electricité photovoltaïque	20 à 30 kWh / an	0

Tableau I.1 : Emission de CO₂ pour l'éclairage dans différents cas d'une famille marocaine [I.5]

De plus, l'électrification pourrait également permettre une réduction non négligeable de la dépendance massive du monde rural envers la biomasse énergie. En effet, celle-ci conduit en général à un prélèvement très important sur les ressources forestières et sur les déchets des activités agricoles. Ces usages sont le plus souvent réalisés au détriment de la reconstitution de la fertilité des terres et conduisent ainsi à une dégradation considérable de leur qualité. Par effet de chaîne, on peut également considérer que l'électrification rurale peut être considérée comme un frein à l'exode rural.

I.2.5 Conclusion

L'électrification rurale des Pays En Développement est donc un facteur indispensable au bon développement de ces pays. Il est cependant nécessaire de trouver des solutions économiquement viables pour cette électrification ; ces solutions seront certainement très lointaines de ce qui existe actuellement dans les pays développés. Nous allons maintenant analyser quelles sont les ressources primaires auxquelles les Pays En Développement ont accès.

I.3 Les ressources énergétiques des PED

I.3.1 Introduction

Une analyse de la production d'électricité dans le monde montre que l'électricité d'origine fossile assure une part prépondérante (environ 63 %, soit 8320 TWh en 1995). L'hydraulique assure également une part importante de la production (environ 19 %).

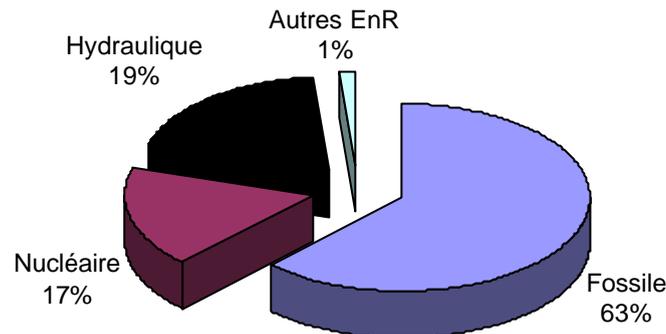


Figure I.3 : Répartition de la production mondiale d'électricité [I.6]

La figure I.3 montre qu'il existe actuellement différents moyens de produire de l'énergie électrique. Cependant, afin de déterminer une architecture de réseaux de distribution électrique adaptée aux Pays En Développement, il semble nécessaire de déterminer les ressources énergétiques disponibles de ces pays. En effet, cela nous évitera de proposer à un pays une structure de réseaux fonctionnant à un coût très faible en ayant oublié qu'ils ne possèdent pas la source d'énergie primaire nécessaire au fonctionnement de la génération en question.

Il faudra donc certainement baser les moyens de production d'énergie électrique sur des ressources énergétiques disponibles localement, d'où la nécessité d'une analyse des ressources disponibles dans les PED.

I.3.2 Les ressources fossiles – le nucléaire

Les ressources fossiles sont le charbon, le pétrole et le gaz naturel. Certains pays tels que la Chine possèdent ces ressources ; des centrales de grande puissance y sont d'ailleurs construites. Le pétrole comme source primaire de production d'énergie électrique semble pouvoir être utilisé dans la plupart des PED puisqu'il y existe un réseau de distribution (usage courant du pétrole lampant). Le charbon y est également fortement utilisé avec des centrales thermiques de fortes puissances.

Des systèmes de production utilisés localement (de faible puissance pour un village) sont également possibles avec une énergie de type fossile ; il existe par exemple les moteurs diesel, les turbines à combustible (les TAC), et éventuellement, si cette technologie émerge, les piles à combustibles. Cependant la technologie qui reste actuellement la plus adaptée aux PED correspond aux moteurs diesel ou groupes électrogènes (GE) puisque le réseau de distribution du fuel est en général très bien développé dans ces pays.

Par contre, les PED n'ont en général pas accès à l'énergie nucléaire.

I.3.3 Les ressources locales – les Energies Renouvelables

La notion d'énergie renouvelable correspond à des sources d'énergie qui dépendent de façon plus ou moins importante de l'activité du soleil. Elles sont donc inépuisables ou renouvelables si l'on considère les cycles naturels de la terre (échanges météorologiques, photosynthèse, etc). On les oppose aux énergies fossiles disponibles sous forme de réserve dans les sous-sols terrestres. Les énergies renouvelables sont utilisées localement au plus proche de la consommation.

Le tableau I.2 montre la répartition de la production mondiale d'électricité d'origine renouvelable.

Energie renouvelable	Production mondiale
Hydraulique	2536 TWh (93.7 %)
Biomasse	123 TWh (4.6 %)
Géothermie	38.5 TWh (1.4 %)
Eolien	8.3 TWh (0.3 %)
Solaire	1.1 TWh (0.04 %)

Tableau I.2 : Répartition de la production mondiale d'électricité d'origine renouvelable [I.6]

Nous allons maintenant analyser le potentiel en Energie Renouvelable (EnR) des PED.

I.3.3.1 L'énergie hydraulique [I.7]

Dans les pays industrialisés, les grands projets hydrauliques se heurtent à des contraintes environnementales et de raréfaction des sites. Par contre, dans les Pays En Développement, les potentiels hydrauliques sont en général très importants mais les projets de « grande hydraulique » se heurtent le plus souvent à un réel problème de financement (investissement sur une longue durée). L'exemple de la Chine montre toutefois que l'aménagement de grands projets hydroélectriques reste réalisable si le pays concerné s'en donne les moyens.

Dans le cas des PED, l'utilisation de la petite hydraulique (définie jusqu'à une puissance de 10 MW en France) semble être beaucoup plus intéressante. Les petites centrales hydrauliques sont peu coûteuses et également rapides à mettre en œuvre. On estime la production mondiale annuelle de la

petite hydroélectricité à 85 TWh. En Asie, ces Petites Centrales Hydroélectriques (PCH) participent déjà activement à l'électrification rurale. En Indonésie par exemple, un programme a permis l'électrification de 18 600 villages à partir de PCH. La majorité de ces installations fonctionne de façon totalement autonome pour électrifier un seul village et répondre à des besoins liés aux activités agricoles ou artisanales.

La figure I.4 montre l'exemple d'une petite turbine hydraulique de 200 W.



Figure I.4 : Petite turbine hydraulique de 200 W [I.7]

Ce tableau propose une estimation du coût moyen des petites turbines hydrauliques.

<i>Puissance (kW)</i>	<i>Coût en €/kW</i>
10 à 100	1 525 à 610
100 à 400	610 à 305
400 à 1 000	305 à 150
1 000 à 1 500	150 à 120

Tableau I.3 : Coût moyen des petites centrales hydrauliques [I.7]

Le coût global d'une installation sera par contre difficile à estimer puisqu'il va dépendre considérablement du site et de la géographie des lieux (hauteur de la chute, accessibilité du site).

I.3.3.2 La biomasse [I.8]

La biomasse est l'énergie obtenue à partir des végétaux. Elle se place au 4^{ème} rang des énergies primaires (derrière le pétrole, le charbon et le gaz naturel) mais cette source d'énergie est très souvent utilisée avec des rendements énergétiques médiocres ; il s'agit de l'énergie du pauvre (bois, déchets agricoles, etc) qui est utilisée à l'intérieur du foyer et conduit donc à une pollution locale nuisible pour la santé des populations.

Dans les PED les plus pauvres (pays Africains), la biomasse représente plus de 95 % des approvisionnements énergétiques et elle est utilisée la plupart du temps sous des formes

traditionnelles et peu efficaces. Dans les deux pays les plus peuplés de la planète, la Chine et l'Inde, elle compte respectivement pour 30 % et 45 % de la consommation énergétique intérieure [I.8].

Il est toutefois possible d'utiliser cette biomasse avec des rendements plus élevés (de 40 à 60 %) en l'utilisant comme source d'énergie pour la cogénération. Ces centrales pourraient ainsi utiliser les déchets de l'industrie agroalimentaire comme la canne à sucre (Chine, Inde, Cuba, Afrique du Sud) ou l'industrie forestière. Par exemple, sur l'île de la Réunion, deux centrales électriques (60 MW environ) fonctionnent à la biomasse : la bagasse, résidu de la canne à sucre après extraction du sucre, est un bon combustible et permet de «recycler» les importants déchets engendrés par cette industrie. L'énergie électrique ainsi produite assure 40 % des besoins de l'île.

I.3.3.3 La géothermie [I.9]

La géothermie est la troisième source d'énergie renouvelable dans le monde avec 8340 MW électrique et 9963 MW thermique (18767 MWe prévu en 2010). Elle correspond principalement à l'utilisation des gisements naturels de vapeur (geysers) ou d'eau chaude, situés à proximité de volcans. L'eau dans ces sous-sols est en contact avec des roches très chaudes sous une pression importante due à la profondeur, ce qui entraîne des températures très élevées, jusqu'à 350°C. L'eau récupérée peut être utilisée directement pour chauffer des logements, des serres, de l'eau de pisciculture, ou pour produire de l'électricité dans une centrale thermique. L'utilisation de la géothermie semble toutefois limitée (du fait de l'emplacement des sites) pour une utilisation généralisée dans les PED.

I.3.3.4 L'énergie éolienne [I.10]

L'énergie éolienne nécessite un site suffisamment venteux ($v > 15$ km/h en général) pour qu'elle puisse fournir de l'énergie électrique. La vitesse du vent doit toutefois rester inférieure à 90 km/h environ pour éviter la casse mécanique.

La conversion électromécanique est réalisée par une machine asynchrone ou synchrone qui fonctionne à vitesse constante ou variable. Dans ce dernier cas, elle nécessite un convertisseur de puissance pour une connexion au réseau. Ce sont d'ailleurs les solutions préférées dans les installations récentes de grande puissance.

Les éoliennes actuellement en fonctionnement ont une puissance nominale variant de 2 kW (pour les unités isolées) à 3 MW (dans les fermes éoliennes comptant plusieurs unités). Celles-ci ont une durée de vie estimée à 20 ans. La figure I.5 présente une éolienne de 10 kW.



Figure I.5 : Eolienne de 10 kW [I.10]

Le coût actuel de l'énergie fournie par une éolienne est de 5 à 8 c€/kWh [I.10] ; ce coût comprenant l'investissement de départ, les frais d'exploitation et le financement. Le marché de l'énergie éolienne connaît actuellement une croissance annuelle de 40 % (encouragée par les subventions des pouvoirs publics et par la baisse des coûts).

I.3.3.5 L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque [I.30], bien que de plus en plus utilisée, reste aujourd'hui une énergie marginale. Malgré les progrès qui ont été réalisés sur le coût des modules photovoltaïques (divisés par quatre depuis 1980), l'énergie solaire reste une énergie chère et donc peu développée. Le rendement énergétique (rapport entre l'énergie électrique créée et l'énergie solaire reçue) est actuellement d'environ 10 à 15 %. Les centrales solaires sont encore rares (quelques démonstrateurs). Les principales applications sont de petite taille et sont réalisées pour des besoins bien spécifiques.

L'unité caractérisant la puissance photovoltaïque est le watt-crête (Wc). C'est la puissance délivrée par un module photovoltaïque dans les conditions de référence (intensité lumineuse de 1 kW/m², température de 25°C). La tension de sortie est en général 12 ou 24 V en courant continu.

Le composant de base de la conversion lumière du soleil / énergie électrique est la cellule photovoltaïque. Une cellule photovoltaïque (PV) ne permet pas, par ses caractéristiques électriques (tension unitaire de 0,5 V et puissance voisine de 1,5 W), d'alimenter des appareils électriques dont les tensions sont normalisées (230 V). Ainsi, un certain nombre de cellules est relié pour obtenir un module photovoltaïque qui atteint en général une puissance de 50 Wc. Des modules sont ensuite connectés pour obtenir un panneau solaire atteignant la puissance souhaitée.

Le coût des cellules photovoltaïques varie actuellement entre 6 et 13 €/Wc. Le coût du kWh résultant dépend alors bien évidemment de l'intensité lumineuse considérée et varie entre 0.25 et

0.90 €/kWh. Ce coût est nettement supérieur à celui d'autres sources d'énergie mais constitue toutefois un réel intérêt pour des installations éloignées d'un réseau de distribution préexistant.

L'utilisation de l'énergie photovoltaïque se fait actuellement de manière individuelle (kit photovoltaïque) ou dans le cadre d'une centrale autonome pour l'électrification de villages isolés. On peut par exemple noter l'exemple d'un projet d'envergure qui a débuté en l'an 2000 dans une zone rurale de la province de Bahia, au Brésil. Quinze mille habitations et plusieurs infrastructures (centres de soin, pompage de l'eau, etc) commencent à être alimentées par de l'électricité photovoltaïque, via des systèmes individuels complets (panneau solaire, régulateurs, batterie).

I.3.4 Conclusion

Nous venons de déterminer les ressources énergétiques primaires auxquelles les Pays En Développement ont accès. Les différentes architectures de réseaux de distribution possibles pour l'électrification d'un village vont maintenant être analysées.

I.4 *Les architectures de réseaux de distribution*

I.4.1 Introduction

Afin d'alimenter en énergie électrique les clients d'un village en zone rurale, il existe différentes solutions. Pour les zones proches d'un réseau centralisé préexistant, la solution la mieux adaptée sera à priori une extension de ce réseau. Ceci se réalise en général par la construction d'une ligne moyenne tension HTA (niveau de tension de 20 kV).

Pour les zones éloignées d'un réseau préexistant, la solution la mieux adaptée sera à priori la réalisation d'un micro-réseau autonome adapté au village à électrifier ou Electrification Rurale Décentralisée (ERD). Il s'agit de la solution actuellement utilisée pour l'électrification des îles. L'énergie électrique est alors fournie par un centre de production qui peut utiliser une combinaison de différentes sources d'énergie primaires (groupes électrogènes, énergie renouvelable, etc).

Pour les villages très peu denses, chaque maison peut être électrifiée par un « kit individuel ». Il s'agit par exemple de l'électrification par un kit photovoltaïque plus batteries.

Dans cette partie, nous allons étudier les différentes architectures de réseaux susceptibles d'être adaptées à l'électrification rurale des Pays En Développement.

I.4.2 Electrification rurale centralisée

I.4.2.1 Introduction

En ce qui concerne l'électrification rurale centralisée, le réseau de distribution utilise deux niveaux de tension, la HTA et la BT. La finalité du réseau HTA est d'acheminer l'électricité d'un poste source HTB/HTA (rappel : HTB>50kV, HTA>1kV, BTB>500V, BTA>50V, TBT<50V) vers les zones de moyennes consommation (un village à électrifier par exemple). La structure en zone rurale est presque exclusivement aérienne avec des tensions variant de quelques kV à 40 kV ; cependant, la tension actuellement la plus utilisée dans le monde est de 20-22 kV. La finalité du réseau BT est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HTA aux points de faible consommation (les maisons d'un village) avec une tension de 230 V le plus souvent.

Ce réseau, dans les pays industrialisés et électrifiés à 100 %, doit répondre à des objectifs de continuité et de qualité de service, de sécurité des biens et des personnes, de souplesse et confort d'installation et de compétitivité commerciale. Par contre, dans les pays non encore électrifiés à 100 % tels que les pays en développement, l'objectif principal sera une électrification de ces zones à moindre coût tout en gardant bien évidemment les contraintes indispensables de sécurité des personnes et des biens.

I.4.2.2 Structure type d'un réseau centralisé

La structure type d'un réseau de distribution HTA rural est de type « radial aérien » ou en « antenne aérien ». Tout point de consommation sur une telle structure ne peut être alimenté que par un seul chemin. Deux types de lignes peuvent alors être distinguées comme le montre la figure I.6. Les lignes d'ossature principale qui assurent les transits de puissance entre les sources et les zones de charges (villages) sont réalisées avec une section assez importante. Les lignes de dérivation assurent le raccordement de chaque poste HTA/BT à l'ossature principale ; elles sont réalisées en technique plus allégée et avec une section plus faible.

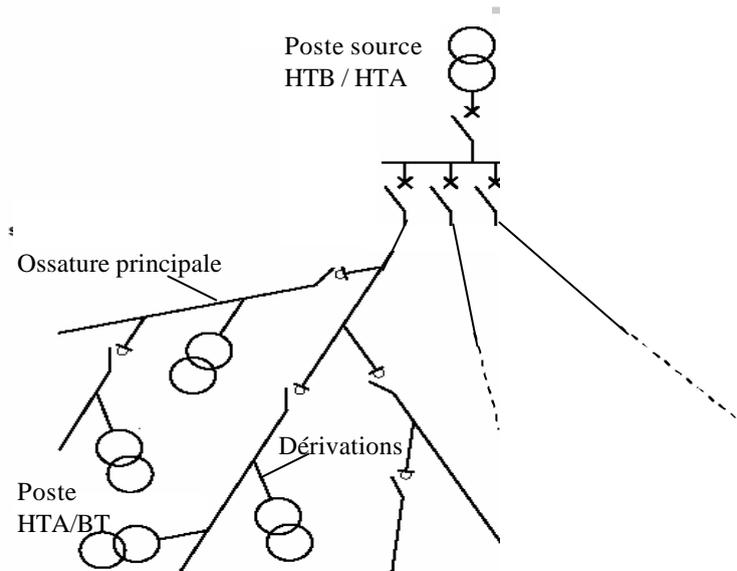


Figure I.6 : Structure type d'un réseau de distribution en zone rurale [I.11]

Ce schéma permet d'alimenter facilement et à un moindre coût des points de consommation de faible charge (environ 10 kVA) et largement répartis géographiquement (environ 100 km²). Lors du dimensionnement d'une ligne, il faudra tenir compte de différentes contraintes liées à la puissance maximale que peut desservir cette ligne ; l'intensité limite conduisant à l'échauffement maximal admissible des conducteurs, la chute de tension limite sur le réseau HTA (contraignant sur un réseau rural), et les pertes Joule.

De par le monde, il existe différentes solutions techniques de desserte rurale. Ces solutions peuvent être classées selon deux familles (figure I.7).

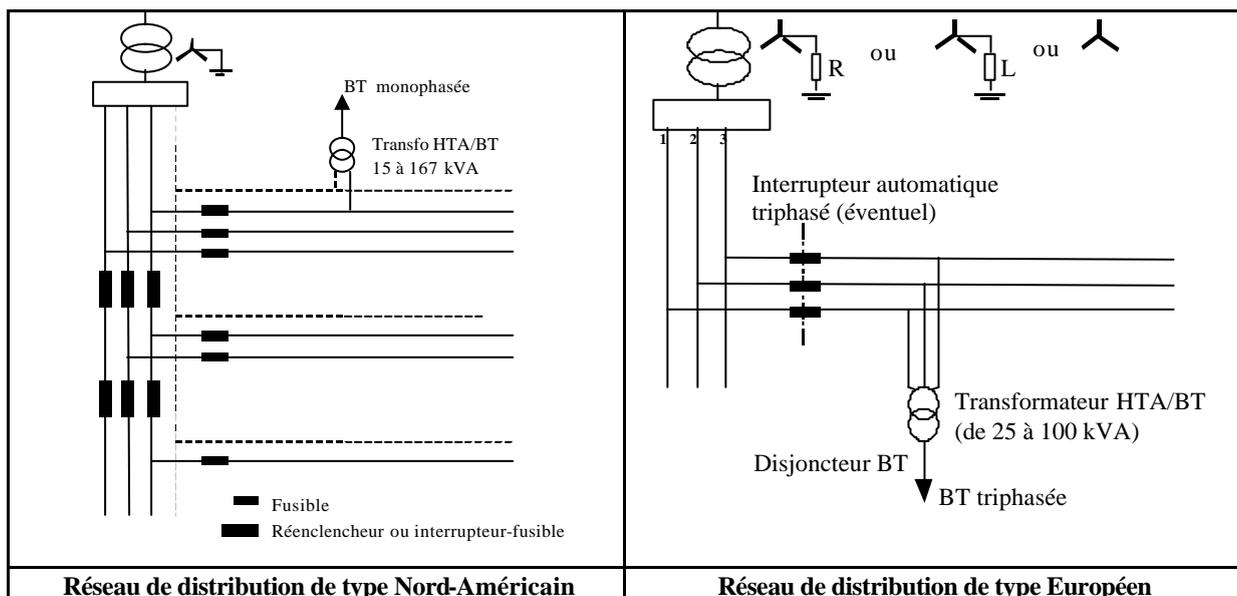


Figure I.7 : Schéma de principe des deux grandes familles de réseaux de distribution [I.12]

La première solution est le réseau HTA de type Nord Américain où le neutre HTA est distribué tout au long de l'ossature principale et mis directement à la terre. Les lignes HTA sont réalisées avec 4 conducteurs (3 phases + 1 neutre). La deuxième solution correspond au réseau de type Européen où le neutre HTA n'est pas distribué ; les lignes sont donc composées de trois conducteurs. Cette solution présente toutefois différentes variantes dites allégées (les réseaux HTA biphasés et les réseaux HTA monophasés avec retour par la terre) ; ces variantes sont cependant très peu utilisées actuellement dans les pays occidentaux.

Dans les PED, ces deux solutions sont en général utilisées et le choix entre une des deux techniques repose la plupart du temps sur l'historique du pays (influence coloniale en particulier). Ces différentes solutions techniques sont décrites dans les paragraphes suivants.

I.4.2.3 Le réseau de distribution HTA de type Nord-Américain

I.4.2.3.1 Description du fonctionnement

Le réseau de distribution HTA de type Nord-Américain est caractérisé par une mise à la terre (au niveau du poste source et ensuite tous les 300 m environ sur la ligne HTA) directe du neutre qui est distribué. La distribution se fait alors [I.13] au plus près du consommateur en HTA ce qui permet de limiter la longueur des départs BT (réduction des pertes).

Sur l'ossature principale, les lignes HTA sont triphasées alors que la structure des dérivations dépend de la charge à desservir. Elles peuvent être triphasées, biphasées, ou monophasées pour les branchements HTA/BT. En zone rurale, il s'agit très souvent de dérivations monophasées avec une puissance de transformateur de 25 kVA.

La protection de ce type de réseau se fait donc le plus souvent à l'aide de fusibles et de disjoncteurs réenclencheurs. Les fusibles sont définis par leur calibre nominal (15, 25, 30, 80 A par exemple) et par leur rapidité de fusion. Les disjoncteurs réenclencheurs fonctionnent en deux étapes. Dans la première étape, un disjoncteur réenclencheur n'ouvre pas, de manière qu'en aval un défaut autoextincteur ait le temps de s'éteindre au passage à zéro du courant alternatif ou qu'un fusible ait le temps de fondre. En phase 2, le disjoncteur s'ouvre pendant un temps court, mais suffisant, de façon à laisser disparaître un défaut fugitif. Dans certains cas, la mise en place d'un appareillage réduit seulement à des fusibles permet de diminuer les coûts mais ceci se fait au détriment de la performance, de la sécurité (risque d'incendie) et de la continuité de service.

I.4.2.3.2 Avantages et inconvénients

Pour ce type de réseau, la qualité de service est bonne (dans le cas où la mise en place des protections et de leur réglage a été faite correctement) puisque les protections éliminent normalement une portion limitée du réseau en défaut. Cependant, l'exploitation et la maintenance demeurent complexes et nécessitent un personnel très qualifié (entretien des appareillages, réglage des protections complexe et délicat, etc) et des stocks de matériels importants en remplacement (différents calibres de fusibles, etc). De plus, la structure du réseau est relativement rigide et le matériel de coupure est fortement sollicité puisque l'intensité des courants de défauts est toujours élevée (neutre distribué à la terre). Un entretien et des contrôles fréquents sont donc nécessaires. Cette solution est donc avantageuse dans le cas de la desserte de pays de très grande superficie et d'une densité de charge faible.

I.4.2.4 Le réseau de distribution HTA de type Européen

I.4.2.4.1 Description du fonctionnement

Le réseau de distribution HTA de type Européen est caractérisé par une mise à la terre du neutre [I.14] au niveau du poste source par l'intermédiaire d'une impédance. On cherche ainsi à avoir un courant de défaut monophasé limité (par exemple 300 A en France sous 20 kV) pour éviter des conséquences dommageables sur les ouvrages mais suffisant pour permettre une détection aisée. Le schéma est de type radial avec des lignes HTA triphasées et un neutre non distribué.

I.4.2.4.2 Avantages et inconvénients

Pour ce type de réseau, la conception des protections est simple [I.15] ; en effet il s'agit de relais ampèremétriques à temps indépendant. De plus, la structure du réseau est flexible puisque des changements dans la configuration du réseau ont peu d'importance dans le réglage des protections. Enfin, la sécurité des personnes et des biens est correctement assurée. Ce type de système est conforme à des critères de continuité de service comparables à ceux évoqués pour le système de type Nord Américain. Il garde en plus l'avantage de la simplicité de service et de la souplesse d'exploitation. Ces deux avantages seront certainement un atout non négligeable pour l'électrification rurale des Pays En Développement.

I.4.2.5 Les réseaux de distribution HTA allégés – le réseau HTA biphasé

I.4.2.5.1 Description du fonctionnement

A partir d'un réseau triphasé à neutre non distribué (artère principale du système Européen), il est possible de réaliser des dérivations dites biphasées (ou entre deux phases) s'approchant au plus près

des zones de consommation basse tension. Il s'agit d'une solution économique pour l'électrification rurale de zones éloignées d'un réseau de distribution existant.

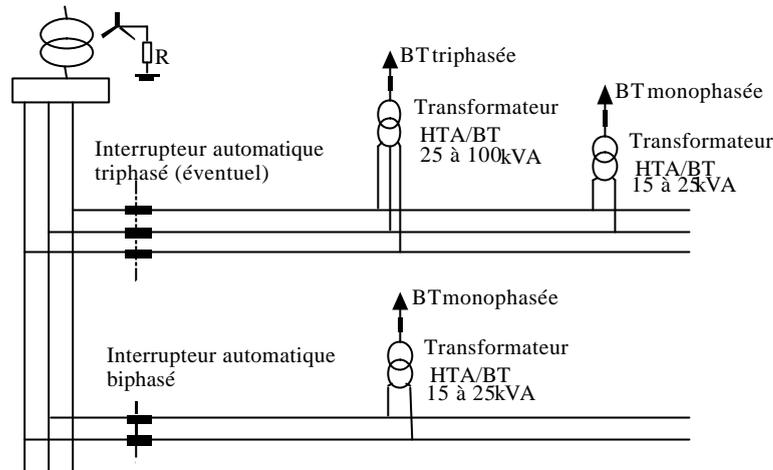


Figure I.8 : Représentation du réseau de distribution HTA biphasé, artère secondaire d'un réseau triphasé de type Européen [I.16]

Les réseaux biphasés s'intègrent dans ce système de distribution sans changer le principe du régime des protections existant. Ils n'entraînent par conséquent pas de modification dans le mode d'exploitation des réseaux (ceci dans certaines limites) ni de formation particulière pour les exploitants. La configuration du système n'est donc pas changée ; qu'il s'agisse du plan de protection, des mises à la terre ou de l'exploitation du système (même type de téléconduite si l'on choisit d'automatiser le système). L'installateur réseau devra toutefois veiller à répartir les charges sur les différentes phases pour ne pas déséquilibrer le réseau triphasé.

La réalisation de réseaux HTA biphasés impose la conception de réseaux BT monophasés (distribution d'un conducteur de phase et de neutre). Ceci implique la desserte de charges faibles ou modérées vers des clients relativement dispersés. Des transformateurs HTA/BT de faible puissance sont utilisés. Le réseau HTA est ainsi approché au plus près des consommateurs, ce qui permet de limiter la longueur du réseau BT [I.17]. Cette approche (similaire au modèle Nord-Américain) permet de substituer des longueurs de réseaux BT par du réseau HTA moins coûteux.

De plus, les réseaux biphasés nécessitent très peu d'appareils spécifiques.

1.4.2.5.2 Avantages et inconvénients

Cette technique permet à priori un gain économique sur les coûts d'investissement de 30 % [I.17] par rapport à un réseau avec dérivation triphasée. En effet, la réduction du nombre de conducteurs à deux permet des gains sur les supports, les armements, les isolateurs et les conducteurs. Des gains sont également réalisés en amenant le réseau HTA au plus proche du consommateur.

Ils sont également techniquement performants à condition de prendre en compte certaines limites et contraintes [I.18] et à condition d'équilibrer correctement la répartition des dérivations biphasées sur les trois phases de l'artère principale.

I.4.2.6 Les réseaux de distribution HTA allégés – le réseau HTA monophasé avec retour par la terre

I.4.2.6.1 Description du fonctionnement

Les systèmes monophasés avec retour par la terre (SWER : Single Wire Earth Return) sont principalement utilisés pour alimenter des zones à faible densité de charges. Cette technique représente une solution de réseau de distribution économique puisqu'elle n'utilise qu'un seul conducteur d'alimentation (le conducteur de retour ou neutre étant la terre). Ce système permet d'alimenter des charges éloignées d'un réseau de distribution préexistant de type européen.

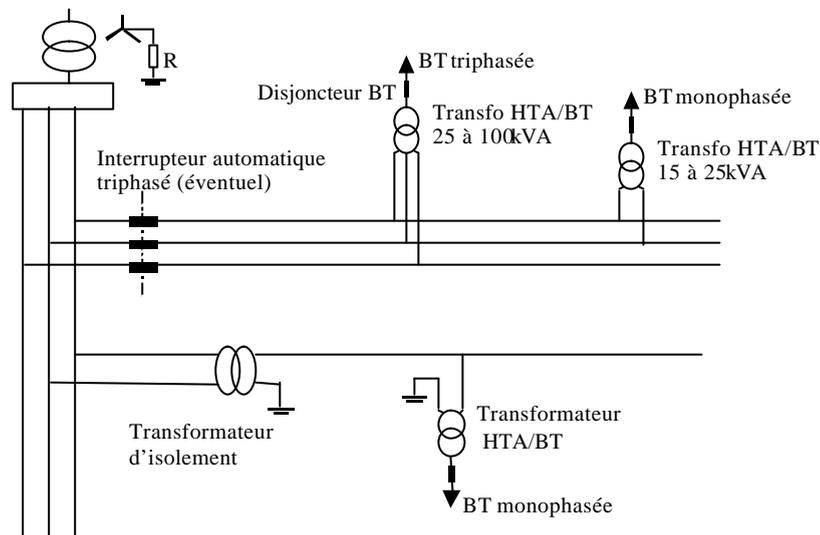


Figure I.9 : Représentation du réseau de distribution HTA monophasé avec retour par la terre, artère secondaire d'un réseau triphasé de type Européen [I.16]

Pour ce système, il existe actuellement dans le monde deux types de configurations [I.19] ; la configuration australienne et la configuration brésilienne.

I.4.2.6.2 La configuration « australienne »

La configuration australienne utilise un transformateur d'isolement entre le réseau triphasé et la partie SWER. Il est nécessaire pour éviter que les protections de défaut à la terre ne voient les courants de charge comme un courant permanent de défaut à la terre.

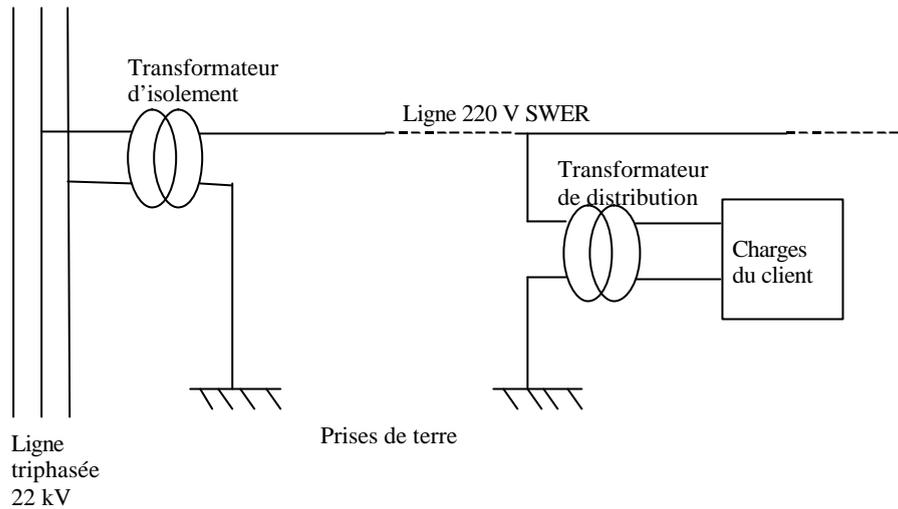


Figure I.10 : Configuration du système SWER australien [I.19]

Pour cette configuration, les relais de protection terre du réseau triphasé ne sont pas affectés ; par contre, le désavantage réside dans le coût du transformateur d'isolement.

I.4.2.6.3 La configuration « brésilienne »

Cette configuration consiste à relier directement le système conventionnel triphasé au système SWER. Les défauts à la terre sur les lignes conventionnelles sont toujours détectés en répartissant les charges SWER sur les trois phases.

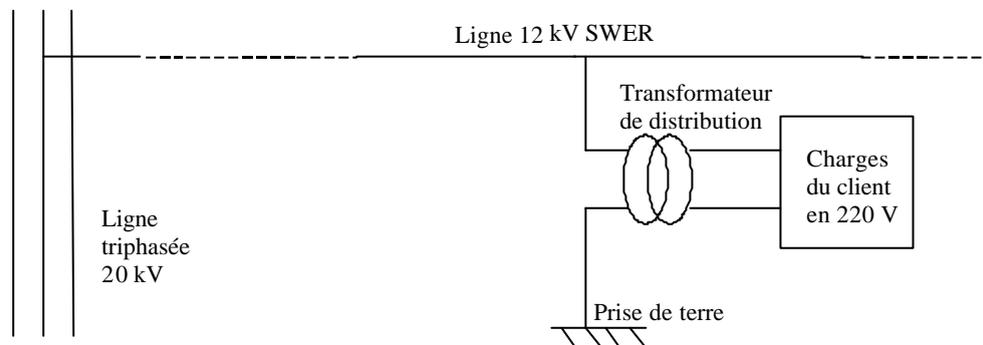


Figure I.11 : Configuration du système SWER brésilien [I.19]

L'avantage principal de ce système réside dans le coût relativement faible de connexion d'une ligne SWER à une ligne conventionnelle. Son désavantage est l'effet sur les protections de défauts à la terre puisque les courants de charge résiduels à la terre reviennent par le transformateur triphasé du poste source et peuvent ainsi déclencher la protection.

Le modèle brésilien nécessite l'existence d'une grande diversité de charges pour pouvoir « équilibrer » les différentes phases ; ce système semble être applicable dans une zone rurale ou périurbaine dense en population. Le courant résiduel devra alors être inférieur au courant de déclenchement de la protection du neutre du transformateur.

I.4.2.6.4 Avantages et inconvénients

Cette solution semble être très intéressante pour son coût [I.20]. Cependant des risques non négligeables existent si la résistance de la terre est variable au cours des saisons (ce qui est le cas en général) ; en effet, la valeur limite de tension de toucher ou de pas (25 Vac) couramment admise peut alors être dépassée. Cette solution semble convenir lorsque l'on doit franchir de très longues distances pour raccorder des charges ponctuelles importantes et très dispersées (cas de l'Australie par exemple).

Nous n'appliquerons donc pas ce type de réseau pour l'électrification rurale des PED en raison des risques non négligeables pour la sécurité des personnes lorsque la technologie est mal maîtrisée (non respect des règles de maintenance, mauvaise prise de terre, etc).

I.4.3 Electrification rurale décentralisée

I.4.3.1 Introduction

Il existe une solution complémentaire à l'électrification rurale centralisée présentée ci-dessus ; il s'agit de l'Electrification Rurale Décentralisée (ERD), solution adaptée à l'électrification de sites isolés (loin d'un réseau préexistant). Cette solution peut toutefois être complémentaire à des programmes d'extension du réseau interconnecté, dans le temps (pré-électrification pour les zones où la demande est encore trop faible) et dans l'espace (micro-électrification dans les zones isolées).

Ces solutions sont pour l'instant particulièrement mises en œuvre pour des sites insulaires et sont la plupart du temps basées sur un système de production utilisant les énergies renouvelables et les groupes électrogènes. Les charges desservies sont en général peu consommatrices d'énergie (Lampes Basses Consommation) ce qui permet de réaliser des économies substantielles sur le dimensionnement du système de production en limitant la puissance de pointe.

Le dimensionnement d'un tel système est réalisé de manière à minimiser le coût de production de l'électricité, de s'assurer que la charge est desservie selon un certain critère de sûreté, et de minimiser l'énergie dissipée dans le réseau. Certaines données de bases sont nécessaires à ce dimensionnement telles que la variation moyenne de charge sur une journée, et les ressources énergétiques de types renouvelables (éolien, solaire, hydraulique). Pour cela, des mesures sur le terrain sont nécessaires (radiation solaire moyenne, vitesse du vent, débit d'eau, etc). Différents outils de dimensionnement existent de par le monde tels que HOMER [I.21] (Hybrid Optimization Model

for Electric Renewables) développé par NREL (National Renewable Energy Laboratory) aux Etats-Unis.

I.4.3.2 Projet de normalisation pour l'Electrification Rurale Décentralisée (ERD)

Actuellement, un projet de normalisation pour l'ERD [I.22] est en cours de réalisation (Norme CEI/PAS62111). Les systèmes ERD ont été classés en trois grandes catégories :

- les systèmes d'électrification de processus (comme le pompage),
- les systèmes d'électrification individuels (SEI) mono-utilisateurs,
- les systèmes d'électrification collectifs (SEC) multi-utilisateurs.

Ainsi, en fonction du type de production et du type d'électrification, huit types de systèmes pour l'Electrification Rurale Décentralisée ont été définis comme le montre le tableau I.4.

Catégorie de systèmes	Type	Commentaires	
Alimentation de processus au fil des EnR	T1	Alimentation en direct des procédés (uniquement lors de la présence de soleil ou de vent), Fourniture d'une quantité d'énergie sur une certaine période, Exemple d'application : pompage d'eau.	
Systèmes d'électrification individuelle (SEI)	T2	L'utilisateur ne veut pas être dépendant des conditions climatiques → présence de Stockage.	L'utilisateur gère lui même son énergie mais risque de se pénaliser en cas de mauvaise gestion. Alimentation AC ou DC ou les deux
	T3	Le GE représente une source d'appoint qui permet à l'utilisateur de ne pas être dépendant de conditions défavorables pendant de longues périodes. Présence d'un gestionnaire d'énergie.	
Systèmes d'électrification collectif (SEC)	T4	Micro centrale Energie Renouvelable (EnR) + Stockage (St),	Alimentation par un micro réseau (structure radiale), Habitat rural concentré, Garantie de disponibilité d'une quantité d'énergie quotidienne, Alimentation en AC (230 V), Possibilité de gestion de l'énergie (en prévision du lendemain),
	T5	Micro centrale hybride (EnR + Groupe Electrogène) + Stockage Le GE permet de secourir des charges sensibles.	
	T6	Couplage synchrone entre EnR et GE, Batterie tampon (fixe la tension en entrée de l'onduleur + alimentation du système pendant la mise en route du GE).	
	T7	Micro centrale GE + Stockage Le GE fonctionne dans des plages horaires prédéfinies	
	T8	Micro centrale GE Le GE fonctionne dans des plages horaires prédéfinies	

Tableau I.4 : Typologie des systèmes d'ERD [I.22]

La figure I.13 montre l'exemple d'un système ERD de type T5 ; il s'agit d'une micro-centrale hybride comportant un groupe électrogène, des panneaux photovoltaïques et de l'énergie éolienne, et un stockage d'énergie.

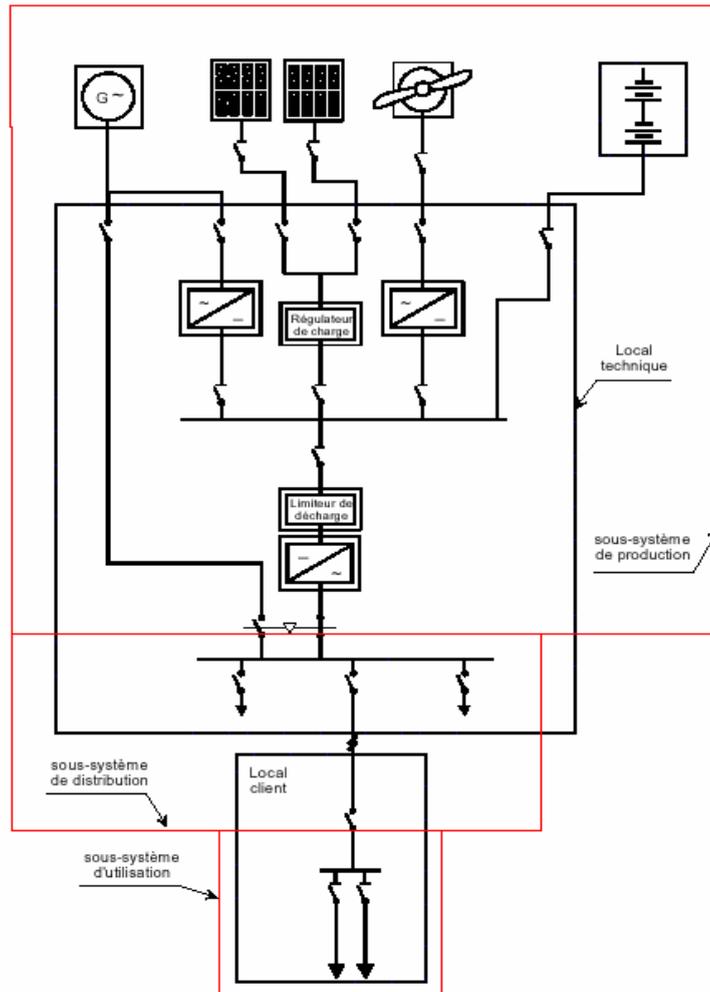


Figure I.13 : Architecture fonctionnelle d'un système de type T5 [L.22]

I.4.3.3 Exemples de centre de production

I.4.3.3.1 Système hybride Diesel-Photovoltaïque pour l'alimentation de l'île de Miyako

Un système hybride de production d'électricité photovoltaïque-diesel a été développé par Mitsubischi pour alimenter en énergie électrique l'île grecque de Miyako (figure I.14). La source principale d'énergie est un parc photovoltaïque (PV) d'une puissance de 750 kW secouru par un groupe diesel d'une puissance de 300 kW. La puissance moyenne de charge est de 95 kW. Le taux d'utilisation du PV est élevé et le système fournit de l'énergie avec un haut degré de sûreté.

L'utilisation du groupe diesel permet ici de limiter le dimensionnement du système de stockage et donc son coût. Durant la journée, l'énergie produite par le parc PV alimente les charges et permet de recharger les batteries. Le groupe diesel se met en route automatiquement lorsque la puissance fournie par le parc solaire et les batteries est insuffisante pour alimenter les charges. Le générateur est ainsi utilisé au maximum de ces possibilités et la consommation de fuel est minimale.

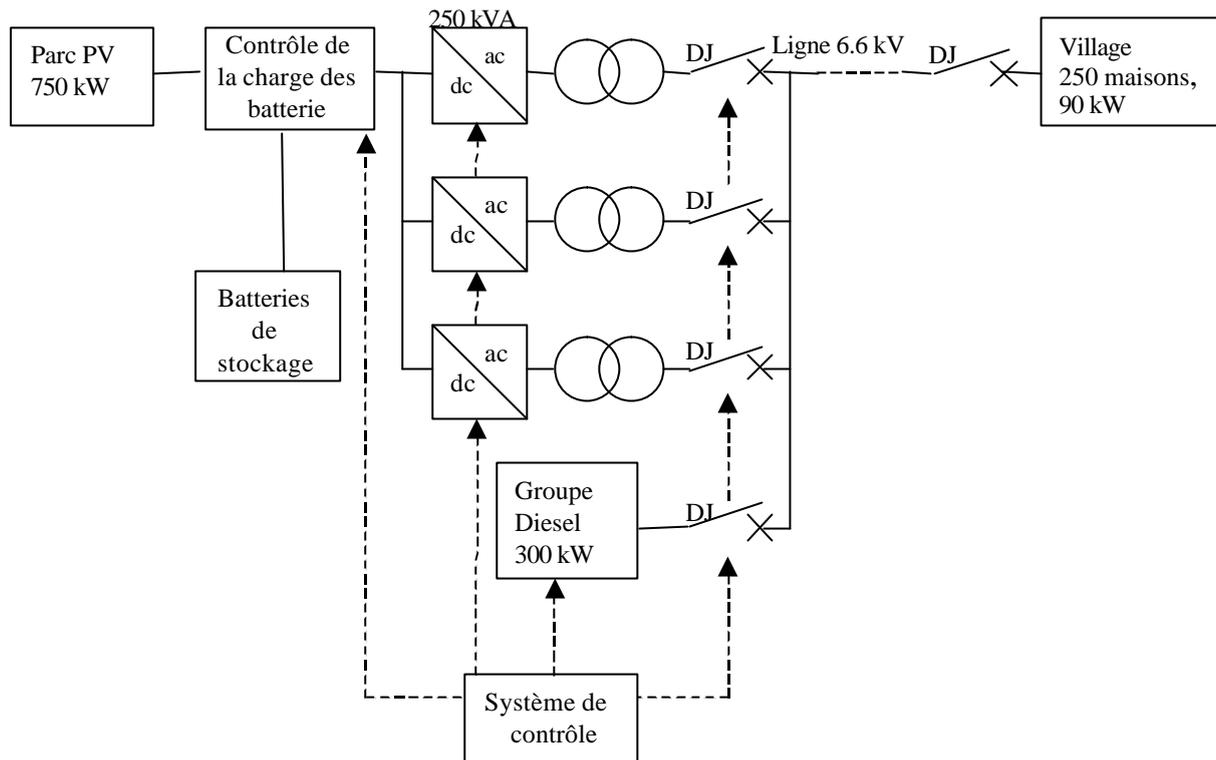


Figure I.14 : schéma de principe du micro-réseau de l'île de Miyako [I.23]

I.4.3.3.2 Système hybride Diesel-Photovoltaïque-Eolien-Hydraulique pour l'alimentation d'un petit village en zone montagneuse (San Antonio Agua Benedita au Mexique)

Le village de San Antonio est constitué d'une centaine de maisons et est situé en zone montagneuse.

Il se trouve à environ 6 km d'une ligne de distribution de 23 kV. Pour électrifier ce village il a pourtant été choisi de réaliser une micro centrale de production (figure I.15) constituée d'un parc PV, de deux éoliennes, d'une micro-centrale hydraulique et d'un groupe diesel.

Ce site est en effet privilégié d'un point de vue des énergies renouvelables. L'intensité lumineuse varie en moyenne de 6,4 kWh/m²/jour à 4,54 kWh/m²/jour tout en gardant un profil solaire très stable, d'où l'installation d'un parc photovoltaïque d'une puissance de 12 kW. De plus ce village est bien exposé au vent d'où la présence de deux éoliennes de 10 kW. La présence d'un petit torrent a permis l'installation d'un micro-générateur hydraulique de 32 kW.

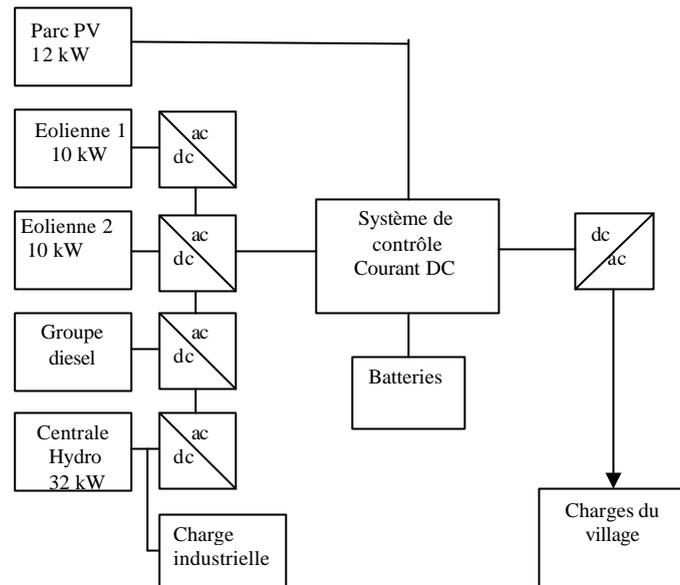


Figure I.15 : Schéma de principe du micro-réseau de San Antonio [I.24]

I.4.3.3.3 Système individuel photovoltaïque au Mexique

Des systèmes fonctionnant uniquement avec du photovoltaïque ont également été installés au Mexique (installation de 80 000 systèmes). Ils sont constitués de modules photovoltaïques de 70 W fournissant 4.2 A et d'un système de stockage par batteries d'une capacité de 200 Ah - 12 V dc. Un contrôleur régule les flux de puissance des panneaux PV vers les batteries pour éviter les surcharges. Par maison, on peut ainsi alimenter des charges dc (lampes néons) d'une puissance totale d'environ 15 W sous une tension de 12 V.

I.4.4 Planification des réseaux de distribution

I.4.4.1 Introduction

La planification des réseaux de distribution est une méthode permettant d'analyser de manière technico-économique le développement des réseaux décrits précédemment. Ceux-ci sont en général réalisés afin de satisfaire l'accroissement de la consommation tout en conservant une bonne qualité de service et des dépenses minimales [I.25]. Pour les PED, les études de planification sont réalisées afin d'établir la meilleure stratégie d'électrification.

La planification répond à différentes questions telles que la recherche du schéma cible d'électrification, le choix des matériels à utiliser, et la répartition dans l'espace (problème de structure) et dans le temps (problème de stratégie) de ces matériels.

Nous allons étudier les principes de la planification dans le cas des pays occidentaux puis nous analyserons l'intérêt de cette méthode pour le cas des Pays En Développement.

I.4.4.2 La planification dans le cas des Pays Occidentaux

Dans le cas des Pays Occidentaux, le critère de choix entre différentes structures est le coût global actualisé du système sur la durée de vie (Life Cycle Cost : LCC). Pour calculer ce coût total actualisé, on prend en compte les coûts d'investissement correspondant à la construction et au renouvellement des ouvrages, ainsi que les coûts annuels d'exploitation et de maintenance, de fonctionnement et le coût des imperfections de service. Pour ce dernier, il s'agit du coût de la défaillance et du coût de l'Energie Non Distribuée (END) ; le coût du kWh non distribué permet de valoriser cette gêne.

Le réseau est représenté sur une zone géographique prédéfinie et les ouvrages sont définis par la tension d'exploitation, la section et la nature des conducteurs pour les canalisations, la puissance nominale et les pertes pour les transformateurs, l'intensité nominale et le pouvoir de coupure des appareils de protection.

Le développement du réseau est prévu pour une durée déterminée ; ainsi les valeurs couramment admises pour la durée de l'étude sont de 20 à 30 ans pour le positionnement des postes sources HTB/HTA ; le développement du réseau HTA est prévu sur une durée de 10 à 20 ans et celui du réseau BT sur une durée de 1 à 10 ans.

Pour réaliser ces études, les opérateurs de réseaux ont développé des logiciels de planification ; PRAO (Planification de Réseaux Assistés par Ordinateur) [I.26], développé par EDF, en est un exemple.

I.4.4.3 La planification dans le cas des Pays En Développement

Dans le cas des PED, les réponses attendues des méthodes de planification ne vont pas être les mêmes que dans le cas des Pays Occidentaux. En effet, la situation sur le terrain n'est pas la même puisque le planificateur sera face à une zone vaste à électrifier et devra alors trouver un schéma directeur d'électrification sans aucune ossature de réseau préexistante.

Les planificateurs devront s'appuyer sur des données de consommation journalière qui seront estimées en fonction des services d'électrification proposés. Cette consommation semble être facilement estimable en début d'étude ; mais l'électrification étant un facteur important de développement économique et donc une source de croissance démographique, la consommation sera alors très difficilement estimable à l'horizon 5, 10 voir 20 ans. Les données sont ici fondamentalement différentes de ce qui peut exister dans nos pays.

I.4.4.4 Les outils de planification pour les PED

Pour réaliser ces études, EDF a développé un outil de planification, dénommé LAPER (Logiciel d'Aide à la Planification pour l'Electrification Rurale) [I.27], conçu pour l'électrification de vastes régions rurales grâce à l'utilisation d'un Système d'Information Géographique (SIG). Une étude sous LAPER suit les étapes suivantes ; la collecte des données sur le terrain, la saisie de l'état initial, la recherche du schéma cible optimal, la détermination de l'ordre d'électrification et la visualisation des résultats. Pour la saisie de l'état initial, le planificateur doit déterminer le réseau adapté de la zone à électrifier ; ainsi, depuis un point source, il construit l'ossature principale du réseau triphasé et les dérivations. Une validation du réseau est ensuite effectuée puis LAPER recherche la cible optimale par substitution des modes d'électrification alternatifs au réseau HTA.

En complément de cet outil, ELVIRA [I.28] (ELectrification of Villages in Rural Areas) a été développé afin de réaliser une étude technico-économique pour les projets d'électrification de villages. Cet outil, adapté pour l'électrification d'un nombre restreint de villages, utilise également une interface graphique SIG. Il permet une aide à la caractérisation de villages dans le cadre de l'élaboration d'un schéma directeur d'électrification d'une région, l'évaluation du coût global actualisé de plusieurs scénarios d'électrification d'un village et la réalisation d'une étude détaillée pour un village donné (rédaction du dossier d'appels d'offres).

De plus, dans le cadre du projet européen JOULE2, un autre logiciel (SOLARGIS [I.29]) a été développé afin d'identifier et de cartographier les sites favorables à l'implantation de panneaux photovoltaïques ou d'éoliennes. Cette méthodologie se structure autour de deux pôles ; le SIG qui est destiné à collecter les différentes données (gisement solaire, nature et disponibilité du terrain, estimation de la demande locale, éloignement du réseau existant, etc) et un ensemble d'outils d'analyse technico-économiques en interaction avec cette base de données.

I.4.4.5 Le coût global actualisé du système sur la durée de vie

Le coût global actualisé d'un système sur sa durée de vie (ou LCC : Life Cycle Cost) permet de quantifier le coût d'un système (investissement, fonctionnement, renouvellement) en tenant compte de la valeur de l'argent au cours du temps. En effet, la valeur de l'argent n'est pas constante puisque celle-ci dépend pour un pays :

- du taux d'intérêt d , rapport de proportionnalité entre la quantité d'argent gagnée à l'année $n+1$ pour un capital investi à l'année n),

- du taux d'inflation i , rapport de proportionnalité qui mesure la dévaluation de la monnaie de l'année n à l'année $n+1$.

Ainsi, pour représenter l'évolution du coût de l'argent, on définit le taux d'actualisation, $actu = \frac{1+d}{1+i} - 1$, grandeur économique qui permet un arbitrage entre le présent et l'avenir. Cette grandeur permettra de réaliser un choix entre un investissement élevé et de faibles coûts d'exploitation (utilisation d'éoliennes par exemple) et un investissement faible avec des coûts d'exploitation plus élevés (utilisation de groupes électrogènes). Dans notre étude, nous avons choisi un taux d'actualisation constant égal à 10 %.

On définit ainsi la valeur actualisée nette d'un produit qui coûte C_0 à l'année 0 ; il s'agit de la quantité d'argent que l'on doit investir aujourd'hui à un taux d'actualisation $actu$ pour pouvoir acheter le même produit n années plus tard :

$$VA(n) = \frac{C_0}{(1+actu)^n}$$

Le CGA va alors être défini comme la somme des investissements (année 0) et des dépenses actualisées (fonctionnement, maintenance, renouvellement, etc) pendant la durée de l'étude (durée d'amortissement comptable) choisi :

$$CGA = Investissements + \sum_{n=1}^{D_{\text{étude}}} \frac{Dépenses(n)}{(1+actu)^n}$$

Dans le cadre de notre étude, nous avons choisi une durée d'amortissement comptable de 20 ans, durée actuellement utilisé dans le cadre des projets d'électrification rurale.

I.4.5 Conclusion

Dans cette partie, nous avons défini les différentes architectures de réseaux de distribution possibles pour l'électrification rurale des PED ; il s'agit de l'électrification rurale centralisée et de l'ERD. Nous avons également explicité les principes de la planification des réseaux de distribution ainsi que le critère de choix couramment utilisé. Maintenant, nous allons mettre au point les bases d'un cahier des charges adapté à l'électrification rurale des PED.

I.5 Vers la définition d'un cahier des charges pour l'électrification rurale

I.5.1 Introduction

Afin de déterminer les architectures de réseaux de distribution adaptées à l'électrification rurale des Pays En Développement, une analyse fonctionnelle simplifiée [I.30] a été réalisée. Les besoins attendus par les utilisateurs en zone rurale vont tout d'abord être déterminés et quantifiés [T.1]. Une cartographie des objets et des acteurs (figure I.16) intervenant dans l'électrification rurale d'une zone a tout d'abord été réalisée.

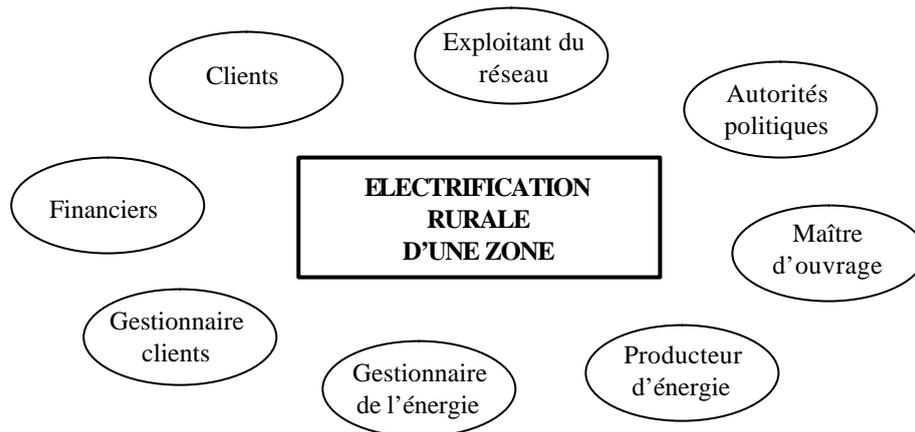


Figure I.16 : Cartographie des objets et des acteurs intervenant dans l'électrification rurale d'une zone

En analysant et en synthétisant les fonctions attendues par ces utilisateurs, nous allons définir un cahier des charges général pour l'électrification rurale des Pays En Développement.

I.5.2 Les besoins attendus par les utilisateurs

Dans le cadre de l'électrification d'une zone rurale, nous pouvons discerner différents utilisateurs ou clients du réseau de distribution. Il s'agit tout d'abord des clients « domestiques » ou « particuliers », des clients « collectifs », des clients « tertiaires » et des clients qui relèvent du secteur de la micro industrie.

Les premiers besoins attendus par les clients « domestiques » semblent être l'éclairage et les moyens de distraction tels que la télévision ou la radio. Par contre on a constaté que le besoin de froid (utilisation de réfrigérateurs) n'était pas prioritaire et était réservé aux populations les plus aisées. Ensuite arrivent les besoins liés au petit électroménager, à la cuisson, et au chauffage.

Les clients de type « services collectifs » correspondent aux services apportés à la communauté du village tels que l'éclairage public, l'éclairage de l'école, un service de pompage et d'assainissement de l'eau, et éventuellement un centre de santé (utilisation d'un réfrigérateur pour la conservation des médicaments).

Les clients dits « tertiaires » correspondent aux magasins du village ; le service apporté par l'électricité pourrait être l'éclairage, la conservation et la cuisson des aliments tout en développant une activité marchande rentable.

Les clients « micro-industriels » correspondent en général à de la micro-industrie liée à l'activité agricole du village. Les besoins seront certainement des applications de type moteur (broyage, décorticage, pompage de l'eau, etc).

Ces différents besoins sont synthétisés dans le tableau I.5.

Clients domestiques	Clients collectifs	Clients tertiaires	Clients micro-industriels
S'éclairer Se distraire (TV, Radio) Conservier les aliments Petit électroménager Cuire les aliments Se chauffer Communiquer	Eclairer le village Pomper l'eau Assainir l'eau Eclairer l'école Conservier les médicaments Faire du froid Climatiser	Eclairer les magasins Conservier les aliments Cuire les aliments Informier les gens	Pomper l'eau Broyer Décortiquer Souder

Tableau I.5 : Besoins attendus par les utilisateurs de réseaux de distribution

La définition de ces besoins permettra, par estimation des instants de consommation, de déterminer une courbe de charge adaptée au village à électrifier.

I.5.3 Objets et acteurs intervenant dans l'électrification d'une zone

Les acteurs intervenant dans l'électrification d'une zone ont été cartographiés en figure I.16. Pour chacun de ces acteurs, nous avons défini les différentes fonctionnalités qui peuvent être attendues du réseau de distribution. Le tableau I.6 regroupe les principales fonctions attendues par chacun de ces acteurs.

Acteurs intervenant dans l'électrification	Fonctions attendues par cet acteur
Clients	- Recevoir un service électrique à un certain coût en fonction de besoins prédéfinis - Développer une activité économique rentable (clients tertiaires et industriels)
Autorités politiques	- Electrifier le plus vite possible le plus de monde possible afin de satisfaire la population - Pouvoir bénéficier d'aides internationales pour le projet d'électrification - Permettre un développement durable du pays - Minimiser le coût d'acquisition du système - Tenir compte des influences historiques (réseau HTA de type Nord Américain ou Européen)
Maître d'ouvrage	- Planifier le réseau en fonction d'architectures standardisées - Utiliser du matériel standardisé en gamme normalisée
Exploitant du réseau	- Gérer un réseau « facilement » exploitable - Assurer la sécurité des personnes et des biens - Faciliter le raccordement de nouveaux clients - Etre informé de l'état du réseau - Assurer la maintenance du réseau - Réduire le nombre de pièces nécessaires
Producteur d'énergie	- Produire de l'énergie électrique à moindre coût - Etre alimenté facilement en énergie primaire

Gestionnaire de l'énergie	<ul style="list-style-type: none"> - Gérer l'équilibre entre l'offre et la demande - Gérer la qualité de l'énergie électrique - Veiller au respect des normes - Privilégier éventuellement les sources d'énergie renouvelables - Acheter l'énergie électrique à bas coût
Gestionnaire clients	<ul style="list-style-type: none"> - Adapter le type de paiement au type de clients - Vérifier la bonne utilisation de l'énergie en fonction de ce qui a été prévu - Former les clients à la sécurité de leur installation - Vérifier le bon respect des règles de paiement définies
Financiers	<ul style="list-style-type: none"> - Financer des projets rentables en ayant un bon rendement des capitaux (banque commerciale) - Intervenir dans le développement durable (banque mondiale)

Tableau I.6 : Fonctions attendues par chacun des acteurs intervenant dans l'électrification rurale des Pays En Développement

Ainsi, on constate que le réseau de distribution va devoir répondre à des critères clés qui sont la satisfaction des besoins attendus par le client par une électrification la moins chère possible tout en réalisant une gamme standardisée de systèmes d'électrification et de matériels.

I.5.4 « Cahier des charges » initial pour l'électrification des PED

Le système d'électrification proposé devra répondre aux besoins attendus par les clients. Pour cela une analyse sociologique devra être réalisée sur le terrain afin de déterminer une courbe de charge journalière de la zone à électrifier. Cette courbe de charge traduira donc l'énergie journalière demandée par les clients. Le coût de l'énergie fournie par le producteur devra également être en adéquation avec ce que le client peut payer. Pour cela une analyse devra également être menée localement afin de déterminer les revenus des clients visés ainsi que les dépenses actuelles en consommables de remplacement (lampe à pétrole, bougie, etc). Cette étude permettra ainsi de quantifier le coût que le client pourra payer pour un service électrique prédéfini.

Après avoir évalué le service attendu par le client (courbe de charges, possibilité de paiement, etc) ; le planificateur de réseau devra déterminer l'architecture la mieux adaptée aux besoins envisagés et aux contraintes locales rencontrées. Pour cela, il devra se baser sur une gamme standardisée d'architectures et de matériels.

De plus, chaque architecture devra être en concordance avec des considérations techniques cohérentes avec ce qui existe dans les Pays Occidentaux. En effet, cette concordance permettra d'éviter le développement de nouveaux matériels ou de matériels spécifiques conduisant à des coûts élevés de R&D et de production. Ainsi nous considérons qu'une électrification devra respecter les critères suivants :

- la fréquence d'alimentation (50-60 Hz),

- la tension du réseau HTA (20-22 kV à priori étant donné la standardisation actuelle de cette tension au niveau international),
- la tension du réseau BT (230 V à priori),
- la sécurité des personnes et des biens (plan de protection en HTA et BT),
- la fiabilité minimum du réseau ; celle ci dépendra du besoin client estimé par le planificateur,
- la facilité d'exploitation de l'architecture envisagée.

I.5.5 Positionnement par rapport à ce cahier des charges et aux outils existant

Comme nous l'avons expliqué au chapitre Introduction de ce mémoire, l'objectif principal du projet est de trouver des moyens de réduire le coût de distribution de l'énergie électrique. Le paragraphe I.4.4.4 a montré qu'il existait déjà des outils de planification ; outils nécessitant la plupart du temps une étude détaillée et des moyens conséquents (utilisation d'un Système d'Information Géographique, étude du potentiel en énergies renouvelables, etc) pour quantifier le coût d'électrification d'une zone rurale ou d'un village.

La détermination du coût global actualisé va dépendre de très nombreux paramètres :

- géographiques : localisation du village, facilité d'accès, taille du village,
- énergétiques : coût de l'énergie électrique ou fossile, potentiel en énergie renouvelable,
- économiques : ressources financières disponibles au sein de chaque foyer,
- etc.

Pour réaliser une étude paramétrique, les logiciels présentés ci-dessus ne sont pas à priori adaptés puisque le planificateur doit pour chaque point de fonctionnement définir un scénario d'électrification. Les travaux de thèse se sont donc orientés vers une méthodologie de pré-planification (aide au planificateur) permettant à partir de données locales limitées d'orienter le planificateur vers des stratégies d'électrification. Les caractéristiques principales de cette méthodologie seront ainsi :

- un choix et une estimation rapide des différentes stratégies (pas d'utilisation de SIG),
- une simplification du travail du planificateur,
- la réalisation d'études de sensibilité par rapport aux paramètres.

C'est pourquoi, au chapitre II, nous définissons une méthodologie permettant de dimensionner différentes architectures d'électrification rurale nécessitant très peu de données locales et n'utilisant pas de système d'information géographique.

1.6 Synthèse du chapitre

Dans ce chapitre, nous avons détaillé le contexte général de l'électrification rurale dans les Pays En Développement. Il s'agissait tout d'abord de montrer l'intérêt de l'électrification pour un développement dit «durable» des PED puisque, comme nous avons pu le voir, la pauvreté des populations est liée en partie au manque d'énergie. Ensuite, nous avons analysé les ressources énergétiques primaires disponibles dans ces pays ; il s'agit tout particulièrement du fuel et des énergies renouvelables (vent, soleil, eau, etc) qui sont particulièrement présentes dans les PED.

Nous avons ensuite analysé les différentes architectures de réseaux possibles ; il s'agit tout d'abord du réseau classique centralisé (réseau HTA) qui présente différentes variantes «allégées» comme le réseau biphasé ou le réseau monophasé avec retour par la terre. Une autre solution consiste à électrifier un village par un réseau décentralisé (ERD : Electrification Rurale Décentralisée) ; ce type de réseau est actuellement particulièrement rencontré dans les régions insulaires.

Ainsi, afin de déterminer le type d'électrification la mieux adaptée, le planificateur de réseau devra réaliser un calcul technico-économique lui permettant de choisir l'architecture présentant un coût global actualisé (ou LCC : Life Cycle Cost) le plus faible possible.

Dans le chapitre II, nous allons présenter une méthodologie permettant de comparer le coût des différents réseaux pouvant être conçus pour l'électrification rurale des Pays En Développement.

Chapitre II

Dimensionnement technico-économique de l'infrastructure d'électrification

Outil de calcul « Ecoelectrify »

Chapitre II

Dimensionnement technico-économique de l'infrastructure d'électrification

Outil de calcul « Ecoelectrify »

II.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons une méthodologie permettant de réaliser une étude de pré-planification ; c'est-à-dire un dimensionnement technico-économique de l'infrastructure d'électrification la mieux adaptée pour un village dans un Pays En Développement (PED). Pour dimensionner ces différents réseaux, il est tout d'abord nécessaire de déterminer la puissance maximale demandée par le village. Pour cela, nous avons développé une méthodologie permettant d'évaluer la courbe de charge adaptée au village considéré (partie II.3).

Pour dimensionner le réseau, il est également indispensable de caractériser le matériel le plus adapté aux contraintes du village. Une gamme des matériels à utiliser sera donc nécessaire (partie II.4) tout comme des structures types d'électrification. Ces structures correspondent à celles présentées en partie I.4 ; c'est-à-dire l'électrification centralisée par un réseau HTA triphasé ou biphasé (l'électrification SWER n'a pas été retenue en raison des risques potentiels non négligeables pour la sécurité des personnes) et l'électrification rurale décentralisée (réseau BT triphasé ou monophasé). La définition de ces structures va permettre, à partir de la connaissance de la puissance maximale appelée par le village, de dimensionner le réseau (la longueur et le choix du type de ligne, le nombre de transformateurs, la GED) en fonction de la taille du village. Ce dimensionnement est présenté en partie II.6.

Connaissant la configuration et les caractéristiques du réseau, nous pouvons en déduire le coût de celui-ci ainsi que le coût de fonctionnement et le coût de renouvellement. Nous avons ainsi établi une base de données de différents matériels adaptés à l'électrification rurale. Des résultats de dimensionnement sont présentés pour un village théorique en partie II.8.

II.2 Nomenclature pour le chapitre II

Les abréviations retenues dans ce chapitre sont présentées ci-dessous.

$Actu$	-	Taux d'actualisation
$C_{BT}^{Inv}, C_{HTA}^{Inv}$	k€km	Coût d'investissement linéique du réseau BT et HTA
$C_{BT}^{Maint}, C_{HTA}^{Maint}$	k€km	Coût de maintenance linéique du réseau BT et HTA
$C_{Tr}^{Inv}, C_{Tr}^{Maint}$	€	Coût d'investissement et de maintenance d'un transformateur
$C_{GE}^{Inv}, C_{GE}^{ren}$	€	Coût d'investissement et de renouvellement d'un GE
$C_{EOLIEEN}^{Inv}$	€kW	Coût d'investissement d'une éolienne
$C_{GE}^{Maint}, C_{EOLIEEN}^{Maint}$	€kWh	Coût de maintenance d'un GE et d'une éolienne
$C_{Electricité}$	€kWh	Coût du kWh électrique au niveau d'un poste HTB/HTA
C_{Fuel}	€l	Coût du litre de fuel
C_{multi}	-	Coefficient multiplicateur de la courbe de charge
$D_{BT}^{Vie}, D_{HTA}^{Vie}, D_{Tr}^{Vie}$	an	Durée de vie d'une ligne BT, HTA, ou d'un transformateur
D_{Bilan}	an	Durée du bilan actualisé
H_{GE}^{fonc}	h	Nombre d'heures de fonctionnement d'un GE
I_{BT}^0	A	Courant admissible d'une ligne BT
i_{Tr}^0	%	Courant à vide d'un transformateur
I_{Foyer}^{max}	A	Courant maximal par foyer
l	m	Largeur de la zone à électrifier
L	m	Longueur de la zone à électrifier
L_{HTA}	m	Longueur de connexion à un réseau HTA préexistant
N_{Foyers}	-	Nombre de foyers répartis uniformément dans le village
N_{Tr}	-	Nombre de transformateurs nécessaire sans utiliser de GED
N_{der1}	-	Nombre de dérivation principales
S_{Zone}^{max}	VA	Puissance apparente maximale de la zone
P_{Tr}^{fer}	W	Pertes fer d'un transformateur
R_{BT}, R_{HTA}	Ω /km	Résistance linéique du réseau BT et HTA
R_{Tr}^{sec}	Ω	Résistance vue du secondaire d'un transformateur
S1, ..., S7	-	Définition de différents services
Str1_(N_{Tr} - ...)	-	Sous stratégies d'électrification pour la stratégie 1
Str2_(N_{Tr} - ...)	-	Sous stratégies d'électrification pour la stratégie 2
Str3_1centre...%	-	Sous stratégies d'électrification pour la stratégie 3
Village 1, ..., Village 6	-	Définition de différents villages théoriques
X_{BT}, X_{HTA}	Ω /km	Inductance linéique du réseau BT et du réseau HTA
X_{Tr}^{sec}	Ω	Réactance vue du secondaire d'un transformateur
h_{GE}	-	Rendement d'un GE

II.3 Détermination de la courbe de charge du village

II.3.1 Introduction

Comme nous venons de le voir en introduction, la puissance maximale appelée et l'énergie journalière consommée par le village doivent être déterminées afin de réaliser le dimensionnement de l'infrastructure d'électrification. Nous avons donc estimé la courbe de charge horaire moyenne du village à électrifier (celle-ci est particulièrement difficile à caractériser compte tenu du manque de données historiques et du nombre de paramètres techniques et socio-économiques influant).

Le planificateur devra donc tout d'abord réaliser une étude socio-économique afin d'évaluer la richesse et les besoins énergétiques des villageois. A partir de ces données récoltées sur le terrain, on devra évaluer la courbe de charge du village à électrifier. Ainsi, en concertation avec des experts de l'électrification rurale, nous avons choisi de définir différents services électriques standardisés qui seront proposés aux villageois (§ II.3.3). Les caractéristiques des appareils de consommation utilisés dans le cadre de ces services sont définies en § II.3.2. La connaissance des revenus et des besoins du village permet également d'estimer la répartition des différents services proposés ; pour cela, nous avons défini différents villages théoriques (§ II.3.4). Le recoupement de ces différentes données permet enfin de déterminer la courbe de charge adaptée au village (§ II.3.5).

II.3.2 Les appareils de consommation utilisés

Afin de limiter le nombre d'appareils utilisés, nous avons défini une gamme standardisée de matériels de consommation ; ceux-ci sont classés soit en appareils basse consommation, soit en appareils à consommation normale. Nous considérons également que les coûts d'investissement en lampe sont à la charge de l'opérateur réseau ; en effet, si le réseau est dimensionné avec des appareils basse consommation, il ne faudra pas que l'utilisateur puisse les remplacer par des appareils à consommation normale.

	Appareils Basse Consommation		Appareils à Consommation Normale	
	Puissance (en W)	Coût (en €)	Puissance (en W)	Coût (en €)
Lampe	10	5	40	1
Radio	20	15	20	15
TV	70	150	70	150
Réfrigérateur 30 l	40	150	100	100
Réfrigérateur 150 l	80	250	250	200
Electroménager	100	50	100	50

Tableau II.1 : Caractéristiques des différents appareils de consommation utilisés

Les coûts ont été évalués de manière arbitraire mais réaliste en fonction des coûts existant dans les pays occidentaux (données EDF), et en fonction de coûts utilisés par des experts ayant réalisés des études de planification [II.1] dans certains pays en développement (Vietnam par exemple). Ces coûts seront cependant très certainement dépendant de la localisation de l'installation électrique et de la quantité de conducteurs achetée (effet de masse).

II.3.3 Définition de différents types de services proposés

Pour caractériser les consommations par foyer, différents services «domestiques» ont été définis [II.1] comme le montre le tableau II.2. Pour chaque cas d'application, ceux-ci sont adaptés aux besoins et aux revenus des utilisateurs qui seront évalués pour l'étude socio-économique réalisée en amont de l'étude de préélectrification.

Types de services Nombre d'appareils par clients	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Lampe	1	2	3	3	3	5	5
Poste de Radio			1				
TV				1	1	1	1
Réfrigérateur 30 l					1		
Réfrigérateur 150 l						1	1
Autres appareils électroménagers							1

Tableau II.2 : Caractéristiques des différents services proposés aux utilisateurs domestiques

Différents services collectifs, tertiaires et micro industriels ont également été définis suite à l'analyse fonctionnelle présentée au chapitre I ; il s'agit :

- de l'éclairage public,
- d'une station de pompage de l'eau pour le village,
- d'un réfrigérateur pour la conservation des médicaments,
- de l'éclairage des magasins,
- de la conservation des denrées alimentaires,
- de l'utilisation de petits moteurs pour le broyage et le décorticage par exemple.

Ces services conduisant à priori à un développement économique du village, nous avons estimé que ces activités se traduiront par une augmentation de 20 % de la consommation électrique du village entre 8 h et 20 h.

II.3.4 Typologie des villages envisagés

Différents types de villages théoriques ont également été définis (de très « pauvre » à « riche ») en définissant une répartition pondérée des services proposés par village comme le montre le tableau II.3.

	Village 1	Village 2	Village 3	Village 4	Village 5	Village 6
S1	60 %	10 %	10 %	5 %	5 %	0 %
S2	20 %	10 %	10 %	5 %	5 %	1 %
S3	10 %	20 %	30 %	10 %	5 %	2 %
S4	9,9 %	50 %	30 %	30 %	15 %	2 %
S5	0,1 %	9 %	10 %	45 %	40 %	80 %
S6	0 %	1 %	5 %	2,5 %	10 %	10 %
S7	0 %	0 %	5 %	2,5 %	20 %	10 %

Tableau II.3 : Définition de différents villages en fonction de la répartition des services proposés

Il s'agit d'une répartition arbitraire, le planificateur pourra également définir sa répartition de services suite à l'étude socio-économique qui aura été réalisée sur le terrain.

II.3.5 Détermination de la courbe de charge du village

Afin de déterminer une courbe de charge adaptée au village à électrifier, nous avons développé une méthodologie permettant d'estimer les besoins en énergie électrique d'un village. Celle-ci repose dans la définition de différents services (tableau II.1), de différents villages théoriques (tableau II.2) et, comme défini au tableau II.4, d'un coefficient de foisonnement correspondant au pourcentage de clients consommant de l'énergie électrique pendant chaque créneau horaire. Par exemple, pour un client recevant un service électrique de type S1 (une lampe), nous avons défini une plage horaire où ces clients vont consommer de l'énergie électrique (de 6 à 8 heures et de 20 à 24 heures par exemple).

	S1	S2	S3		S4		S5			S6			S7			
	1 lampe	2 lampes	3 lampes	1 radio	3 lampes	1TV	3 lampes	1TV	1frigo 30 l	5 lampes	1TV	1frigo 150 l	5 lampes	1TV	1frigo 150 l	électrom énagers
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0	0,1	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0	0,1	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0	0,1	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0	0,1	0
5	0	0	0	0,05	0	0,05	0	0,05	0,1	0	0,05	0,1	0	0,05	0,1	0
6	0	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1
7	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1	0,4	0,4	0,1	0,4	0,4	0,1	0,2
8	0,7	0,7	0,7	0,65	0,7	0,65	0,7	0,65	0,1	0,7	0,65	0,1	0,7	0,65	0,1	0,3
9	0	0	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,1
10	0	0	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0,1	0	0,4	0,1	0	0,4	0,1	0,05
11	0	0	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0,1	0	0,3	0,1	0	0,3	0,1	0,05
12	0	0	0	0,6	0	0,6	0	0,6	0,1	0	0,6	0,1	0	0,6	0,1	0,05
13	0	0	0	0,8	0	0,8	0	0,8	0,1	0	0,8	0,1	0	0,8	0,1	0,05
14	0	0	0	0,6	0	0,6	0	0,6	0,1	0	0,6	0,1	0	0,6	0,1	0,05
15	0	0	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0,1	0	0,3	0,1	0	0,3	0,1	0,05
16	0	0	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0,1	0	0,3	0,1	0	0,3	0,1	0,1

17	0	0	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0,1	0	0,3	0,1	0	0,3	0,1	0,05
18	0	0	0	0,6	0	0,6	0	0,6	0,1	0	0,6	0,1	0	0,6	0,1	0,1
19	0	0	0	0,6	0	0,6	0	0,6	0,1	0	0,6	0,1	0	0,6	0,1	0,1
20	0	0	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,1	0,3	0,7	0,1	0,3	0,7	0,1	0,2
21	1	1	1	0,9	1	0,9	1	0,9	0,1	1	0,9	0,1	1	0,9	0,1	0,3
22	1	1	1	0,9	1	0,9	1	0,9	0,1	1	0,9	0,1	1	0,9	0,1	0,3
23	0,8	0,8	0,9	0,7	0,9	0,7	0,9	0,7	0,1	0,9	0,7	0,1	0,9	0,7	0,1	0,2
24	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1	0,4	0,4	0,1	0,4	0,4	0,1	0,05

Tableau II.4 : Matrice de foisonnement sur une journée pour les différents types de services « domestiques »

A partir de cette matrice de foisonnement et des puissances nominales des différents appareils, nous obtenons (figure II.1) les courbes de charges moyennes sur une journée des différents services définis en tableau II.2.

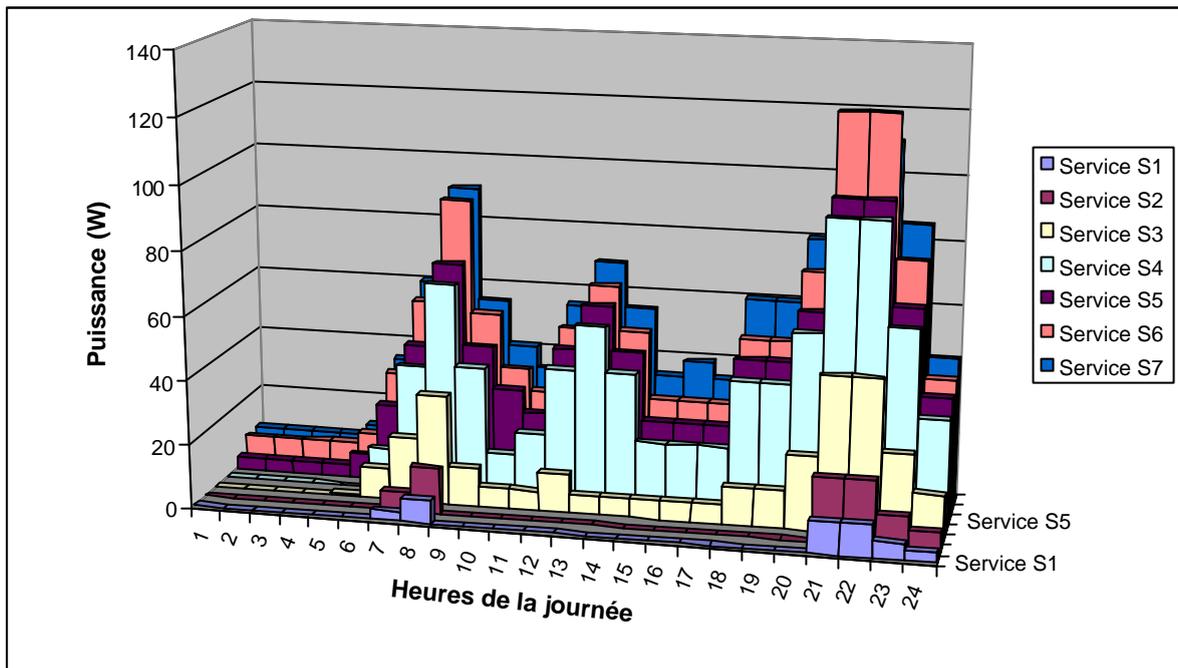


Figure II.1 : Comparaison des différentes courbes de charges des différents services

Pour chaque village théorique prédéfini (tableau II.3), nous pouvons ainsi calculer sa courbe de charge ; celles-ci sont représentées pour les 6 types de villages avec une population de 1000 foyers chacun en figure II.2.

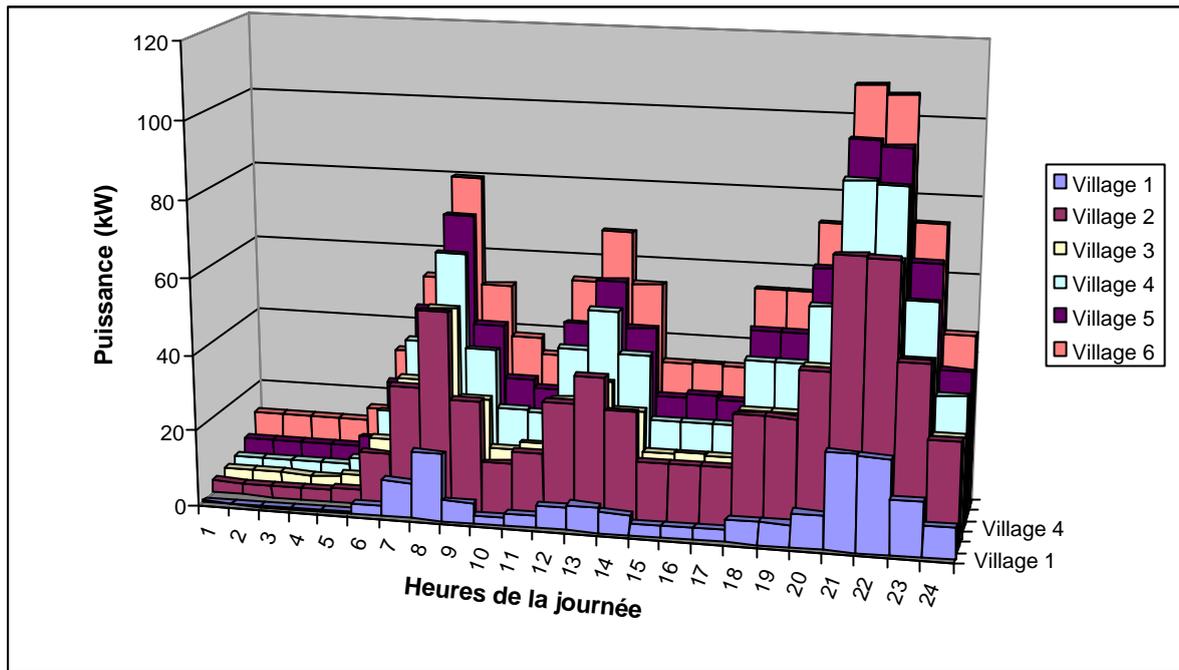


Figure II.2 : Comparaison des courbes de charges des différents villages

Ces résultats sont en concordance avec le retour d'expérience du groupe de travail composé d'experts travaillant sur le problème de l'électrification rurale [II.1].

II.3.6 L'équipement intérieur – le tableau de branchement

Nous avons également considéré que l'investissement pour l'équipement intérieur était à la charge de l'installateur réseau ; il s'agit d'installer un tableau de branchement (constitué d'un interrupteur ou d'un disjoncteur différentiel pour la protection des personnes, d'un système de comptage permettant de s'assurer que le client est en accord avec le contrat souscrit, etc) et d'une multiprise pour la connexion des appareils de consommation. Le coût d'investissement de cet équipement intérieur a été estimé à 30 €par foyer [II.1].

II.3.7 Les modes de paiement

Le mode de paiement sera également une donnée très importante à considérer lors de l'électrification d'une zone. Différents types de modes de paiement peuvent être identifiés comme le montre le tableau II.5.

	Description	Commentaires
Forfait 1	Nous fournissons sur une plage horaire prédéfinie et sous une certaine tension, une quantité d'énergie prédéfinie. (elle est donc limitée)	Ce type de forfait nécessite des appareils spécifiques tels que des « interrupteurs avec minuterie » et des « compteurs d'énergie ».

Forfait 2	Nous fournissons sur une plage horaire prédéfinie l'électricité sous un certain niveau de tension. La quantité d'énergie fournie n'est pas comptabilisée dans ce type de forfait.	Ce type de forfait devrait nécessiter comme appareils spécifiques des « interrupteurs avec minuterie »
Forfait 3	La plage horaire n'est pas définie, mais la quantité d'énergie fournie est limitée journalièrement en fonction des types de services prévus (évite le passage à des appareils plus consommateurs)	Ce type de forfait nécessitera un compteur d'énergie.
Forfait 4	La plage horaire n'est pas définie, le client paie ce qu'il consomme.	Mêmes types d'appareils de comptage qu'en France

Tableau II.5 : Définition de différents modes de paiement pour l'électrification d'une zone

Nous pouvons faire la distinction entre deux types de clients ; les clients avec réfrigérateurs et les clients sans réfrigérateurs. Ces derniers auront certainement accès à un forfait de type 1 ou 2 puisque leur consommation reste faible et puisque on peut raisonnablement penser imposer des plages horaires (pas trop contraignantes) pour leur consommation (éclairage + audiovisuel). Par contre, les clients avec réfrigérateurs auront obligatoirement accès à un forfait de type 3 ou 4. Le tableau II.6 montre les répartitions possibles de forfait en fonction des différents services possibles :

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Forfait 1	+	+	+++	+++	---	---	---
Forfait 2	+++	+++	+	+	---	---	---
Forfait 3	---	---	---	---	+++	+++	+
Forfait 4	---	---	---	---	+	+	+++

Tableau II.6 : Aspect positif et négatif des différents forfaits en fonction des services considérés

II.4 Contraintes sur le matériel et définition d'une gamme adaptée

II.4.1 Le matériel « réseau »

II.4.1.1 Le réseau BT

Afin de caractériser un matériel le plus accessible possible, il est indispensable de définir des gammes « standardisées » et réduites de matériels. Nous parlons ainsi de « ligne BT » et nous ne détaillons donc pas le matériel constituant une ligne (les poteaux, les câbles, les attaches, le matériel de protection, etc). Nous nous sommes également limités à un nombre restreint de conducteurs (sections 150 mm², 70 mm² et 35 mm²) couramment utilisés en triphasé (conducteurs torsadés aériens) et les moins onéreux. En ce qui concerne les câbles de branchements des clients, un câble de section 16 mm² en conducteur aérien a été choisi.

Le dimensionnement électrique du réseau BT ne peut être réalisé qu'en connaissant les résistances et réactances linéiques des différents câbles (calcul des chutes de tension) et les courants admissibles.

En première approximation, nous prenons les valeurs regroupées dans le tableau II.7. La maintenance annuelle considérée est de $C_{BT}^{Maint} = 50 \text{ €/km/an}$ et on considère une durée de vie (D_{BT}^{Vie}) du matériel égale à 40 ans.

Réseau BT	Coût d'investissement en $k\text{€} / km$	Résistance linéique en Ω / km	Inductance linéique en Ω / km	Courant admissible en A
Triphasé 150 mm ²	$C_{BT_150\phi}^{Inv} = 13$	$R_{BT_150\phi} = 0,22$	$X_{BT_150\phi} = 0,15$	$I_{BT_150\phi}^0 = 250$
Triphasé 70 mm ²	$C_{BT_70\phi}^{Inv} = 11$	$R_{BT_70\phi} = 0,443$	$X_{BT_70\phi} = 0,21$	$I_{BT_70\phi}^0 = 180$
Triphasé 35 mm ²	$C_{BT_35\phi}^{Inv} = 9$	$R_{BT_35\phi} = 0,64$	$X_{BT_35\phi} = 0,25$	$I_{BT_35\phi}^0 = 120$
Monophasé 16 mm ²	$C_{BT_1\phi}^{Inv} = 3$	$R_{BT_1\phi} = 0,8$	$X_{BT_1\phi} = 0,3$	$I_{BT_1\phi}^0 = 60$

Tableau II.7 : Grandeurs électriques et coût des conducteurs BT [II.1]

Les grandeurs électriques des matériels ont été évaluées à partir de données constructeurs [II.1] ; en ce qui concerne les coûts, nous les avons évalués de la même manière que précédemment (cf § II.3.2).

II.4.1.2 Le réseau HTA

Nous nous sommes également limités à un seul type de conducteur (conducteur nu aérien en 70 mm²). En effet, ce conducteur est actuellement très répandu ; de plus la section du conducteur est suffisante vis-à-vis de la puissance appelée par la plupart des villages (jusqu'à 500 kW). La tension considérée est celle qui est actuellement la plus répandue (tension entre phases de 20 kV). Les calculs effectués sont réalisés pour un réseau de type Européen. Nous avons ensuite considéré deux types de réseau (cf § I.4.2.6.4) ; un réseau triphasé ou un réseau biphasé. Les grandeurs électriques et coûts sont regroupés dans le tableau II.8. La maintenance annuelle est de $C_{HTA}^{Maint} = 100 \text{ €/km/an}$ et on considère une durée de vie (D_{HTA}^{Vie}) égale à 40 ans.

Réseau HTA	Coût d'investissement en $k\text{€} / km$	Résistance linéique en Ω / km	Inductance linéique en Ω / km
Triphasé 70 mm ²	$C_{HTA_3*70\phi}^{Inv} = 18$	$R_{HTA_3*70\phi} = 0,44$	$X_{HTA_3*70\phi} = 0,35$
Biphasé 70 mm ²	$C_{HTA_2*70\phi}^{Inv} = 14$	$R_{HTA_2*70\phi} = 0,29$	$X_{HTA_2*70\phi} = 0,23$

Tableau II.8 : Grandeurs électriques et coût des conducteurs HTA [II.1]

II.4.1.3 Les transformateurs HTA/BT

Il existe sur le marché de nombreuses puissances de transformateurs ; cependant nous n'utilisons ici que deux types de transformateurs qui sont très bien adaptés aux réseaux aériens considérés ; un pour le réseau triphasé de puissance assignée 100 kVA et un de 25 kVA adapté au réseau biphasé.

Les grandeurs électriques (pour les calculs de pertes) et les coûts sont regroupés dans le tableau II.9. La maintenance annuelle est de $C_{Tr}^{Maint} = 50$ €/km/an et la durée de vie (D_{Tr}^{Vie}) est égale à 40 ans.

Transformateurs	Coût en k€	Courant à vide en %	Pertes fer en W	Résistance secondaire	Inductance secondaire
$P_{Tr_100}^0 = 100$ kVA	$C_{Tr_100}^{Inv} = 8$	$i_{Tr_100}^0 = 2,5$	$P_{Tr_100}^{fer} = 230$	$R_{Tr_100}^{sec} = 0,035$	$X_{Tr_100}^{sec} = 0,054$
$P_{Tr_25}^0 = 25$ kVA	$C_{Tr_25}^{Inv} = 5$	$i_{Tr_25}^0 = 3,1$	$P_{Tr_25}^{fer} = 110$	$R_{Tr_25}^{sec} = 0,11$	$X_{Tr_25}^{sec} = 0,12$

Tableau II.9 : Grandeurs électriques et coût des transformateurs HTA/BT [II.1]

II.4.2 Le matériel de « production »

II.4.2.1 Les groupes électrogènes

Dans cette partie, nous avons construit une gamme de GE de puissance 20 kVA, 60 kVA et 250 kVA. Les investissements considérés sont donnés dans le tableau II.10 ainsi que les coûts des cuves de stockage du fuel et du génie civil.

Groupe électrogène	Coût en k€
20 kVA	$C_{GE_20}^{Inv} = 9$
60 kVA	$C_{GE_60}^{Inv} = 13$
250 kVA	$C_{GE_250}^{Inv} = 31$

Cuve et Génie civil	Coût en k€
Cuve pour le GE de 20 kVA	1
Cuve pour le GE de 60 kVA	2,5
Cuve pour le GE de 250 kVA	5
Génie civil pour le GE de 20 kVA	3
Génie civil pour le GE de 60 kVA	6
Génie civil pour le GE de 250 kVA	12

Tableau II.10 : Coût des Groupes Electrogènes (GE) et coût des cuves et du génie civil [II.1]

En moyenne, le nombre d'heures de fonctionnement (H_{GE}^{fonc}) d'un groupe est pris égal à 12 000 h [II.1], avec un coût de renouvellement (C_{GE}^{ren}) de 0,025 €/kWh, un coût de maintenance (C_{GE}^{maint}) du groupe de 0,018 €/kWh et un rendement (h_{GE}) de 0,4 (valeur typique).

II.4.2.2 Les éoliennes

Le coût d'investissement d'une éolienne (C_{Eolien}^{Inv}) est pris égal à 1000 €/kW avec une durée de vie de 20 ans. Dans cette partie, nous considérons que la puissance fournie par une éolienne est en moyenne de 0,3 [II.1] ou 0,5 fois la puissance installée en fonction de la zone à électrifier (secteur venté ou très venté). Les coûts de maintenance (C_{Eolien}^{maint}) d'une éolienne sont de 0,01 €/kWh.

II.4.2.3 Autres sources d'énergie

Comme nous l'avons vu au chapitre I, il existe de très nombreuses autres sources de génération d'énergie distribuée (stockage, photovoltaïque, etc) pouvant être utilisées dans le cadre de l'électrification rurale. Dans un premier temps, nous ne considérons pas ce type de sources de

production puisque nous souhaitons tout d'abord comparer différentes « grandes » gammes de structures d'électrification.

II.5 Définition de différentes structures d'électrification types

II.5.1 Introduction

Connaissant la puissance de pointe appelée par le village, nous souhaitons trouver l'architecture du réseau de distribution (centralisé ou ERD) la mieux adaptée au village à électrifier. Pour cela, nous considérons tout d'abord que la configuration de la zone à électrifier est la suivante (figure II.3) avec une répartition uniforme des foyers à l'intérieur du village.

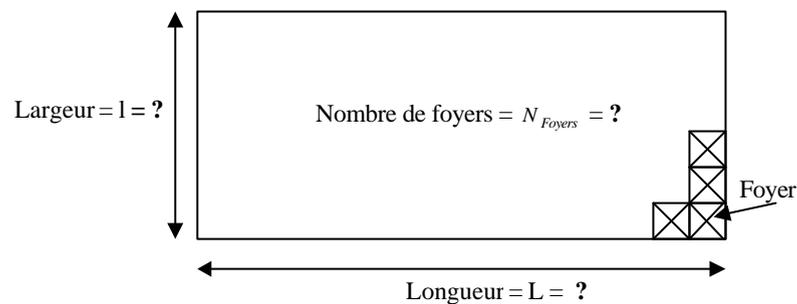


Figure II.3 : Description de la zone à électrifier

Différentes architectures d'électrification sont définies dans les paragraphes suivants ; il s'agit d'une électrification par réseau HTA triphasé (stratégie 1) ou biphasé (stratégie 2) ou une solution d'électrification rurale décentralisée (stratégie 3). De plus, dans le contexte actuel de l'émergence de nouveaux moyens de génération d'énergie décentralisée (GED), nous considérons que les stratégies 1 et 2 peuvent accueillir de la GED au niveau du réseau BT.

Pour chaque stratégie, l'ensemble du dimensionnement a pour objectif de calculer le coût d'investissement initial, le coût de fonctionnement et le bilan actualisé sur 20 ans du système.

II.5.2 Les variables du problème

Nous avons identifié les variables pouvant influencer sur le coût de la structure d'électrification :

- la longueur de réseau HTA (L_{HTA}) pour connecter la zone à un réseau préexistant,
- le coût de l'énergie électrique ($C_{Electricité}$) au niveau d'un poste source HTB/HTA. Ce coût va dépendre du pays d'électrification. Sa plage de variation a été estimée entre 0,03 €/kWh et 0,3 €/kWh,

- le coût de l'énergie fossile (C_{Fuel}) ou coût de vente du fuel au niveau d'un village (après transport et taxes comprises). Ce coût va dépendre du pays d'électrification et sa plage de variation a été estimée dans l'intervalle 0,03 – 0,3 €/litre,
- les caractéristiques du village telles que la superficie, le nombre d'habitants, et les revenus estimés des villageois,
- le choix de l'utilisation d'appareils basses consommations ou non,
- la durée d'amortissement comptable ($D_{Etude} = 20$ ans) et le taux d'actualisation ($actu = 0,1$).

II.5.3 Description des différentes architectures étudiées

II.5.3.1 Stratégie 1 : Electrification par réseau HTA triphasé avec GED

La stratégie 1 ou Str1, électrification par réseau HTA triphasé avec GED, est décomposée en sous stratégies $Str1_{(N_{Tr}-0)}$, $Str1_{(N_{Tr}-1)}$, $Str1_{(N_{Tr}-2)}$, etc ; $Str1_{(N_{Tr}-0)}$ correspondant à l'installation d'un nombre suffisant (N_{Tr}) de transformateurs 100 kVA triphasés pour pouvoir alimenter la zone à électrifier sans GED. $Str1_{(N_{Tr}-1)}$ correspond à l'installation de ($N_{Tr}-1$) transformateurs 100 kVA avec un effacement de la puissance de pointe par une GED installée au niveau de chaque transformateur. $Str1_{(N_{Tr}-2)}$ correspond à l'installation de ($N_{Tr}-2$) transformateurs 100 kVA avec effacement de pointe par une GED installée au niveau de chaque transformateur.

Nous considérons ici qu'il existe un réseau HTA à une certaine distance L_{HTA} de la zone à électrifier. L'exemple de la figure II.4 représente la configuration du réseau HTA pour une zone de puissance de pointe comprise entre 300 et 400 kW.

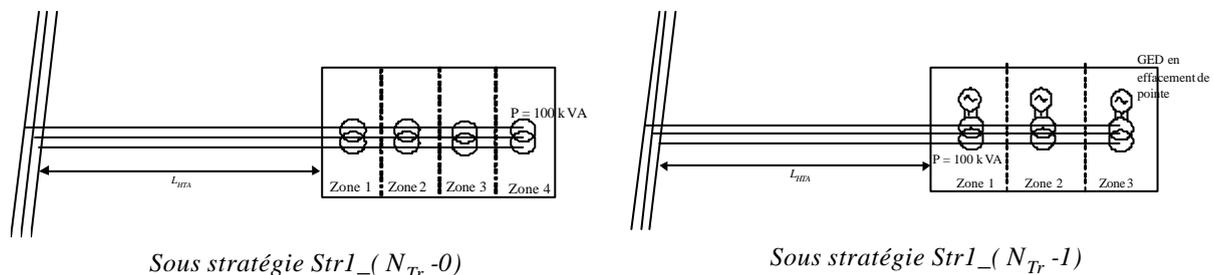


Figure II.4 : Représentation de la configuration du réseau HTA pour la stratégie 1

Pour cette stratégie, le réseau BT est constitué d'une artère principale triphasée et de branchements monophasés comme le montre la figure II.5. Les câbles de branchement ont une section de 16 mm².

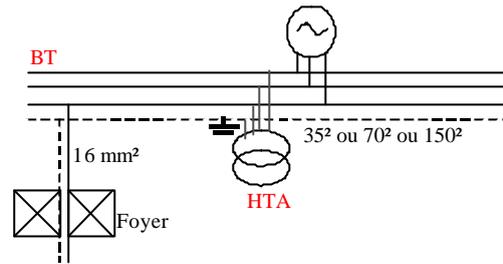


Figure II.5 : Représentation de la configuration du réseau BT pour la stratégie 1

II.5.3.2 Stratégie 2 : Electrification par réseau HTA biphasé avec GED

La stratégie 2 ou Str2, électrification par réseau HTA biphasé avec GED est décomposée en sous stratégies $Str2_{(N_{Tr} - 0)}$, $Str2_{(N_{Tr} - 1)}$, $Str2_{(N_{Tr} - 2)}$, etc. De la même manière que précédemment, N_{Tr} correspond à l'installation d'un nombre suffisant de transformateurs 25 kVA biphasé pour pouvoir alimenter la zone à électrifier sans GED. Nous considérons ici qu'il existe un réseau HTA à une certaine distance L_{HTA} de la zone à électrifier. La figure II.6 représente la configuration du réseau HTA pour une zone de puissance de pointe comprise entre 175 et 200 kVA.

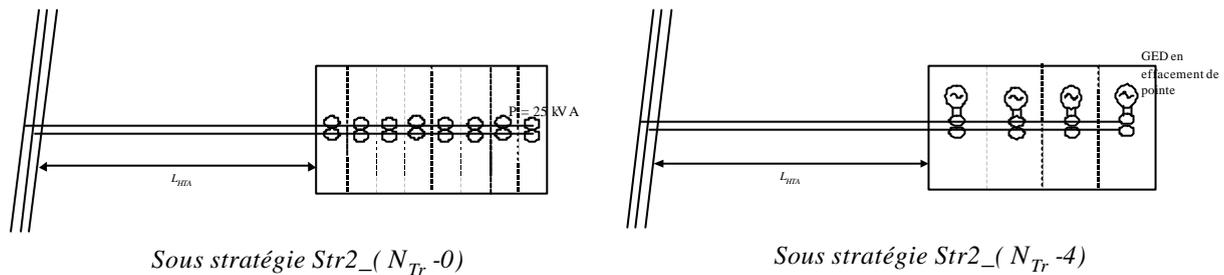


Figure II.6 : Représentation de la configuration du réseau HTA pour la stratégie 2

Pour cette stratégie, le réseau BT est constitué d'une artère principale monophasée et de branchements monophasés comme le montre la figure II.7. Les câbles de branchement et l'artère principale ont une section de 16 mm².

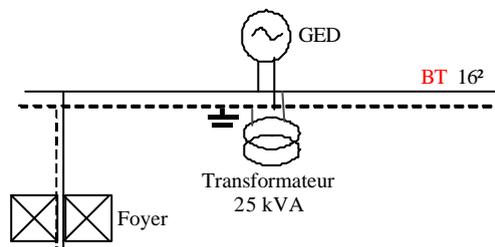


Figure II.7 : Représentation de la configuration du réseau BT pour la stratégie 2

II.5.3.3 Stratégie 3 : Electrification Rurale Décentralisée

La stratégie 3 ou Str3, électrification hors réseau HTA ou Electrification Rurale Décentralisée est décomposée en sous stratégies Str3_1centre, Str3_2centres, Str3_3centres, etc ; par exemple, Str3_2centres correspond à une électrification de la zone par deux centres de production indépendants ; dans ce cas de figure, chaque centre alimente une sous zone distincte. Pour cette stratégie, le centre de production est composé d'un groupe électrogène de puissance P_{ge} suffisante pour électrifier la zone en question et d'un ajout d'éolienne, de puissance $x\%$ de P_{ge} , fonctionnant en moyenne à 0.3 ou 0.5 fois la puissance installée. Chaque stratégie Str3_?centre peut ainsi être décomposée en plusieurs sous stratégies, Str3_?centre_0% (un centre de production constitué de groupes électrogènes de puissance P_{ge}), Str3_?centre_20% (un centre de production constitué de groupes électrogènes de puissance P_{ge} et une puissance éolienne installée égale à 20 % de P_{ge}), etc. Pour cette stratégie, le réseau BT (similaire au réseau BT de la stratégie 1) est constitué d'une artère principale triphasée et de branchements monophasés comme le montre la figure II.8. Les câbles de branchement ont une section de 16 mm^2 .

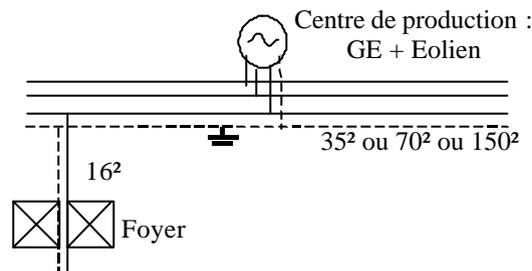


Figure II.8 : Représentation de la configuration du réseau BT pour la stratégie 3

II.6 Mise en équation du problème

Les calculs réalisés en partie II.4 permettent de déterminer la puissance de pointe de la zone à électrifier (P_{Zone}^{\max}) tout comme le courant maximal moyen par foyer en monophasé (I_{Foyer}^{\max}). En fonction des configurations prédéfinies (§ II.5.3), nous pouvons dimensionner le réseau BT adapté au village considéré, calculer les pertes électriques dans ce réseau, dans les transformateurs HTA/BT, et déterminer ainsi l'énergie appelée par la zone à électrifier.

II.6.1 Dimensionnement du réseau BT

Le dimensionnement du réseau BT est basé pour les différentes stratégies sur une configuration précise et prédéfinie du réseau pour la zone à électrifier et sur la puissance maximale de la zone ; en

effet Pmax permet de réaliser un dimensionnement par rapport aux chutes de tension et aux courants admissibles des conducteurs.

II.6.1.1 Dimensionnement du réseau BT avec artère principale triphasée (Str1 et Str3)

II.6.1.1.1 Dimensionnement de l'artère principale BT triphasée

Les calculs sont réalisés en considérant une répartition uniforme des N_{Foyers} et en considérant une zone à électrifier de longueur L et de largeur l. La figure II.9 montre la configuration du réseau BT ainsi prédéfinie.

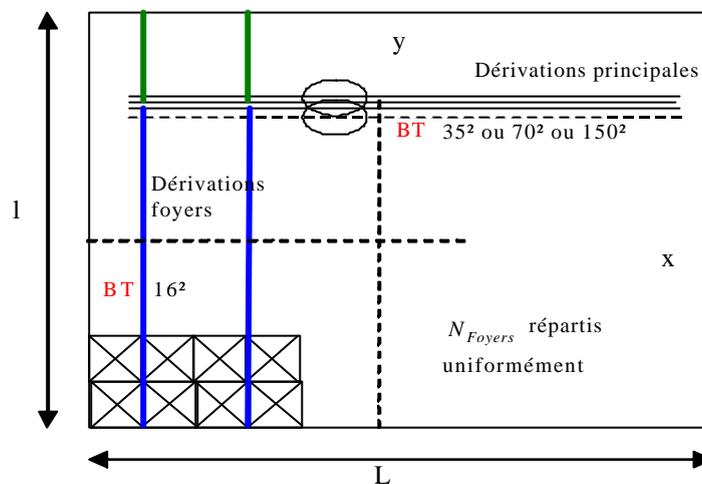


Figure II.9 : Représentation de la configuration du réseau BT pour la stratégie 1 et 3

Avec cette configuration de réseau, on peut considérer que chaque foyer occupe alors une surface égale à $\frac{L * l}{N_{Foyers}}$. Afin d'alimenter tous les foyers, il est alors nécessaire d'installer $\frac{\sqrt{N_{Foyers}}}{2}$

dérivations verticales alimentant $2 * \sqrt{N_{Foyers}}$ foyers.

Au départ d'un transformateur, nous avons donc a priori deux départs triphasés alimentant chacun une moitié de la zone à électrifier. La longueur des deux dérives dépend de la position relative du transformateur (défini par L_0 et l_0) par rapport au centre du village. La dérive 1 a une longueur

$L_{tri}^{dér1} = L * (0.5 - L_0)$ et alimente $N_{Foyers}^{dér1} = N_{Foyers} * (0.5 - L_0)$ foyers. Le calcul du courant triphasé maximal par dérive ($I_{tri}^{dér1} = N_{Foyers}^{dér1} * I_{Foyer}^{max}$) horizontale permet de définir le type de conducteur à

utiliser (35 mm², 70 mm² ou 150 mm²). Pour cela différents tests sont effectués en cherchant à dimensionner le réseau BT à moindre coût. L'utilisation de conducteurs BT de 35 mm² doit vérifier des contraintes en courant admissibles (on utilise un coefficient de dimensionnement de 0,9 pour

éviter de se trouver en limite de contraintes les jours de fortes charges, ces calculs étant réalisés en fonction de la courbe de charge moyenne) :

$$I_{tri}^{dér1} \leq 0,9 * I_{BT_35^2}^0 \quad (\text{éq-II.1})$$

Les contraintes en chute de tension sont :

$$\frac{\Delta V}{V} < 0.1 \quad (\text{éq-II.2})$$

$$\frac{RI \cos \mathbf{j} + XI \sin \mathbf{j}}{V} < 0.1 \quad (\text{éq-II.3})$$

avec R et X, résistance et réactance de la charge et $\cos \mathbf{j}$ le facteur de puissance.

$$\left(\frac{R_{BT_35^2} * \cos \mathbf{j} + X_{BT_35^2} * \sin \mathbf{j}}{V} \right) * L_{tri}^{dér1} * I_{tri}^{dér1} * \left(\frac{1 + N_{dér1}}{N_{dér1}} \right) < 0.1 \quad (\text{éq-II.4})$$

Si ces deux conditions ne sont pas vérifiées, on effectue ensuite les tests pour les conducteurs en 70 mm² puis en 150 mm². Si les contraintes sont trop importantes pour le conducteur 150 mm², on divise en deux la zone desservie par le conducteur contraint et on refait les tests. On en déduit ainsi la longueur totale du réseau BT triphasé L_{tri}^{total} .

II.6.1.1.2 Dimensionnement du réseau BT monophasé

L'ensemble du réseau BT triphasé alimente $\frac{\sqrt{N_{Foyers}}}{2}$ dérivations verticales sur toute la zone de largeur respective l. On vérifie que les contraintes en tension et en courant admissible sont vérifiées.

La longueur du réseau BT monophasé est $L_{mono}^{total} = \frac{\sqrt{N_{Foyers}}}{2} * l$.

II.6.1.2 Dimensionnement du réseau BT avec artère principale monophasée (Str2)

II.6.1.2.1 Dimensionnement de l'artère principale monophasée

La configuration BT est identique mais les dérivations horizontales sont monophasées. Ainsi, depuis un transformateur biphasé, nous avons un certain nombre de dérivations monophasées horizontales en parallèle à déterminer en fonction des contraintes en tension et en courant. Ce nombre sera égal à la partie entière de $\frac{I_{Zone}^{max}}{I_{BT_1\phi}^0} + 1$. Pour vérifier le respect des contraintes en chute de tension, on

suppose qu'un départ monophasé alimente un nombre entier de dérivations selon la configuration représentée en figure II.10.

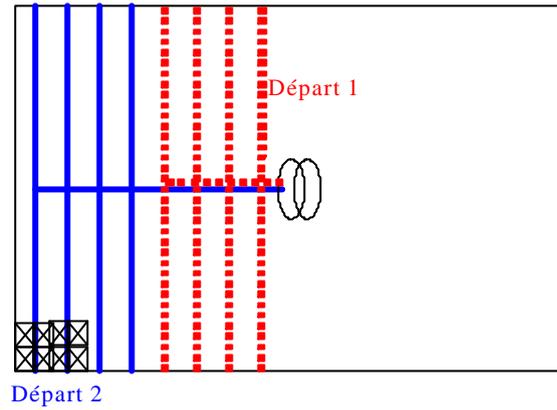


Figure II.10 : Représentation du réseau BT dans le cas de deux dérivations principales en parallèle (Str2)

Le plus long départ alimente « n » dérivations verticales et le calcul ci-dessous permet de déterminer le nombre « n » permettant de respecter les contraintes en chute de tension en considérant que l'on a le schéma équivalent suivant :

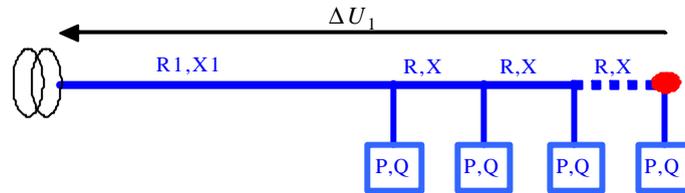


Figure II.11 : Schéma équivalent pour la plus longue dérivation horizontale

Avec respectivement :

$$R_1 = R_{BT_16}^0 * \left[\frac{L}{2} - (n-1) * \frac{2L}{\sqrt{N_{Foyers}}} \right] \quad (\text{éq-II.5})$$

$$R = R_{BT_16}^0 * \frac{2L}{\sqrt{N_{Foyers}}} \quad (\text{éq-II.6})$$

$$P = \frac{P_{total}}{\sqrt{N_{Foyers}} / 2} = \frac{2}{\sqrt{N}} * VI \cos \mathbf{j} \quad (\text{éq-II.7})$$

$$Q = \frac{Q_{total}}{\sqrt{N_{Foyers}} / 2} = \frac{2}{\sqrt{N_{Foyers}}} * VI \sin \mathbf{j} \quad (\text{éq-II.8})$$

La chute de tension au niveau du nœud 1 est alors donnée par la formule suivante [II.4] :

$$\frac{\Delta U_1}{U} = \frac{\sum_{k=1}^n \left(\sum_{l=1}^{k \leq n} R_l \right) * P_k + \sum_{k=1}^n \left(\sum_{l=1}^{k \leq n} X_l \right) * Q_k}{U^2} \quad (\text{éq-II.9})$$

$$\frac{\Delta U_1}{U} = \frac{\sum_{k=1}^n (R_1 + (k-1) * R) * P + \sum_{k=1}^n (X_1 + (k-1) * X) * Q}{U^2} \quad (\text{éq-II.10})$$

$$\frac{\Delta U_1}{U} = \frac{R_{BT_16}^0 * \cos \mathbf{j} + X_{BT_16}^0 * \sin \mathbf{j}}{U} * I_{total} * \frac{2L}{\sqrt{N_{Foyers}}} * n * \left[\left(\frac{1}{2} + \frac{1}{\sqrt{N_{Foyers}}} \right) - \frac{n}{\sqrt{N_{Foyers}}} \right] \quad (\text{éq-II.11})$$

Nous pouvons ensuite calculer la chute de tension sur le dernier départ décrit par le schéma suivant :

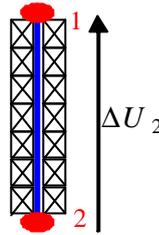


Figure II.12 : Représentation d'une dérivation verticale pour le calcul de la chute de tension (Str2)

La chute de tension sur ce départ est donnée par la formule suivante :

$$\frac{\Delta U_2}{U} = \frac{1}{2} * \left(\frac{\sqrt{N} + 1}{\sqrt{N}} \right) * \frac{R_{BT-1\sigma} * \cos j + X_{BT-1\sigma} * \sin j}{U} * \frac{l}{2} * \text{Im axfoyer} \quad (\text{éq-II.12})$$

Nous déterminons enfin le nombre de dérivations verticales permettant de respecter les contraintes en tension admissibles :

$$\frac{\Delta U_1}{U} + \frac{\Delta U_2}{U} \leq 0.1 \quad (\text{éq-II.13})$$

On déduit de ce dimensionnement la longueur de l'artère principale du réseau BT monophasé.

II.6.1.2.2 Dimensionnement des dérivations BT monophasées

Ces dérivations sont dimensionnées de la même manière qu'en partie II.6.1.1.2.

II.6.2 Calcul des pertes et de l'énergie consommée

Le réseau BT étant dimensionné, les pertes électriques (réseau BT et transformateurs) peuvent être calculées à partir de la courbe de charge de la zone à électrifier. Ces pertes sont calculées pour chaque créneau horaire afin de déterminer l'énergie journalière fournie par les groupes de production ou le réseau HTA.

II.6.2.1 Pertes dans le réseau BT

II.6.2.1.1 Méthode de calcul

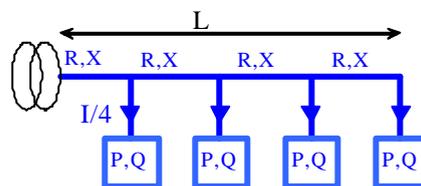


Figure II.13 : Schéma d'un cas simple pour le calcul des pertes dans le réseau BT

Pour le cas simple « quatre charges » considéré en figure II.13, on calcule les pertes d'après la formule suivante :

$$\text{Pertes} = \frac{L * R_{BT}}{4} * \left[\left(\frac{4}{4} * I \right)^2 + \left(\frac{3}{4} * I \right)^2 + \left(\frac{2}{4} * I \right)^2 + \left(\frac{1}{4} * I \right)^2 \right] \quad (\text{éq-II.14})$$

$$\text{Pertes} = \frac{L * R_{BT}}{4^3} * I^2 * \left[\sum_{i=1}^4 i^2 \right] \quad (\text{éq-II.15})$$

En développant cette expression au cas de n charges sur le départ, on arrive à l'expression suivante :

$$Pertes = L * R_{BT} * I^2 * \frac{(n+1)(2n+1)}{6n^2} \quad (\text{éq-II.16})$$

On utilisera cette formule pour calculer les pertes sur une artère principale et sur une dérivation verticale où n correspond au nombre de dérivations verticales.

II.6.2.1.2 Calcul pour chaque stratégie

Nous appliquons cette méthode de calcul pour chaque stratégie. Les calculs sont effectués pour les pertes actives et les pertes réactives (c'est à dire vis à vis du courant actif et du courant réactif). Après calcul des pertes pour chaque créneau horaire, on déduit une courbe de charge en amont du réseau BT ; c'est à dire au niveau de chaque transformateur pour les stratégies Str1 et Str2, et au niveau de chaque centre de production pour les stratégies Str3.

II.6.2.2 Pertes dans le transformateur pour les stratégies 1 et 2

Les pertes dans le transformateur 100 kVA sont données par les formules suivantes (de même pour le transformateur 25 kVA) :

$$\begin{aligned} Pertes_actives &= P_{Tr_100}^{fer} + 3 * R_{Tr_100}^{sec} * I_{act_BT}^2 \\ Pertes_réactives &= I_{Tr_100}^0 * P_{Tr_100} + 3 * X_{Tr}^{sec} * I_{react_BT}^2 \end{aligned} \quad (\text{éq-II.17})$$

Il faut tout d'abord déterminer l'énergie transitant par le transformateur et l'énergie fournie par la GED ; pour cela on considère que la GED fonctionne en effacement de pointe. La puissance transitant par le transformateur et la puissance fournie par la GED sont données par les formules suivantes :

$$\begin{aligned} P_{transitant_tr} &= \min(P_{Tr_100}; P_{BT}) \\ P_{fournie_GED} &= \left| \min(P_{BT} - P_{Tr_100}; 0) \right| \end{aligned} \quad (\text{éq-II.18})$$

Après avoir déterminé la puissance transitant par le transformateur, nous pouvons calculer les pertes dans le transformateur suivant la méthode définie précédemment. Le calcul de ces pertes horaires permet de déterminer l'énergie fournie par la GED et l'énergie fournie par le réseau HTA. Connaissant cette énergie fournie, nous pouvons calculer les différents coûts de fonctionnement du système.

II.6.3 Conclusion

En comparant ces différentes stratégies, nous pouvons ainsi effectuer un choix technico-économique entre différents modes d'électrification adapté aux contraintes locales :

- la taille du village et la richesse évaluée (les services pouvant raisonnablement être proposés au client),
- l'éloignement du village par rapport à un réseau HTA,
- le coût local des combustibles,
- les ressources énergétiques locales (énergies renouvelables),
- l'utilisation ou non d'appareils basses consommations,
- etc.

II.7 Mise en œuvre d'un outil de calcul de coût - Ecoelectrify

II.7.1 Présentation de l'outil

La figure II.14 présente l'organigramme de fonctionnement de l'outil (étape 1 d'Ecoelectrify) développé [T.2] dans le cadre de la méthodologie présentée ci-dessus.

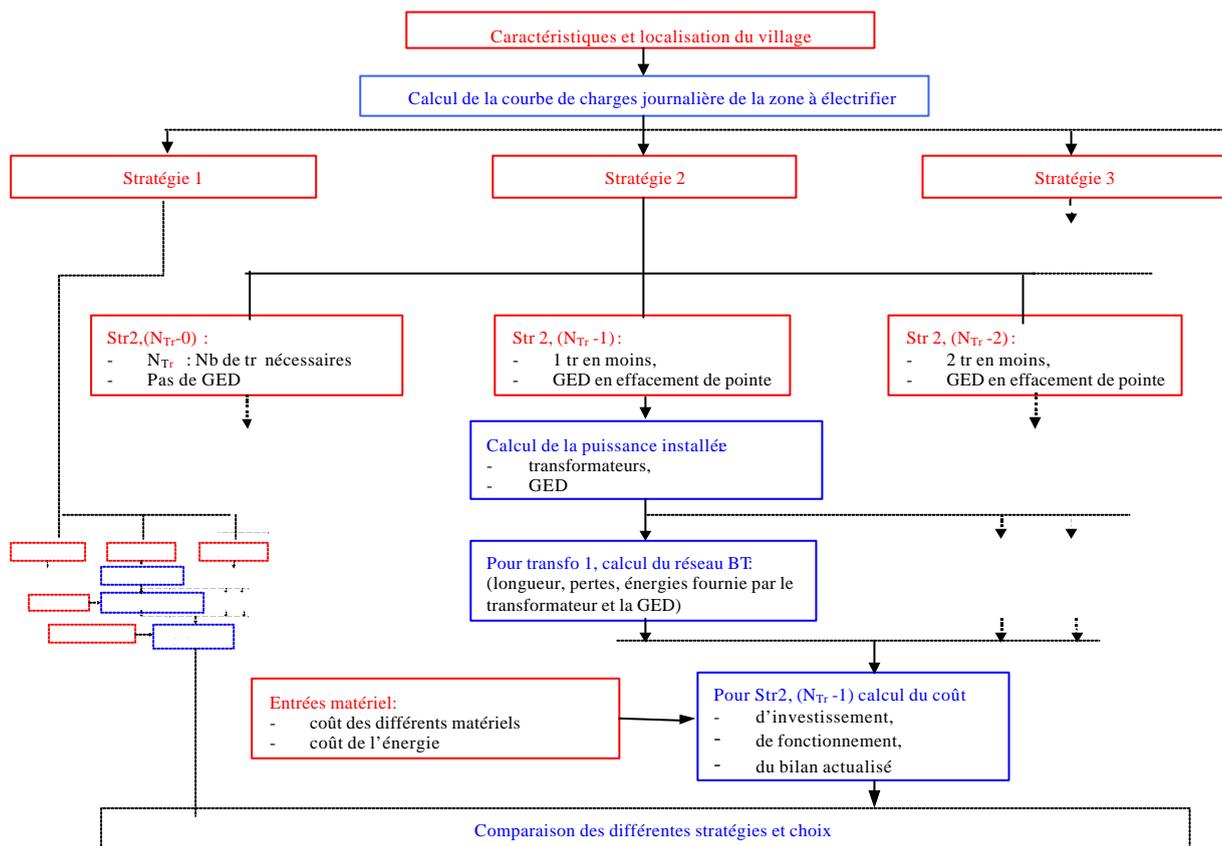


Figure II.14 : Organigramme de fonctionnement de l'outil ; la stratégie 2 avec sa méthode de dimensionnement est la seule présentée pour des raisons de clarté

L'outil de calcul de coût Ecoelectrify [II.3] permet d'effectuer un choix technico-économique entre différentes architectures d'électrification grâce au calcul du coût des différentes solutions considérées. Il s'agit d'une électrification par réseau HTA triphasé (Stratégie 1) ou biphasé

(Stratégie 2) ou une solution d'Electrification Rurale Décentralisée (Stratégie 3). Les données d'entrée utilisées dans le cadre de cet outil de calcul de coût sont :

- les matériels de consommation (charges),
- les matériels liés au réseau électrique de distribution (lignes, transformateurs, etc),
- les matériels de génération d'énergie électrique (groupes électrogènes, éoliennes, panneaux photovoltaïques, batteries, etc),
- les entrées variables (le coût des différentes énergies, la taille du village, etc).

II.7.2 Les grandeurs de sortie

Pour chaque type de stratégie, cet outil permet de déterminer :

- la courbe de charge pour le village,
- le matériel à installer,
- les coûts d'investissement initiaux : équipement intérieur, longueurs de réseaux BT triphasé et monophasé, longueurs de réseaux HTA, nombre de transformateurs, et les groupes de production (groupes électrogènes, éoliennes, cuve, génie civil)
- les coûts de fonctionnement et de maintenance, calculés à partir du calcul de l'énergie fournie par le réseau, l'énergie fournie par les groupes électrogènes et l'énergie produite par les éoliennes,
- les coûts de renouvellement.

Afin de comparer les différentes stratégies, en considérant un taux d'actualisation de 0,1 (actu), nous calculons le coût global actualisé (CGA) du système sur sa durée de vie :

$$CGA = Investissement + \sum_{an=1}^{20} \frac{Dépense_{an}}{(1 + actu)^{an}} \quad (\text{éq-II.19})$$

La comparaison des CGA des différentes stratégies permet enfin de déterminer la stratégie la plus appropriée pour l'électrification du village. Ces différents résultats peuvent également être visualisés selon différents paramètres :

- visualisation en fonction du coût de l'énergie électrique pour un coût de l'énergie fossile fixe, une longueur de connexion au réseau HTA fixe,

- visualisation en fonction du coût de l'énergie fossile pour un coût de l'énergie électrique fixe, une longueur de connexion au réseau HTA fixe,
- visualisation en fonction de la longueur de connexion au réseau HTA pour un coût de l'énergie électrique et de l'énergie fossile fixe.

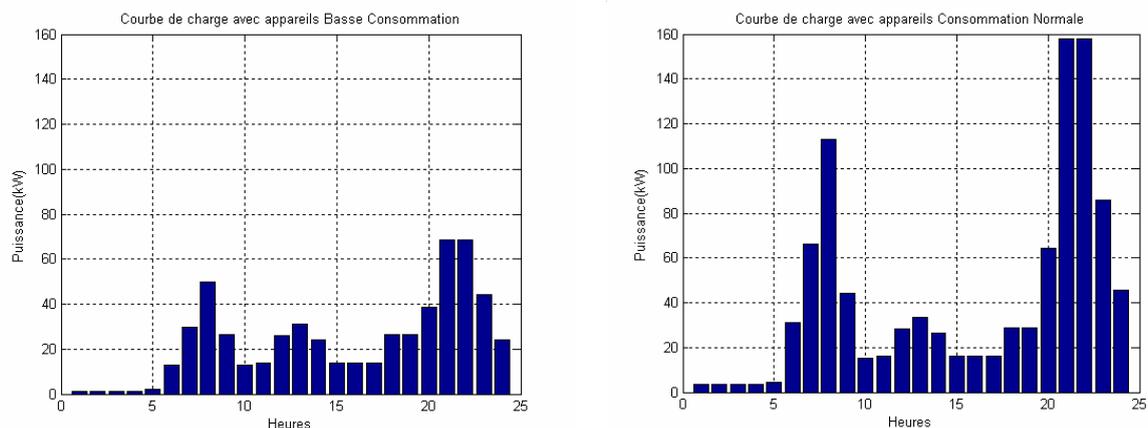
II.8 Exemples d'application

II.8.1 Introduction

Nous montrons tout d'abord sur cet exemple l'intérêt de l'utilisation d'appareils basse consommation et nous mettons en évidence l'existence d'une distance critique en terme de coût entre l'électrification centralisée et l'électrification décentralisée. Tous les exemples présentés ci-dessous sont bien évidemment des cas particuliers mais certaines conclusions générales peuvent toutefois être affirmées.

II.8.2 Mise en évidence de l'intérêt de l'utilisation d'appareils basses consommations

Nous présentons différents résultats fournis par l'outil pour un village théorique de type 3 de 1000 foyers (zone de 700 m par 400 m). La longueur de connexion à un réseau HTA préexistant est une variable du problème d'électrification. La figure II.15 illustre les courbes de charges calculées en utilisant ou non des appareils basses consommations à l'aide de la méthode présentée au § II.2.



**Figure II.15 : Courbe de charges journalière pour le village théorique considéré de 1000 foyers
Fourniture de l'énergie sur 24 heures**

Comme nous pouvons le constater, la puissance de pointe est 2,5 fois supérieure lorsque l'on n'utilise pas d'appareils Basse Consommation. L'énergie consommée est deux fois plus importante. Pour ce village, nous visualisons en figure II.16 les différents coûts d'investissement en considérant dans un premier temps qu'il existe un réseau HTA à 1 km de la zone à électrifier. De plus, nous considérons que l'installateur «réseau» prend à sa charge les coûts d'investissement liés à

l'éclairage (équipement intérieur), que ce soient des lampes basse consommation ou des lampes à consommation normale.

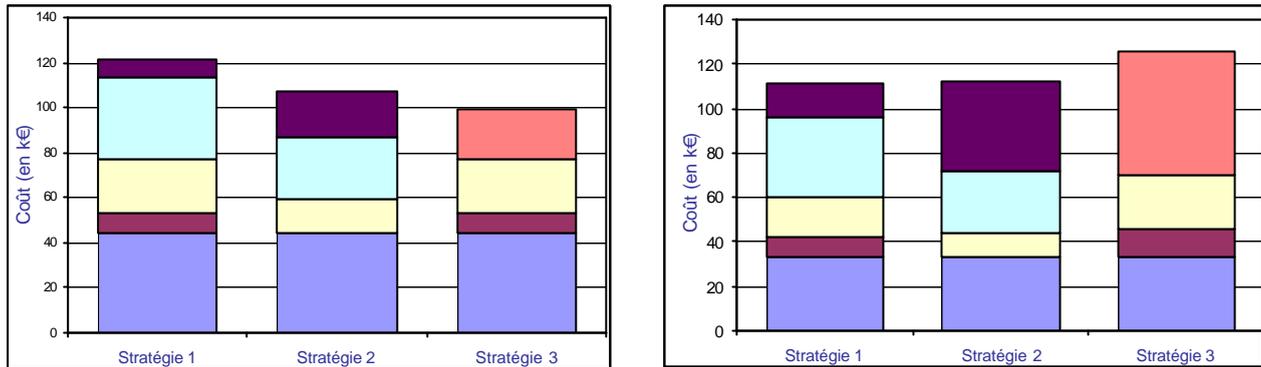
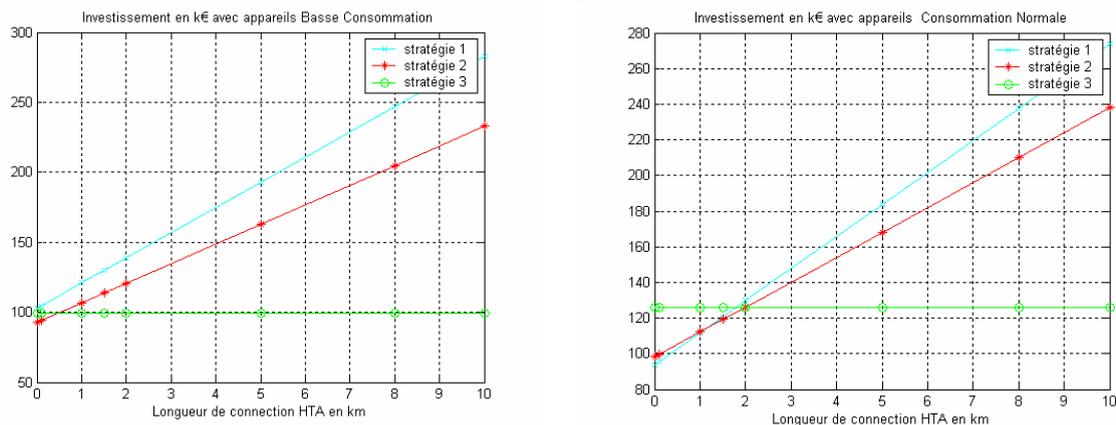


Figure II.16 : Coût d'investissement pour les différentes stratégies

Nous constatons tout d'abord que le coût d'investissement global lorsqu'on utilise des appareils basse consommation est légèrement inférieur (pour les stratégies 2 et 3) à l'autre solution malgré une nette augmentation du coût de l'investissement intérieur ; ceci est dû à un dimensionnement moindre du centre de production (pour la stratégie 3) ou un nombre plus faible de transformateurs (pour la stratégie 2).

Pour le calcul du bilan actualisé et du coût du kWh produit, nous visualisons les résultats (figure II.17) en fonction de la longueur de connexion à un réseau HTA préexistant pour un coût de l'énergie électrique égal à 0,15 €/kWh et pour un coût de l'énergie fossile égal à 0,3 €l.



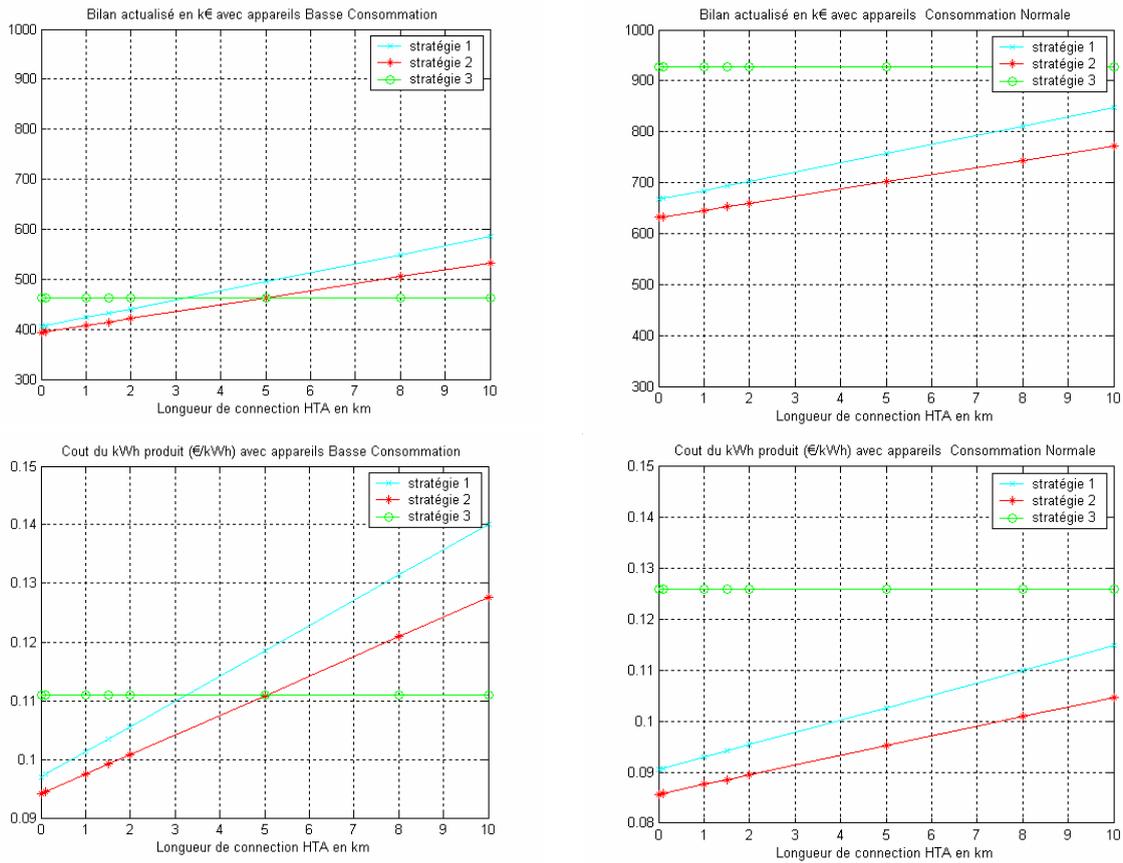


Figure II.17 : Bilan actualisé et coût du kWh produit en fonction de la longueur de connexion à un réseau HTA

La comparaison des bilans actualisés montre une diminution très importante du coût sur 20 ans (entre 30 % et 50 % environ selon la stratégie) lorsque l'on impose l'utilisation d'appareils basse consommation. Ceci montre l'intérêt de mettre en œuvre une politique de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) lors du dimensionnement du réseau électrique.

De plus, le coût du kWh électrique produit est plus élevé dans le cas de l'utilisation d'appareils à consommation normale (stratégie 3). Ceci nous conforte dans l'idée qu'il faut vendre un service électrique et non de l'énergie électrique pour obtenir le coût global le plus faible possible pour l'ensemble du système. De plus, nous venons de mettre en évidence l'importance de l'utilisation d'appareils basse consommation quelque soit la stratégie d'électrification.

La figure II.17 montre que nous allons électrifier ce village par un réseau HTA biphasé (stratégie 2) si la longueur de connexion est inférieure à 5 km. La stratégie décentralisée (stratégie 3) devient compétitive pour une longueur supérieure. On met ainsi en évidence l'existence d'une distance de raccordement critique pour le choix de la stratégie d'électrification. Celle-ci est détaillée dans le paragraphe suivant.

II.8.3 Evolution de la distance critique d'électrification

Nous décrivons ici un exemple de choix d'électrification pour différents villages (de 10 à 1000 foyers) de type 3 caractérisé par une distance critique d'électrification (entre l'électrification centralisée et l'ERD). Nous considérons que nous installons des appareils basse consommation et nous montrons les résultats pour différents couples de coût de l'énergie (électricité - diesel).

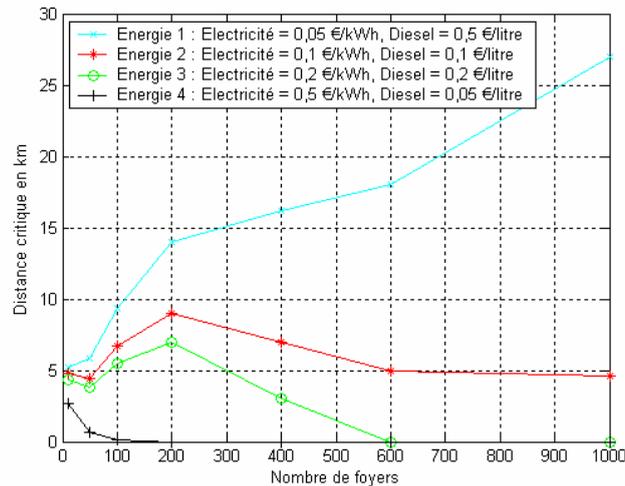


Figure II.18 : Evolution de la distance critique en km (ERD – Electrification centralisée) en fonction du nombre de foyers pour un village de type 3

De façon logique, la distance critique de raccordement augmente avec le rapport du coût de l'électricité sur celui du fuel. Le graphique montre que cette distance peut varier dans de grandes proportions pour un village donné.

II.8.4 Etude de sensibilité

Lors de la première étape de l'étude, il est possible de réaliser des erreurs sur l'estimation de la courbe de charge. Nous allons regarder les impacts de ces erreurs sur les résultats obtenus en réalisant une étude de sensibilité ; pour cela, nous affectons un coefficient multiplicateur à la courbe de charge d'origine. Les hypothèses de départ sont celles proposées au § II.8.2 avec appareils basse consommation, réseau HTA préexistant à 5 km.

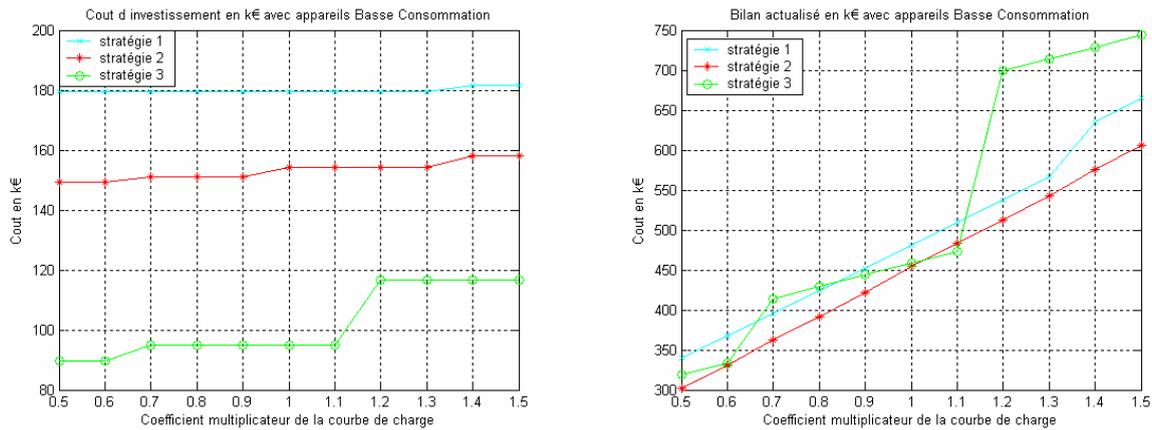


Figure II.19 : Evolution des coûts en fonction d'un coefficient multiplicateur de la courbe de charge

L'évolution des coûts d'investissement montre le caractère discret du choix de l'équipement (en raison d'un changement dans le matériel à installer). De plus, le choix de la stratégie d'électrification reste identique quelque soit l'erreur commise sur la courbe de charge. Les résultats sont donc peu sensibles à une erreur sur l'évaluation de la courbe de charge.

II.8.5 Evolutivité de la courbe de charge – et si la courbe de charge augmente ?

Des exemples de projet d'électrification rurale ont montré que celle-ci pouvait avoir un impact réel sur le développement économique d'un village (voir § I.2.4). De ce fait, la consommation prévue à l'année 0 peut considérablement augmenter sur la durée de vie du système ; cette augmentation de la consommation peut correspondre soit à :

- une augmentation par foyers (installation d'équipements électriques en plus),
- une augmentation du nombre de foyers de la zone à électrifier (migration due au développement économique engendré par l'électrification).

Il faut alors tenir compte de cette augmentation graduelle de charge sous peine de voir le réseau (dimensionné au départ pour l'année 0) à ses limites au bout de quelques années. Pour modéliser cet accroissement de charge dans notre dimensionnement, nous définissons un coefficient multiplicateur (C_{multi}) de la courbe de charge. Ainsi, si $C_{multi} = 2$, on considère que la courbe de charge a doublé (à l'horizon 20 ans) et que cet accroissement a été linéaire entre l'année 1 et l'année 20. Le tableau II.11 représente l'évolution de la distance critique entre les différentes stratégies considérées.

C_{multi}	1	2	3	4	5
Choix	Si $L < 5$ km, Str2 Si $L > 5$ km, Str3	Si $L < 2$ km, Str1 Si $L < 10$ km, Str2 Si $L > 10$ km, Str3	Si $L < 8$ km, Str1 Si $L < 11$ km, Str2 Si $L > 11$ km, Str3	Si $L < 10$ km, Str1 Si $L > 10$ km, Str3	Si $L < 9$ km, Str1 Si $L > 9$ km, Str3

Tableau II.11 : Différents résultats de choix de stratégie en fonction du coefficient multiplicateur de la courbe de charge

(Village de 1000 foyers, $C_{\text{fuel}} = 0,1 \text{ €l}$, $C_{\text{kWh_électrique}} = 0,1 \text{ €kWh}$)

Dans le cadre d'une préplanification, deux cas vont se présenter :

- soit le planificateur a su estimer l'évolution de la courbe de charge en fonction d'un certain retour d'expérience ; dans ce cas, il peut choisir aisément la stratégie d'électrification en fonction de la distance d'électrification,
- soit le planificateur ne sait pas estimer cette évolution de la courbe de charge ; dans ce cas, on a des pistes d'idée en analysant ce tableau :
 - si $L = 1 \text{ km}$, quelque soit l'hypothèse d'accroissement de la charge, on choisit une électrification centralisée (réseau HTA triphasé),
 - si $L = 3 \text{ km}$, on choisit d'électrifier la zone par une électrification par réseau HTA biphasé. Ainsi, si l'augmentation de la charge est conséquente (facteur 4 ou 5), on pourra éventuellement ajouter le 3^{ème} conducteur à moindre coût,
 - si $L = 7 \text{ km}$, on choisit une électrification par un réseau HTA biphasé (alors que si l'on considère uniquement la courbe de charge à l'année 0 on aurait choisi une électrification décentralisée),
 - si $L = 10 \text{ km}$, on choisit d'électrifier le village par l'ERD.

II.9 Synthèse du chapitre

Dans ce chapitre, nous avons développé une méthodologie permettant de calculer le coût d'électrification (pour un opérateur réseau) de différentes stratégies telles que l'électrification centralisée (par réseau HTA triphasé ou biphasé) et l'électrification rurale décentralisée. A partir des données socio-économiques recueillies sur le terrain, l'opérateur de réseau peut évaluer les types de services (S1 à S7) proposés aux villageois. Il détermine ainsi le « type » de village correspondant et peut, en fonction du nombre de foyers alimentés, calculer la courbe de charge moyenne du village. A partir de la puissance de pointe du village et d'une configuration du village prédéfinie, l'opérateur

peut alors dimensionner, en considérant certains critères techniques, le réseau à installer et ainsi le coût des différents équipements pour chaque configuration.

Cette méthodologie a été implantée dans un outil appelé «Ecoelectrify ». Pour illustrer la méthodologie de l'outil, l'exemple de l'électrification d'un village théorique de 1000 foyers a été traité. Grâce à cet exemple, nous avons pu mettre en évidence l'importance fondamentale de la mise en œuvre d'un programme de maîtrise de la demande en électricité afin de diminuer fortement (environ 30 %) les coûts d'électrification. Nous montrons également l'existence d'une distance critique de raccordement à un réseau HTA existant déjà, qui influera sur le choix entre l'électrification centralisée et l'ERD. Cette distance critique dépend de paramètres tels que les coûts énergétiques (électricité et fuel) et de la taille du village à électrifier.

Dans cette étape de calcul, le dimensionnement du système de production d'énergie électrique pour l'électrification rurale décentralisée reste simple puisque nous considérons que ce système de production est constitué uniquement par un groupe électrogène et une éolienne. Il existe bien entendu d'autres typologies de centres de production. Ces centres vont être décrits au chapitre III ainsi que les méthodes de dimensionnement et d'optimisation développées. Ce dimensionnement correspond à l'étape 2 de l'outil Ecoelectrify [T.4] présentée sur la figure suivante :

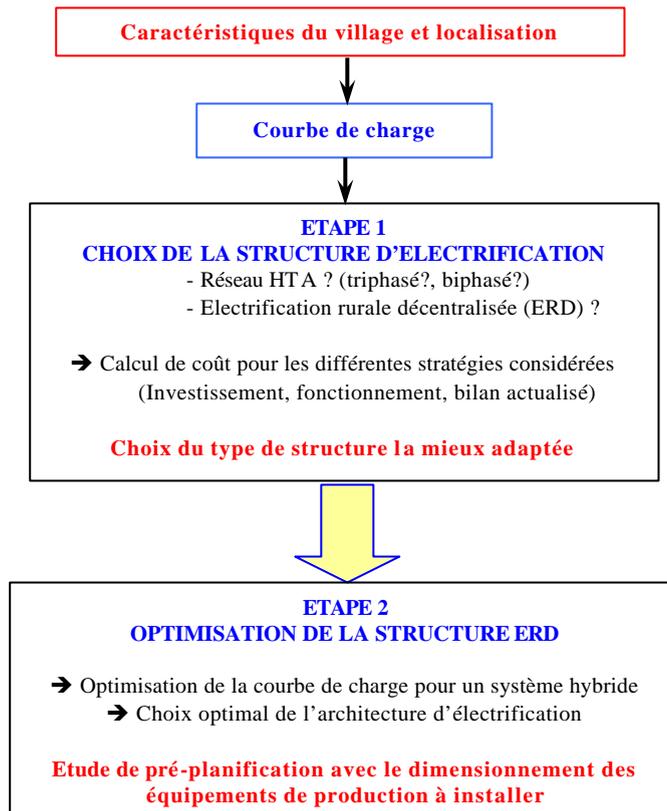


Figure II.20 : Synoptique décrivant les fonctionnalités de l'outil de calcul de coût « Ecoelectrify »

Chapitre III
Dimensionnement d'un centre de production pour l'ERD
(Electrification Rurale Décentralisée)

Chapitre III

Dimensionnement d'un centre de production pour l'ERD (Electrification Rurale Décentralisée)

III.1 Introduction

Dans l'étape 1 de l'outil de calcul de coût Ecoelectrify (cf figure II.20), nous considérons que le système de production d'énergie électrique pour l'ERD est simple et constitué par un groupe électrogène associé éventuellement à une éolienne. Il s'agit en effet du système qui semble être le plus fiable, le plus simple et le moins coûteux (à l'investissement) des systèmes ERD. Ce type de système présente cependant certaines contraintes non négligeables :

- des coûts de fonctionnement élevés en raison d'un rendement non optimal puisque le Groupe Electrogène (GE) travaille très rarement à sa puissance nominale (la puissance fournie doit suivre la courbe de charge),
- des coûts de transport de l'énergie fossile très élevés, pour les villages éloignés des infrastructures de transport du pays (îles, villages en montagne, etc),
- des nuisances environnementales telles que le bruit ou la pollution.

Pour minimiser les coûts de fonctionnement, après une étude qualitative, il nous est apparu utile de faire réapparaître le concept de mutualisation des sources de production existant actuellement dans les systèmes électriques de grandes tailles. Ce type de centre de production est alors appelé «système hybride » et est constitué en général de groupes électrogènes, de sources d'énergies renouvelables (éolienne, photovoltaïque ou microhydraulique) pour gagner sur les coûts d'exploitation du groupe électrogène (gain en fuel et en durée de fonctionnement) et d'un système de stockage.

Cependant, les coûts d'investissement pour un système hybride sont alors nettement plus élevés en raison de l'utilisation de sources d'énergie renouvelable, de systèmes de stockage et de l'électronique de puissance qui y est associée. Il faut alors trouver un compromis entre le coût d'investissement et les coûts de fonctionnement en calculant le coût actualisé du système.

Dans ce chapitre, nous nous intéressons aux centres de production utilisés pour l'Electrification Rurale Décentralisée de puissances inférieures à 100 kW. Nous réalisons tout d'abord une étude bibliographique montrant qu'il existe différents types de centres de production : des centres dont l'énergie électrique fournie provient principalement de groupes électrogènes et des centres dont l'énergie électrique fournie provient principalement des énergies renouvelables (EnR). Nous explicitons ensuite les contraintes techniques des différents composants pouvant être utilisés dans un centre de production (GE, éoliennes, batteries, convertisseur d'électronique de puissance). Nous décrivons enfin les différents centres de production adaptés à l'ERD. Par souci de clarté de la présentation, nous ne présenterons que l'utilisation d'un seul type d'EnR ; l'énergie éolienne. L'énergie photovoltaïque est à priori plus adaptée à une utilisation pour les systèmes individuels. La méthode développée afin de choisir correctement la taille des éléments constituant un centre de production est ensuite explicitée ainsi que la méthode utilisée afin de minimiser le coût de production du kWh électrique. Ceci correspond à l'étape 2 de l'outil de calcul de coût.

III.2 Nomenclature pour le chapitre III

$C_{Batterie}^{Inv}$	€kWh	Coût d'investissement de la batterie
C_{Eolien}^{Inv}	k€	Coût d'investissement de l'éolienne
C_{EP}^{Inv}	€kW	Coût d'investissement d'un convertisseur d'électronique de puissance
C_{GE}^{Inv}	k€	Coûts d'investissement du GE
$C_{Réservoir_fuel}^{Inv}$	€litre	Coût du réservoir de fuel (cuve)
C_{Eolien}^{Main}	k€/an	Coût de maintenance de l'éolienne
C_{GE}^{Main}	€kWh	Coûts de maintenance du GE
$C_{Batterie}^{Main}$	€kWh	Coût de maintenance de la batterie
C_{EP}^{Main}	€kW	Coût de maintenance d'un convertisseur d'électronique de puissance
$D_{Batterie}^{Vie}$	an	Durée de vie des batteries
N_{al_fuel}	1/an	Nombre de fois où l'on alimente la cuve de fuel par an
PCI_V	kWh/l	Energie contenue dans un litre de combustible,
$P_{Batterie}^{charge_max}$	kW	Puissance de charge maximale de la batterie
$P_{Batterie}^{décharge_max}$	kW	Puissance de décharge maximale de la batterie
$P_{GE}, P_{GE}^0, P_{GE}^{min}$	kW	Puissance de fonctionnement, nominale, minimale du groupe électrogène
P_{Eolien}, P_{Eolien}^0	kW	Puissance de fonctionnement et puissance nominale de l'éolienne
$Q_{Batterie}^0$	kWh	Capacité nominale de la batterie
Q_V	litre/h	Consommation du GE à la puissance P_{GE}
v_r, v_c, v_f, v	m/s	Vitesse nominale, de démarrage, de coupure de l'éolienne, et du vent
$h_{Batterie}, h_{EP}, h_{GE}$	-	Rendement de la batterie, d'un convertisseur d'EP, d'un GE

III.3 Définition de différents centres de production et méthodologie de dimensionnement

III.3.1 Etude bibliographique

Dans cette partie, nous recensons tout d'abord les différents centres de production pouvant être utilisés dans le cadre de l'Electrification Rurale Décentralisée. Le tableau III.1 présente les résultats résumés de cette étude bibliographique.

[III.1]	Le système de production est constitué par deux sources complémentaires ; une source principale (éolienne MS avec un redresseur intégré dans la machine) et une source secondaire (groupe diesel). En complément, nous pouvons noter la présence d'une batterie pour le stockage et pour réaliser un tampon entre l'éolien et la charge.
[III.2]	Le système de production est constitué par un ensemble de panneaux photovoltaïques (PV) associés à un système de stockage par batterie. La batterie peut être chargée par un groupe électrogène. Ce système permet d'arriver à une meilleure fiabilité qu'un système PV sans groupe électrogène. Le diesel réduit la taille du PV et le PV réduit le temps de fonctionnement du diesel, la consommation en fuel, la maintenance et les coûts de remplacement.
[III.3]	Le système de production est constitué par une éolienne associée à un système de stockage par batterie. La non utilisation d'un groupe de secours oblige ici d'avoir un système de stockage de taille importante (environ cinq jours d'autonomie).
[III.4]	Le système de production est constitué par une éolienne et des panneaux PV associé à un système de stockage. Ce système n'utilise pas de groupe diesel.
[III.5]	Le système de production est constitué par un ensemble éolien + panneaux PV associé à des batteries. Un groupe électrogène est utilisé uniquement lorsque l'ensemble ne peut plus rien fournir. On utilise également une charge ballaste (dump load) dans le cas où l'ensemble du système à base d'EnR ne peut plus fournir l'énergie électrique nécessaire.
[III.6]	Le système de production est constitué par un ensemble de groupes électrogènes associés à un parc éolien et des panneaux PV (avec stockage) ; le tout alimentant l'île grecque de Kythnos. La présence des énergies renouvelables est là pour réduire la consommation en fuel des groupes électrogènes.
[III.7]	Le système de production est constitué par un ensemble de groupes électrogènes associés à un parc éolien et des panneaux PV (avec stockage) et une charge ballaste.
[III.8]	Le système de production est constitué par un groupe diesel associé à des panneaux PV et des batteries. Le groupe électrogène est éteint aux heures creuses lorsque les batteries peuvent fournir l'énergie électrique.

Tableau III.1 : Etude bibliographique résumant différents types de centre de production pour l'ERD

Le tableau III.1 fait apparaître deux types de centres de production ; les centres utilisant principalement les énergies renouvelables (de [III.1] à [III.5]) et les centres utilisant principalement l'énergie fossile comme source de production (de [III.6] à [III.8]).

Les différents exemples présentés dans le tableau III.1 montrent qu'il existe un nombre très important de configurations de centres de production, que ce soit pour les systèmes basés sur les GE ou les systèmes basés sur les EnR. Pour des raisons de clarté de présentation des résultats, nous utiliserons dans cette partie les systèmes utilisant uniquement l'EnR « Eolien ».

La figure III.1 résume les caractéristiques principales de dimensionnement de ces deux types de centres :

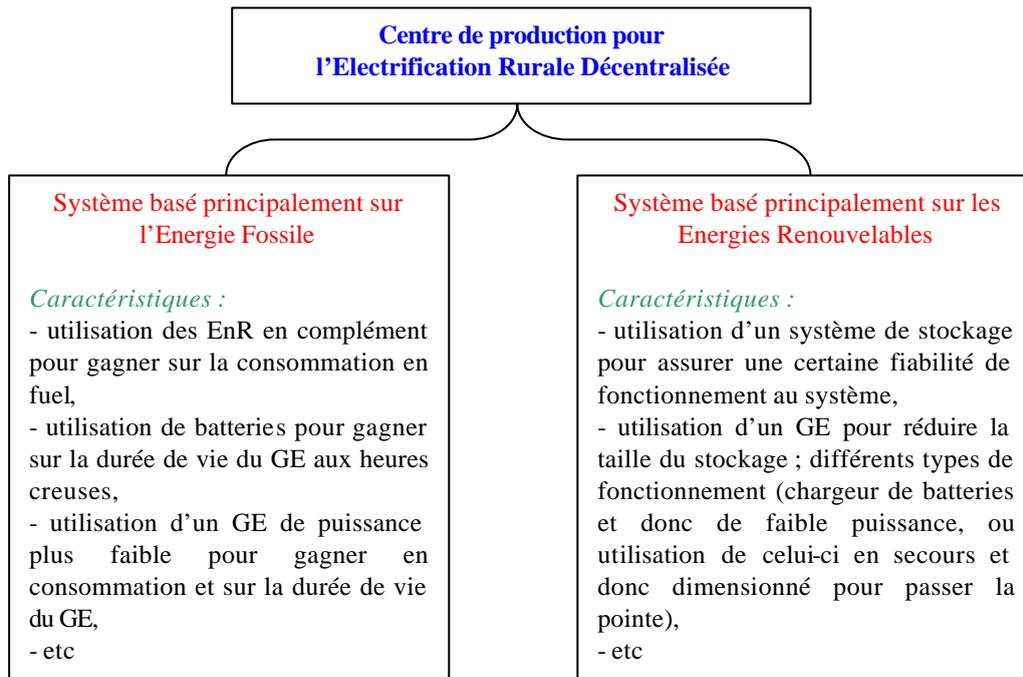


Figure III.1 : Caractéristiques des deux types de centre de production envisagés pour l'ERD

Nous allons présenter tout d'abord la méthodologie générale de dimensionnement de ces systèmes ERD.

III.3.2 Méthodologie de dimensionnement

La méthode de dimensionnement utilisée est la méthode dite « d'essai et d'erreur » ; il s'agit de tester un certain nombre de solutions potentielles jusqu'à l'obtention d'une solution adéquate [III.15]. Pour cela, il est nécessaire de choisir les variables du problème (variation des paramètres), l'espace de recherche (limites de variation de ces paramètres), et la fonction objectif (objectifs à atteindre). La figure III.2 décrit ce processus de dimensionnement.

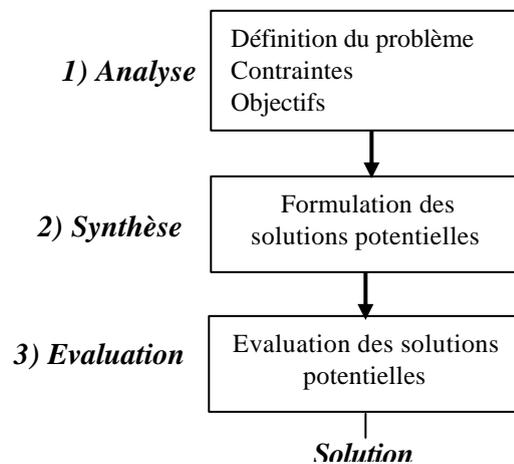


Figure III.2 : Descriptif d'un processus de dimensionnement par la méthode d'essai et d'erreur

Cette méthode a été choisie pour dimensionner au mieux un centre de production pour l'Electrification Rurale Décentralisée. Il est alors nécessaire de déterminer la combinaison des différents éléments de production (variables) minimisant son bilan actualisé (fonction objectif) sur la durée de l'étude ($D_{Etude} = 20$ ans). Celui-ci est constitué par :

- les coûts d'investissement,
- les coûts de fonctionnement (maintenance, consommation en fuel, etc),
- les coûts de renouvellement.

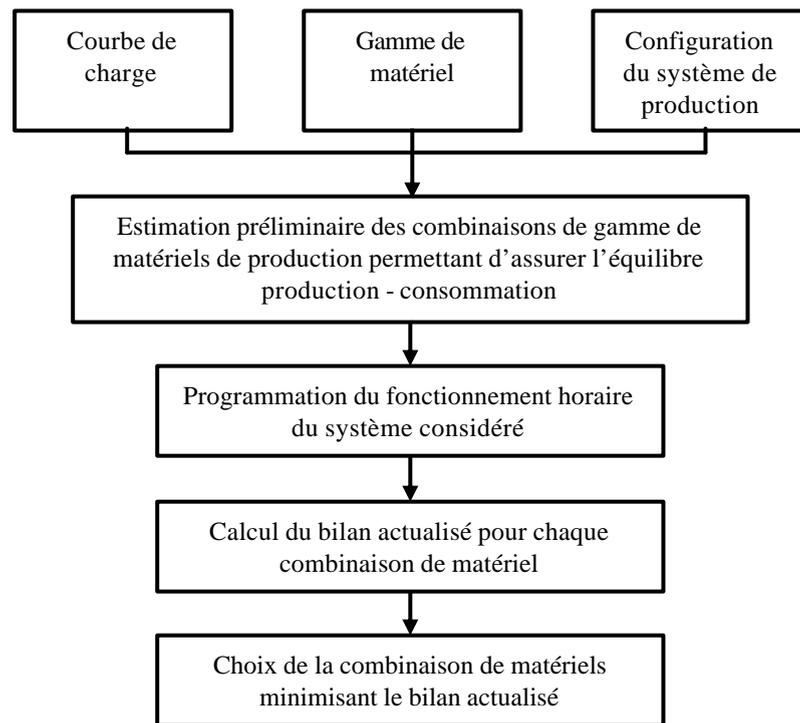


Figure III.3 : Méthode de dimensionnement pour choisir l'équipement à installer pour une configuration prédéfinie de système ERD

Pour déterminer les coûts horaires de fonctionnement de chacun des systèmes, nous effectuons une analyse temporelle du fonctionnement en discrétisant le temps (créneau d'une heure). L'équation de base représentant l'évolution du système est le bilan de puissance :

$$P_{Charge}(h) = \sum_{Génération} P_{Génération}(h) \quad \forall h \in D_{Etude} \text{ et } \forall Génération \quad (\text{éq-III.1})$$

III.1)

Dans ce cas, P_{Charge} représente la charge vue depuis le centre de production (charge des clients plus les pertes dans le réseau de distribution BT). La détermination des différents vecteurs $P_{Génération}$ (P_{GE} , P_{Eolien} et $P_{Batterie}$) s'effectue grâce à la programmation du fonctionnement envisagé. On peut

ainsi déterminer les différents coûts horaires de fonctionnement des éléments de production puis enfin en déduire les coûts actualisés du système comme le montre la figure III.3.

III.3.3 Choix du créneau horaire de dimensionnement

La taille de ces vecteurs (20 ans * 365 jours * 24 heures = 175 200 heures) est trop importante pour un calcul rapide ; il est donc nécessaire de le réduire. Pour cela nous devons faire des hypothèses sur une taille suffisamment représentative de ces paramètres.

Pour la donnée d'entrée « charge », nous utilisons la courbe de charge moyenne calculée grâce à la méthode présentée en partie II.2 ; ainsi une évaluation sur 24 heures de la courbe de charge moyenne est suffisante.

Pour les éléments de production, la puissance fournie par les groupes électrogènes (P_{GE}) sera une donnée de « sortie » à calculer du bilan de puissance. Par contre, pour les sources de production renouvelables, la puissance (P_{Eolien}) est calculée implicitement grâce à la vitesse de vent disponible (donnée d'« entrée »). Il est cependant nécessaire de réaliser une hypothèse sur cette donnée d'entrée aléatoire. Trois niveaux d'hypothèses ont été considérés.

Niveau 1	On considère qu'en moyenne une éolienne fournit 0,3 fois sa puissance nominale ; on définit ainsi l'éolienne comme une charge négative ($-0,3 * P_{Eolien}^0$). Aucune donnée d'entrée concernant la vitesse du vent sur le site n'est alors nécessaire ; la vitesse moyenne du vent peut toutefois permettre d'affiner ce chiffre. C'est l'hypothèse prise au Chapitre II.
Niveau 2	<p>Une étude sur le terrain est réalisée afin de déterminer la distribution de la vitesse du vent ; celle-ci dessine une courbe statistique nommée distribution de Weibull. La fonction de densité de probabilité est alors donnée par :</p> $f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (\text{éq-III.2})$ <p>avec c: paramètre d'échelle de Weibull (ex, c = 7.9), k: paramètre de forme de Weibull (ex, k = 2), v: vitesse du vent.</p> <p>A partir de cette distribution du vent, on reconstruit une courbe horaire aléatoire de vent grâce au modèle suivant [III.23] :</p> <p>$v(t) = m + s * y(t)$: avec v(t): vitesse du vent à l'instant t, m : vitesse moyenne du vent, s : déviation standard</p> <p>y(t) est une suite numérique dépendant du temps dont voici un exemple :</p> $y(t) = 1,79 * y(t-1) - 0,91 * y(t-2) + 0,1 * y(t-3) + a(t) - 1,09 * a(t-1) + 0,29 * a(t-2) \quad (\text{éq-III.3})$ <p>Pour un site dont la vitesse moyenne du vent est de 11 m/s, la puissance fournie par une éolienne de 100 kW sur une semaine est alors :</p>

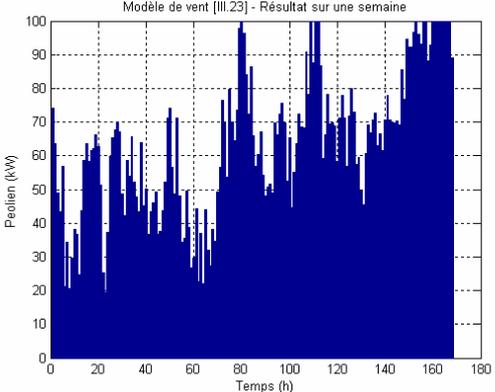
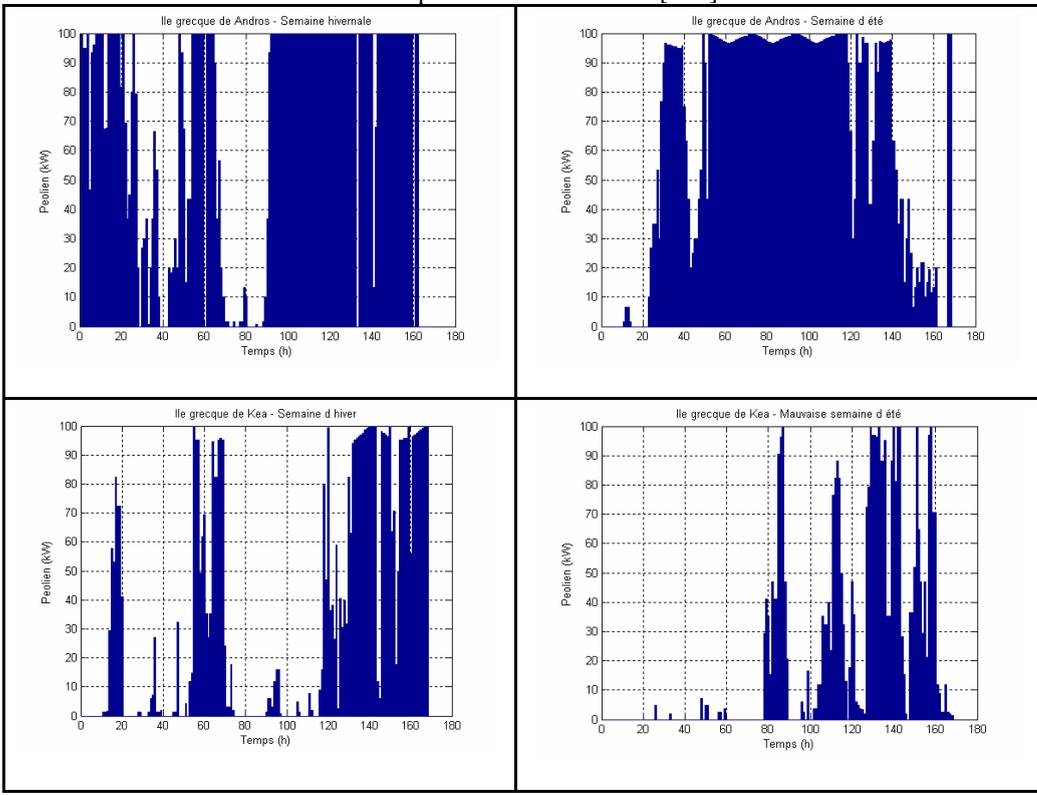
	 <p>Le modèle de cette courbe de vent est assez réaliste ; cependant les créneaux horaires où la vitesse du vent est très faible (production éolienne nulle) ne sont pas représentés.</p>
<p>Niveau 3</p>	<p>Une étude sur le terrain est réalisée et on utilise la courbe de vent mesurée pour les calculs de fonctionnement de chacun des systèmes. Nous présentons ici l'exemple de la puissance fournie par une éolienne de 100 kW sur une semaine pour des îles en Grèce [III.3].</p>  <p>L'utilisation de courbes de vent réel permet de tenir compte de créneaux horaires où la production éolienne sera nulle.</p>

Tableau III.2 : Hypothèses pour la modélisation du vent

Ainsi, pour les deux premières hypothèses, la courbe de vent retenue ne présente pas de créneaux horaires où la vitesse du vent est nulle. Le calcul du fonctionnement du système sera ainsi trop optimiste et on risque de sous-dimensionner le système de stockage (particulièrement pour les systèmes basés sur l'EnR « Eolien »). On préférera donc pour le dimensionnement utiliser directement des mesures sur site dans la mesure du possible..

III.3.4 Conclusion

Nous choisissons de représenter les résultats de calcul du fonctionnement horaire de chacun des systèmes sur une semaine, période suffisamment importante pour faire apparaître les phénomènes aléatoires dus aux EnR. Pour cela, nous utilisons en données d'« entrée » du calcul la courbe de charge définie pour un village de type 3 de 1000 foyers avec des appareils basses consommations (figure II.16) et la courbe de vent sur un mois (assemblage des 4 courbes de vent sur une semaine du tableau III.2).

Nous allons maintenant expliciter le fonctionnement des centres de production basés sur les groupes électrogènes.

III.4 Contraintes de fonctionnement des différents éléments d'un centre de production

Dans cette partie, nous décrivons les différentes contraintes de fonctionnement des éléments de production utilisés dans notre étude de dimensionnement de centres de production :

- les groupes électrogènes (GE),
- les éoliennes,
- les systèmes de stockage,
- les convertisseurs d'électronique de puissance (EP).

III.4.1 Contraintes techniques des GE

Dans les gammes des petites et moyennes puissances, il existe différents types d'entraînement pour les groupes électrogènes ; pour les faibles puissances on utilise les moteurs à essence et les moteurs diesel pour les puissances supérieures à 2 kW. Etant donné la gamme de puissance considérée, nous utiliserons des moteurs diesel dont la vitesse de rotation est soit de 3000 tr/min (utilisation pour de courtes périodes sur la journée), soit de 1500 tr/min (utilisation en continue sur la journée).

Nous utilisons ici un modèle développé au Centre de Recherches «Energie et Systèmes» (URA-CNRS-2053) de l'Université de Corse qui a réalisé des études expérimentales [III.2] sur les groupes électrogènes de petites puissances. Un groupe électrogène est défini par son rendement h_{GE} et par sa consommation Q_V (en litre/h) à une puissance de fonctionnement P_{GE} .

Le rendement	$h_{GE} = \frac{P_{GE}}{PCI_V * Q_{GE}} \quad (\text{éq-III.4})$
---------------------	--

La consommation	$Q_V = Q_V^0 * (1 + x * \frac{P_{GE}}{P_{GE}^0}) \text{ avec } l = 1 - x \text{ et } x = \frac{P_{GE}^0}{h_{GE} * PCI_V * Q_V^0} \quad (\text{éq-III.5})$
	P_{GE}^0 : puissance nominale du groupe Q_V^0 : consommation à cette puissance nominale PCI_V : énergie contenue dans un litre de combustible, Q_V^0 / P_{GE}^0 : consommation spécifique du groupe.
	En prenant comme valeur pour les groupes diesel : $PCI_V = 10,08 \text{ kWh/l}$, $Q_V^0 / P_{GE}^0 = 0,3 \text{ l/kWh}$, On obtient le modèle de la consommation d'un groupe électrogène :
	$Q_V = 0,3 * P_{GE}^0 * (0,22 + 0,78 * \frac{P_{GE}}{P_{GE}^0}) \quad (\text{éq-III.6})$

Tableau III.3 : Rendement et consommation d'un GE à moteur diesel [III.2]

Pour cette étude, nous gardons le concept de gamme de matériel ; nous avons ainsi choisi une gamme de sept GE entre 5 kW et 100 kW. Les coûts d'investissement (C_{GE}^{Inv}) sont indicatifs et dépendront de la localisation du village à électrifier. Le coût d'installation est pris égal à 10 % du coût d'investissement.

	GE1	GE2	GE3	GE4	GE5	GE6	GE7
P_{GE}^0 (kW)	5	10	20	40	50	80	100
C_{GE}^{Inv} (k€)	6	8	12	16	20	23	25

Tableau III.4 : Gamme de GE utilisée dans l'étude

La durée de vie considérée est de 10 000 heures pour un GE fonctionnant à 1500 tr/min et de 6 000 heures pour un GE fonctionnant à 3 000 tr/min. De plus, étant donné que le fonctionnement d'un GE à faible puissance conduit à un fonctionnement à froid ([III.9],[III.10]), qui empêche une bonne combustion et entraîne ainsi une dégradation rapide de l'huile de lubrification, nous imposons une puissance minimale de fonctionnement de 40 % de la puissance nominale ($P_{GE}^{min} = 0,4 * P_{GE}^0$) ce qui donne les courbes de consommation présentées en figure III.4.

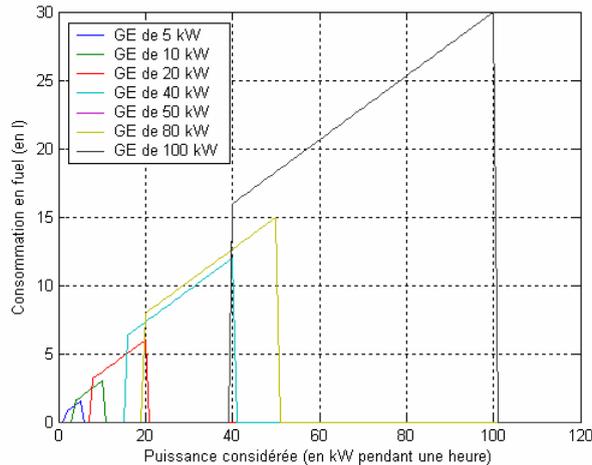


Figure III.4 : Consommation en fuel des différents GE (déterminée à partir de la formule (éq-III.5))

Les coûts de maintenance sont en général difficiles à évaluer ; certains préconisent un coût proportionnel au coût d'investissement tandis que d'autres considèrent un coût fixe par kWh fourni. Ces deux solutions semblent approximatives puisqu'elles ne tiennent pas compte du temps de fonctionnement et de la puissance de fonctionnement du GE. Nous avons choisi d'utiliser la méthode développée par Muselli [III.2] qui tient compte du coût et de la fréquence de différentes opérations de maintenance telles que le remplacement de l'huile, des filtres à huile et à air ainsi que le coût de la main d'œuvre (celle-ci dépendra bien évidemment du pays où est installé le système hybride). Nous avons donc choisi d'utiliser cette formule [III.2] applicable aux GE de la gamme considérée pour calculer les coûts de maintenance horaire :

$$C_{GE}^{Main} = \frac{1}{600} * [(0,242 + 0,3505 * P_{GE}) * 15,2 + 120,8] \quad (\text{éq-III.7})$$

Un réservoir de fuel est associé au groupe diesel ; son coût est de 1,7 €/l ; le coût du réservoir dépend ainsi du nombre de ravitaillements ($N_{a\lim_fuel}$) envisagés sur une année. Ce nombre sera ainsi très faible pour une zone très éloignée (en montagne par exemple) et conduira alors à un réservoir de très grande dimension ; ce paramètre sera ainsi influant sur le choix du système à installer.

III.4.2 Contraintes techniques des Eoliennes

Il existe deux types de génératrice [III.12] utilisée pour les éoliennes :

- les génératrices asynchrones (MAS) qui peuvent être utilisées en étant connectées directement au réseau électrique,

- les génératrices synchrones (MS) qui fonctionnent à une fréquence variable en fonction de la vitesse de rotation et donc de la vitesse du vent. Le raccordement au réseau s'effectue alors par un convertisseur d'électronique de puissance (EP) qui comporte un étage redresseur, un bus continu et un onduleur. L'onde sinusoïdale est reconstruite en gérant plus facilement la qualité de l'énergie produite.

La puissance extraite par une éolienne de puissance nominale (P_{Eolien}^0) dépend de la vitesse du vent. Pour calculer cette puissance (P_{Eolien}), nous avons utilisé un modèle simple, le modèle linéaire, décrit par les équations suivantes [III.12] :

(éq-III.8) $ \begin{cases} P_{Eolien} = 0 & \text{si } v < v_c \\ P_{Eolien} = P_{Eolien}^0 * \left(\frac{v_c}{v_c - v_r} + \frac{1}{v_c - v_r} * v \right) & \text{si } v_c \leq v \leq v_r \\ P_{Eolien} = P_{Eolien}^0 & \text{si } v_r < v \leq v_f \\ P_{Eolien} = 0 & \text{si } v > v_f \end{cases} $ avec v_r : vitesse nominale de l'éolienne v_c : vitesse de démarrage de l'éolienne v_f : vitesse de coupure de l'éolienne	
--	--

Tableau III.5 : Modèle linéaire pour le calcul de la puissance fournie par une éolienne [III.12]

L'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) a édité en 2002 un catalogue [III.11] des fabricants d'éoliennes de petite et moyenne puissance (entre 1 kW et 20 kW pour les éoliennes de type MS avec EP et entre 5 et 60 kW pour les éoliennes de type MAS). A partir de ce catalogue, nous avons construit une gamme d'éoliennes pouvant être utilisées pour l'ERD ; celle-ci est présentée dans les paragraphes suivants.

III.4.2.1 Les éoliennes de type MAS

Le tableau III.4 regroupe les caractéristiques des éoliennes de type MAS utilisées [III.11]. Pour les puissances supérieures à 60 kW, nous construisons un parc éolien à partir de l'éolienne de 60 kW en utilisant 2 ou 3 éoliennes (120 ou 180 kW). La durée de vie d'une éolienne est prise égale à 20 ans. C_{Eolien}^{Inv} correspond à l'investissement éolien en k€ et C_{Eolien}^{Maint} correspond au coût de maintenance d'une éolienne estimé en k€/an.

	Eolienne 1	Eolienne 2	Eolienne 3	Eolienne 4	Eolienne 5
$P_{éolien}^0$ (kW)	5	10	15	20	60
v_c (m/s)	4,5	4	4,5	4,5	4,5
v_r (m/s)	15	12	13	16	16
v_f (m/s)	60	80	60	60	60
C_{Eolien}^{Inv} (k€)	12	27,4	29,8	31,9	63,8
C_{Eolien}^{Maint} (k€/an)	0,5	0,5	0,5	0,6	0,8

Tableau III.6 : Caractéristiques des éoliennes de type MAS

III.4.2.2 Les éoliennes de type MS

Le tableau III.7 regroupe les caractéristiques des éoliennes de type MS utilisées [III.11]. Pour les puissances supérieures à 20 kW, nous construisons un parc éolien à partir de l'éolienne de 20 kW en utilisant 2, 3, 5, 8 ou 10 éoliennes (40, 60, 100, 160 ou 200 kW). Nous considérons que la durée de vie d'une éolienne est de 20 ans.

	Eolienne 1	Eolienne 2	Eolienne 3	Eolienne 4	Eolienne 5
$P_{\text{éolien}}^0$ (en kW)	1	4	6	10	20
v_c (en m/s)	3	3	2,5	3,6	3,6
v_f (en m/s)	11	13,5	12	11	12
v_r (en m/s)	54	50	60	60	54
$C_{\text{Eolien}}^{\text{Inv}}$ (k€)	2,8	6,6	11,5	25	28,7
$C_{\text{Eolien}}^{\text{Maint}}$ (k€/an)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Tableau III.7 : Caractéristiques des éoliennes de type MS

III.4.3 Contraintes techniques des Batteries

Parmi tous les systèmes de stockage possibles (les batteries, les volants d'inertie, le stockage inertiel par pompage de l'eau, etc) nous avons choisi d'utiliser les batteries au plomb (batteries de voiture) qui sont actuellement les moins onéreuses et également les plus faciles à trouver dans les PED.

Dans cette étude, nous définissons les batteries en nombre de jours d'autonomie vis-à-vis de la courbe de charge. Ainsi pour la courbe de charge présentée en figure II.16, un jour d'autonomie correspond à une batterie de capacité 560 kWh (Q_{Batterie}^0).

Au niveau des coûts, nous considérons que le coût d'investissement en batterie ($C_{\text{Batterie}}^{\text{Inv}}$) est égal à 150 €/kWh installé, que le coût de maintenance ($C_{\text{Batterie}}^{\text{Maint}}$) est égal à 10 €/kWh installé et que la durée de vie ($D_{\text{Batterie}}^{\text{Vie}}$) des batteries est de 5 ans.

Afin d'optimiser la durée de vie des batteries, l'énergie stockée doit être comprise entre 30 % et 90 % de sa capacité nominale ; de plus, il vaut mieux que la batterie ne puisse se charger ou se décharger de plus de 20 % de sa capacité nominale pendant une heure (ainsi pendant une heure, une batterie de 100 kWh ne peut se charger ou se décharger à une puissance supérieure ou égale à 20 kW). Le rendement de la batterie (η_{Batterie}) est pris égal à 0,85 [III.13].

Dans cette partie, la puissance fournie par la batterie à l'heure h est notée $P_{\text{Batterie}}(h)$; ainsi $P_{\text{Batterie}}(h)$ est négatif si on charge la batterie et $P_{\text{Batterie}}(h)$ est positif si on décharge la batterie (convention générateur).

Les contraintes techniques de la batterie sont résumées ainsi :

- $Q_{Batterie}^{\min} = 0.3 * Q_{Batterie}^0$, capacité minimale de la batterie,
- $Q_{Batterie}^{\max} = 0.9 * Q_{Batterie}^0$, capacité maximale de la batterie,
- $P_{Batterie}^{charge_max} = -0.2 * Q_{Batterie}^0$, puissance de charge maximale de la batterie,
- $P_{Batterie}^{décharge_max} = 0.2 * Q_{Batterie}^0$, puissance de décharge maximale de la batterie.

III.4.4 Les convertisseurs d'électronique de puissance

Le coût d'investissement d'un convertisseur d'EP [III.14] (C_{EP}^{Inv}) est pris égal à 1000 €/kW, le coût de maintenance (C_{EP}^{Maint}) est de 10 €/kW, et le rendement (h_{EP}) est de 0,9.

III.5 Les centres de production basés sur les GE

III.5.1 Introduction

Après avoir identifié les contraintes techniques des différents éléments constituant un centre de production pour l'ERD, les centres de production basés sur les GE vont être présentés. Ceux-ci correspondent à une association au système de base utilisant un GE (« Système_1GE ») d'autres sources de production telles qu'un système de stockage, une ou des éoliennes, et/ou un autre groupe électrogène afin de minimiser les coûts de fonctionnement de l'ensemble du système.

La gamme de matériel considérée pour ce dimensionnement est :

- GE : 5, 10, 20, 40, 50, 80, 100 kW (tableau III.4),
- Eoliennes : 5, 10, 15, 20, 60, 120, 180 kW (tableau III.6) en MAS (le GE s'occupe du réglage de la fréquence et de la tension),
- Batteries : 0.05, 0.1, 0.15, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1 jour d'autonomie ; en effet les systèmes «GE » ne nécessitent pas une taille de batterie importante puisque celle-ci est utilisée pour minimiser les coûts de fonctionnement (pic, extinction des GE).

Les différents systèmes de type «GE » avec leur mode de dimensionnement sont tout d'abord présentés puis, pour un exemple de système, nous explicitons son dimensionnement ainsi que l'évolution de certaines de ces caractéristiques.

III.5.2 Système de base comportant un GE

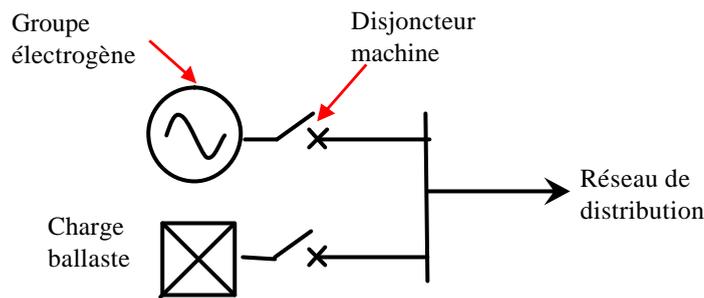


Figure III.5 : Configuration du système de base comportant un GE : Système_1GE

Pour ce système (figure III.5), la puissance fournie par le groupe électrogène suit la courbe de charge ; celui-ci est donc dimensionné pour passer la puissance de pointe. Il fonctionne en permanence (24h / 24h) et assure le réglage de la fréquence et de la tension du réseau. De plus, il doit travailler entre la puissance minimale de fonctionnement et sa puissance nominale ($0,4 * P_{GE}^0 \leq P_{GE}(h) \leq P_{GE}^0$). Pour pouvoir fonctionner à cette puissance minimale, une charge variable (charge ballaste) est ajoutée au système. Celle-ci consomme le surplus de puissance généré par le GE lorsque la charge est inférieure à P_{GE}^{\min} . Si on souhaite rendre cette énergie utile perdue, on pourra remplacer la charge ballaste par une pompe ou un chauffe eau par exemple.

III.5.3 Systèmes comportant un GE et une batterie

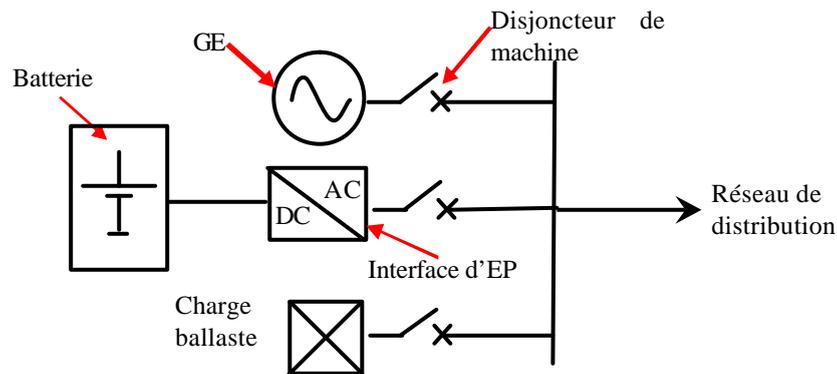


Figure III.6 : Configuration du système comportant un GE et une batterie : Système_1GE_batterie

L'introduction d'une batterie dans le système permet de limiter le nombre d'heures de fonctionnement du GE en faisant travailler la batterie aux heures creuses de la courbe de charge. Ainsi, on utilise moins la charge ballaste (moins de pertes). De plus, pour charger la batterie, on peut faire travailler le GE proche de sa puissance nominale et donc à un meilleur rendement.

Pour ce système, on considère deux types de dimensionnement :

- pour le cas 1, on considère que le GE est déconnecté lorsque la batterie est chargée à sa capacité maximum et lorsque celle-ci peut alimenter seule la charge. Lorsque le GE fonctionne, il alimente la charge et la batterie (limite : puissance maximale de charge).
- pour le cas 2, on considère que le GE est déconnecté H heures par jour ; cette stratégie permet alors un fonctionnement cyclique du GE. On gagne ainsi sur le nombre d'heures de fonctionnement et sur le nombre de démarrage. Pour le dimensionnement, on recherche la valeur de H minimisant le coût de fonctionnement du système.

III.5.4 Systèmes comportant un GE et une éolienne

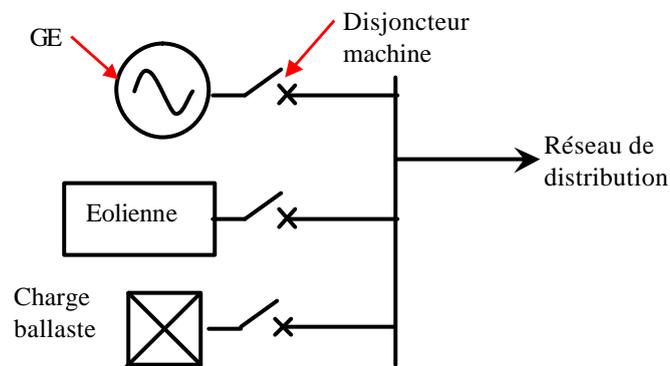


Figure III.7 : Configuration du système comportant un GE et une éolienne : Système_1GE_Eolien

Ce système est constitué d'un GE et d'une éolienne dont la génératrice est une machine asynchrone ; le réglage de la fréquence et de la tension est assuré par le GE et l'éolienne se comporte comme une charge négative. Le GE est dimensionné pour pouvoir alimenter la puissance de pointe (cas où il y a très peu de vent) de la courbe de charge. L'éolienne permet de réaliser des économies sur la consommation du GE en fournissant de l'énergie « gratuite » (vis-à-vis du coût de fonctionnement).

III.5.5 Systèmes comportant un GE, une batterie et une éolienne

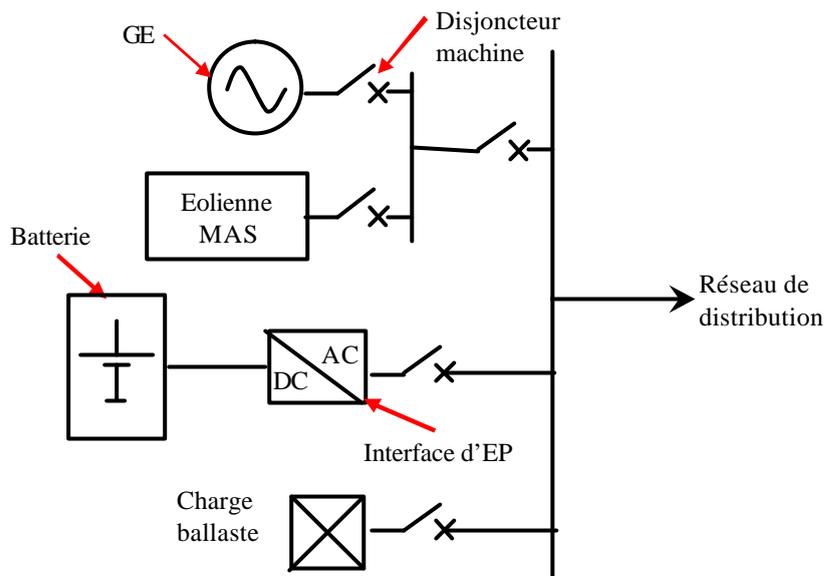


Figure III.8 : Configuration du système comportant un GE une éolienne et une batterie :
Système_1GE_Eolien_batterie

Le Système_1GE_Eolien_batterie correspond à une combinaison des deux systèmes précédents (Système_1GE_Eolien et Système_1GE_batterie). La présence de l'éolienne permet de réaliser des gains en fuel et la présence de la batterie permet de gagner sur la durée de vie du GE. Nous arrivons alors à deux stratégies de dimensionnement :

- pour le cas 1 : on considère que l'ensemble GE_Eolien est déconnecté lorsque la batterie est chargée à sa capacité maximum et lorsque celle-ci peut alimenter seule la charge,
- pour le cas 2, on considère que l'ensemble GE_Eolien est déconnecté H heures par jour (l'éolienne ne peut pas fonctionner toute seule puisque c'est le GE qui assure le réglage de la fréquence et de la tension) ; le reste du temps on utilise les batteries. Cette stratégie permet un fonctionnement cyclique du GE et un gain, comme précédemment, sur le nombre d'heures de fonctionnement du GE et sur le nombre de démarrage.

III.5.6 Systèmes comportant deux GE

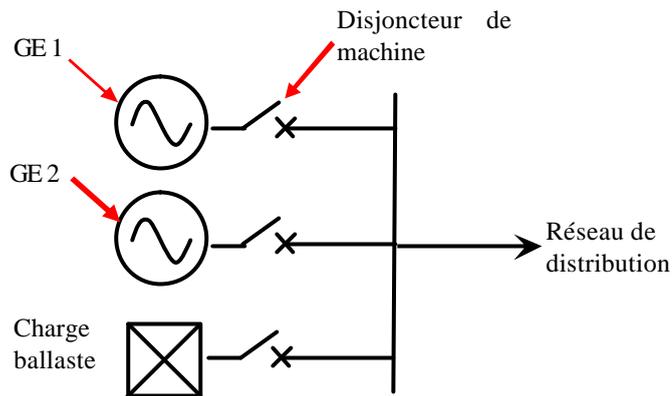


Figure III.9 : Configuration du système comportant deux GE
Système_2GE

La grande disparité de la charge entre les heures creuses et les heures de pointes ne favorise à priori pas l'utilisation d'un seul GE ; par contre l'utilisation de deux GE (l'un de faible puissance et l'autre de puissance plus élevée) permet à chacun des deux groupes un fonctionnement proche de leur puissance nominale facilitant l'adaptation de la production à la consommation. Nous avons ainsi défini deux types de fonctionnement :

- cas 1 : il s'agit d'un fonctionnement découplé des deux GE ; lorsque le groupe 1 fonctionne, le groupe 2 est éteint.
- cas 2 : il s'agit d'un fonctionnement couplé des deux GE ; les deux groupes peuvent fonctionner en parallèle.

III.5.7 Systèmes comportant deux GE et une éolienne

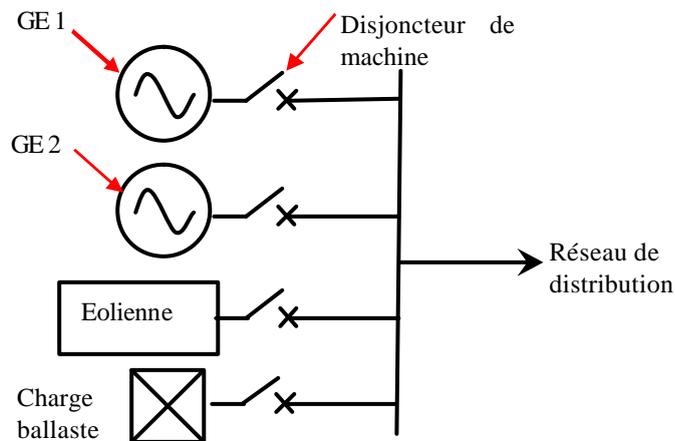


Figure III.10 : Configuration du système comportant deux GE et une éolienne
Système_2GE_Eolien

Au Système_2GE précédent, nous y associons une éolienne qui est là pour réduire la consommation en fuel. L'éolienne (de type MAS) ne peut pas alimenter seule la charge ; un des deux GE doit donc fonctionner en parallèle. Les deux types de fonctionnement précédemment décrits restent valables.

III.5.8 Exemple de fonctionnement horaire et caractéristiques pour un système comportant 1GE et une Batterie (cas1)

Pour cet exemple, on alimente la courbe de charge présentée en figure III.11. Le dimensionnement est réalisé avec un coût du fuel de 1 €/litre. Nous visualisons le fonctionnement horaire avec un GE de 80 kW et une batterie de 0,2 jour d'autonomie.

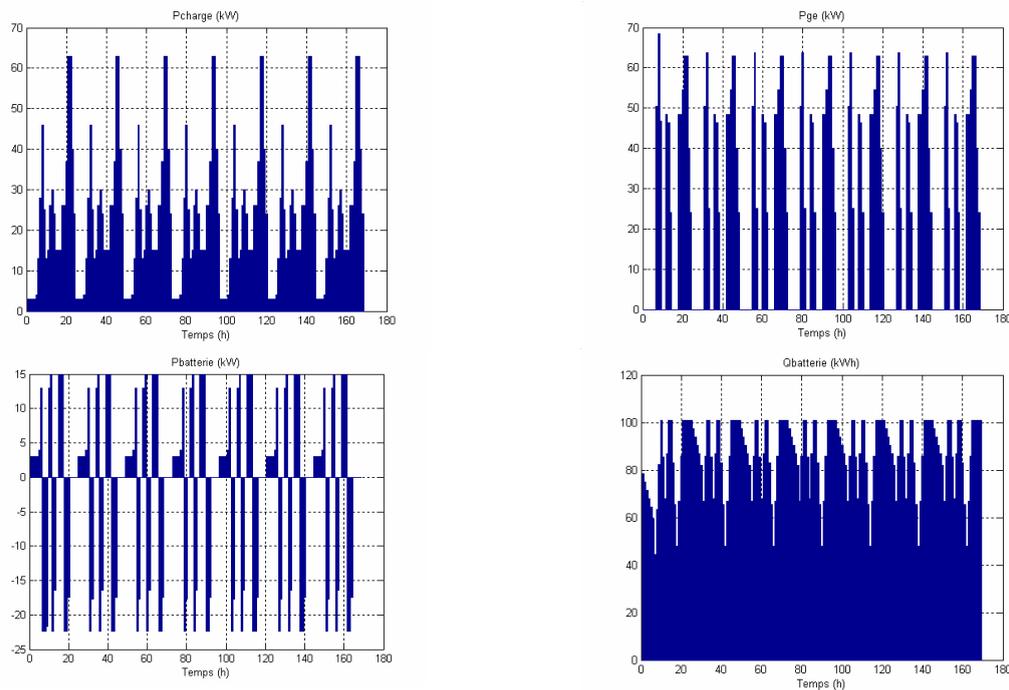


Figure III.11 : Visualisation du fonctionnement horaire du Système_1GE_Batterie_cas1
Combinaison choisie : GE de 80 kW ; Batterie de 0,2 jour (120 kWh) ; ---

Comme nous pouvons le constater, le GE démarre trois fois dans une journée et fonctionne 13 heures par jour. On gagne ainsi sur la durée de vie du GE ; de plus, celui-ci ne travaille pas aux heures creuses, là où son rendement est le plus faible.

Sur les figures III.12, nous visualisons l'évolution du coût du kWh, de la consommation en fuel et du nombre d'heures de fonctionnement du GE en fonction du nombre de jours d'autonomie de la batterie.

On constate que le coût du kWh est minimum pour une installation de 0,2 jour d'autonomie batterie (GE de 80 kW), soit une extinction du GE 11 heures par jour. Il s'agit du dimensionnement à coût minimal pour ce mode de fonctionnement qui permet de réduire la consommation en fuel et d'augmenter la durée de vie du GE. C'est d'ailleurs ce qui se passe pour les valeurs supérieures

d'autonomie batterie, où la consommation en fuel reste à peu près constante alors que le coût d'investissement en batteries croît ce qui augmente ainsi le coût final du système.

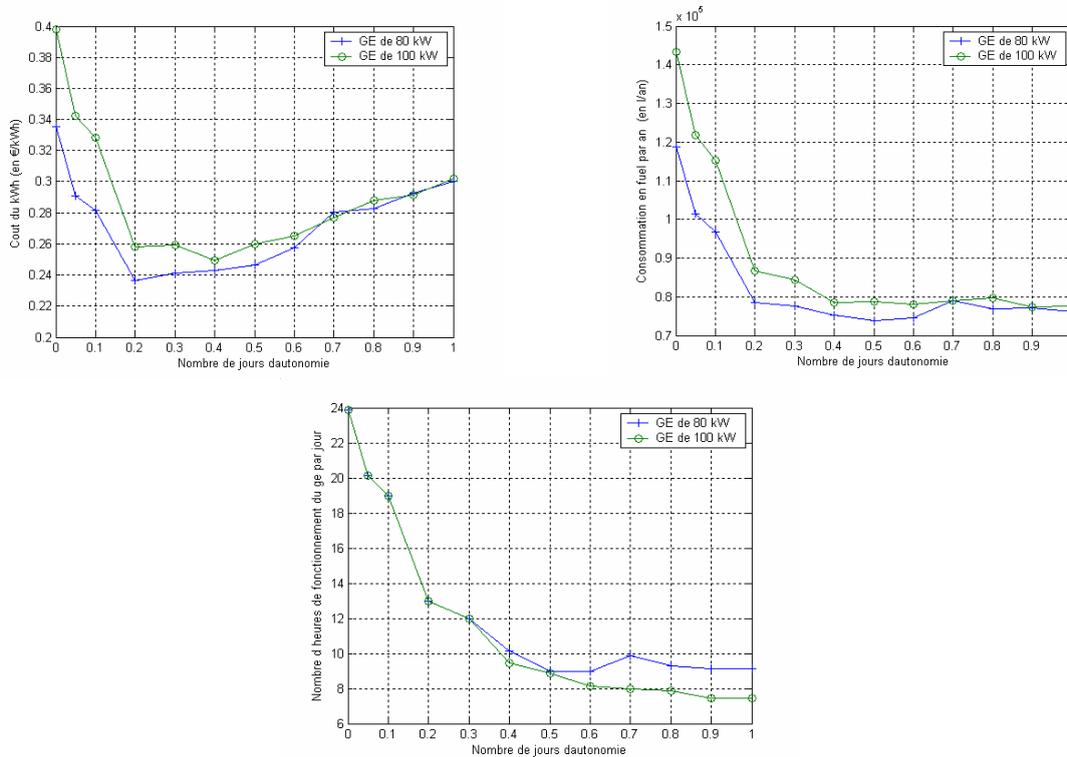


Figure III.12 : Variation du coût du kWh, de la consommation en fuel, et du nombre d'heures de fonctionnement du GE en fonction du nombre de jours d'autonomie
Système_1GE_Batterie_cas1

III.5.9 Conclusion

Nous venons de présenter le mode de fonctionnement et de dimensionnement des différents centres de production basés sur l'énergie fossile. En annexe A, nous présentons pour chaque système un exemple de fonctionnement horaire sur une semaine après dimensionnement optimal avec un coût du fuel égal à 1 €/l ; de plus, pour chaque système, nous faisons varier certains paramètres permettant d'expliquer le choix de tel ou tel équipement.

Dans la partie suivante, nous explicitons le fonctionnement des centres de production basés sur une production par énergie renouvelable (production éolienne).

III.6 Les centres de production basés sur l'EnR « EOLIEN »

III.6.1 Introduction

Dans cette partie, les différents types de systèmes utilisant principalement l'énergie éolienne sont présentés. Il s'agit d'associer à une éolienne les éléments de stockage et de génération fossile

permettant au système de production considéré d'assurer un fonctionnement correct vis-à-vis de la courbe de charge. Pour cela, nous autorisons un certain nombre d'heures de non fonctionnement (5 %) au système ; les combinaisons présentant un taux supérieur ne seront pas retenues.

La gamme de matériel considérée pour ce dimensionnement est :

- Eoliennes : 5, 10, 15, 20, 60, 120, 180 kW (tableau III.5) en MS (connexion par une interface d'EP qui s'occupe du réglage de la fréquence et de la tension),
- Batteries : différentes valeurs de 0,1 à 10 jours d'autonomie (taille importante mais nécessaire pour prévenir le manque d'EnR),
- GE : 5, 10, 20, 40, 50, 80, 100 kW (tableau III.3).

Nous présentons tout d'abord les différents systèmes de type «EOLIEN » avec leur mode de dimensionnement et de fonctionnement puis pour le Système_EOLIEN_Batterie, nous présentons un exemple de dimensionnement (coût du fuel de 1 €/l) ainsi que l'évolution de différentes caractéristiques du système.

III.6.2 Systèmes comportant une éolienne et une batterie

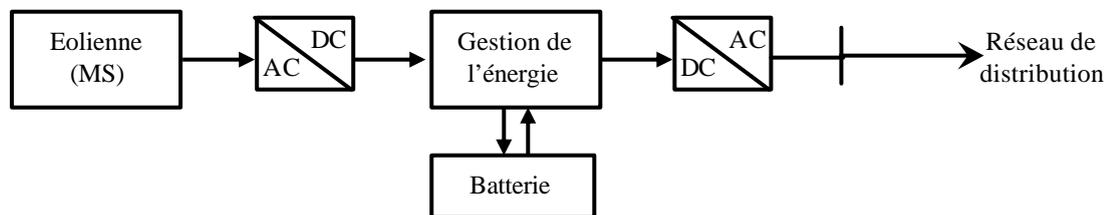


Figure III.13 : Configuration du système comportant une éolienne et une batterie
Système_EOLIEN_Batterie

Ce système est constitué d'une éolienne avec génératrice synchrone et d'une batterie. La MS permet pour ce système un fonctionnement à vitesse et rendement optimum. L'éolienne alimente le village à travers l'étage d'EP et charge la batterie si nécessaire. Par contre, si il y a peu de vent, l'énergie nécessaire est fournie par les batteries ; dans le cas où les batteries ne peuvent fournir l'énergie nécessaire (insuffisance de production), on considère que le système de production est en panne.

Afin de dimensionner correctement le système, on élimine toutes les combinaisons (éolien - batterie) présentant un taux horaire de non fonctionnement supérieur à 5 %.

III.6.3 Systèmes comportant une éolienne, une batterie et un GE en tant que chargeur de batterie

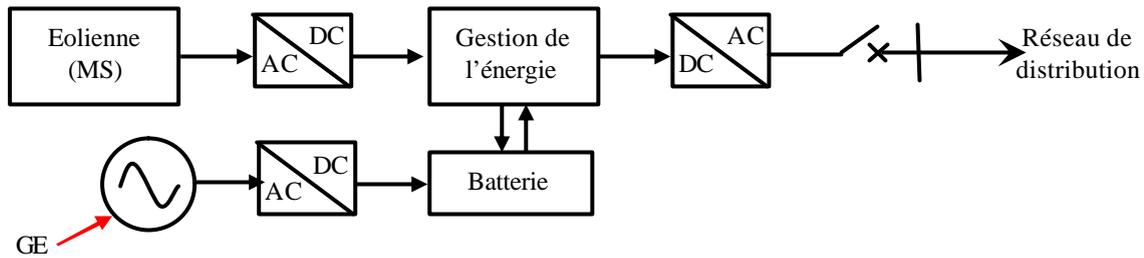


Figure III.14 : Configuration du Système_EOLIEN_Batterie_GE_cas1

Ce système est constitué d'une éolienne avec génératrice synchrone, d'une batterie et d'un GE qui est utilisé en tant que chargeur de batterie (cas 1) ; celui-ci est donc dimensionné afin d'alimenter la batterie à une puissance nominale proche de $-P_{Batterie}^{charge_max}$.

III.6.4 Systèmes comportant une éolienne, une batterie et un GE en secours

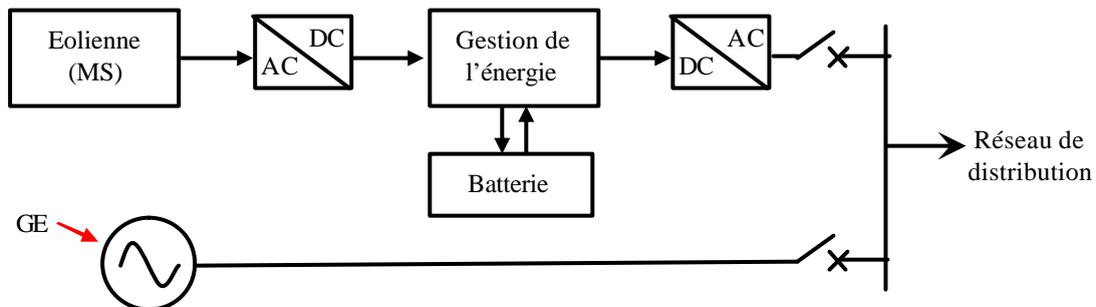


Figure III.15 : Configuration du Système_EOLIEN_Batterie_GE_cas2

Ce système est constitué d'une éolienne avec génératrice synchrone, d'une batterie et d'un GE. Le GE est utilisé si l'ensemble Eolien – Batterie tombe en panne ; dans ce cas le GE alimente la charge et aide l'éolienne à recharger la batterie jusqu'à sa capacité de charge maximale. La taille du système de stockage nécessaire est donc moins onéreuse puisque le GE est utilisé en secours si l'énergie éolienne est insuffisante pour alimenter la charge.

III.6.5 Exemple de fonctionnement horaire et caractéristiques pour un système EOLIEN Batterie

Comme précédemment, nous réalisons le dimensionnement avec la courbe de charge présentée en figure III.16. Nous visualisons tout d'abord le fonctionnement de ce système avec une éolienne de 100 kW et une batterie de 6 jours d'autonomie (soit 3360 kWh).

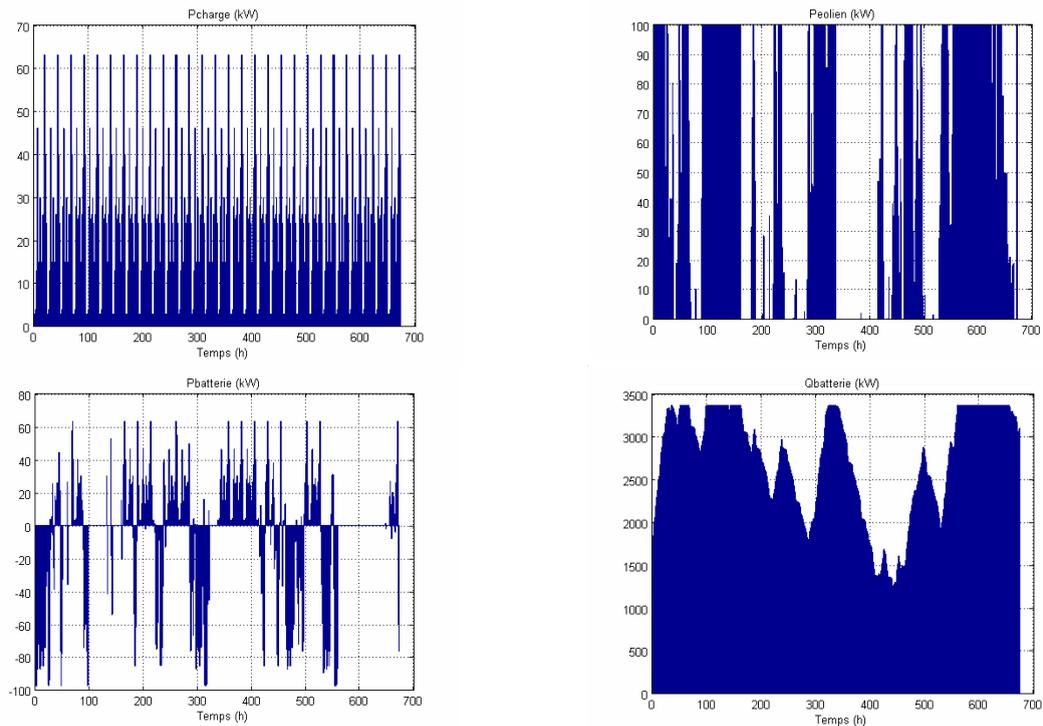


Figure III.16 : Fonctionnement du Système_EOLIEN_Batterie
 Combinaison choisie : --- ; Batterie de 6 jours (3360 kWh) ; Eolienne de 100 kW

Comme nous pouvons le constater, le dimensionnement de ce système permet de garder une qualité de service suffisante lors de longues périodes sans vent (par exemple de 350 à 430 heures).

Les figures III.17 montrent l'évolution du coût du kWh et le pourcentage d'heures où le système ne peut fonctionner en raison du manque de vent. Ces paramètres sont visualisés en fonction du nombre de jours d'autonomie pour différentes éoliennes de type MS.

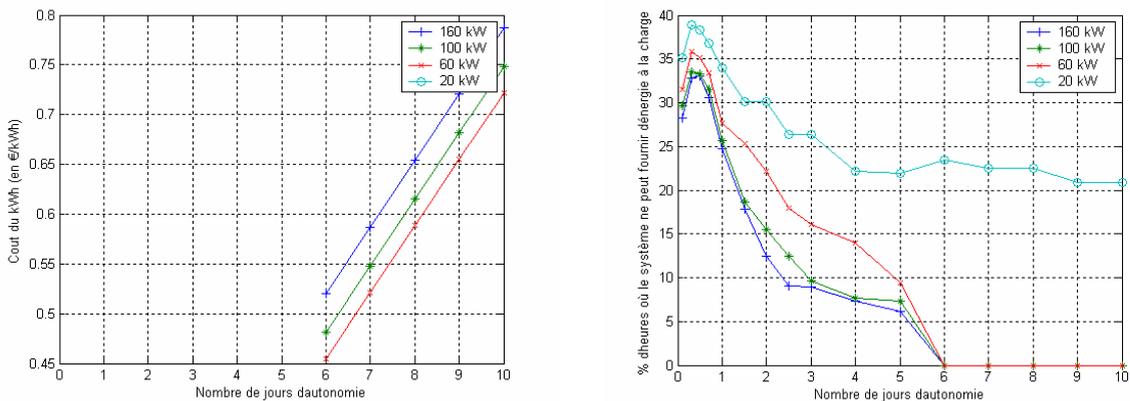


Figure III.17 : Variation du coût du kWh et du pourcentage d'heures de non fonctionnement du système
 Système_EOLIEN_Batterie

L'évolution du pourcentage d'heures de non fonctionnement du système montre que quelque soit l'éolienne considérée, il faut installer au minimum 6 jours d'autonomie batterie afin de vérifier la contrainte de 5 % d'heures de non fonctionnement. Pour l'éolienne de 20 kW, on constate que le

système ne pourra jamais atteindre cette contrainte. La solution qui minimise le coût du kWh actualisé sur la durée de l'étude est alors l'installation d'une éolienne de 60 kW et 6 jours d'autonomie batterie.

III.6.6 Conclusion

Nous venons de présenter le mode de fonctionnement et le mode de dimensionnement des différents centres de production basés sur l'énergie éolienne. En annexe B, nous détaillons pour chaque système un exemple de fonctionnement horaire sur une semaine après dimensionnement optimal avec un coût de fuel égal à 1 €/l ; de plus, pour chaque système, nous réalisons une étude paramétrique permettant ainsi d'expliquer le choix de tel ou tel équipement.

Nous allons maintenant présenter certains résultats du dimensionnement technico-économique de ces différentes architectures.

III.7 Résultats de dimensionnement

Dans cette partie, nous montrons un exemple de résultats de dimensionnement (choix de matériel) pour les différents systèmes présentés dans ce chapitre. Nous réalisons une étude pour une courbe de charge dimensionnée sur 24 heures ; cette étude comprend les résultats de dimensionnement pour les différents systèmes avec les coûts actualisés correspondant ainsi qu'une analyse de la répartition des différents coûts, et une étude paramétrique correspondant à l'évolution du coût du kWh en fonction du coût du fuel pour les différents systèmes. Nous montrons enfin les résultats d'un dimensionnement pour un service électrique limité dans le temps (courbe de charge sur 5 h).

III.7.1 Exemple de dimensionnement – courbe de charge sur 24 heures

III.7.1.1 Hypothèses de dimensionnement

Pour cet exemple, les paramètres fixés pour réaliser l'étude sont la courbe de charge sur une journée et la courbe de vent (traduite en puissance fournie par une éolienne de 100 kW) sur un mois décrites en figure III.18.

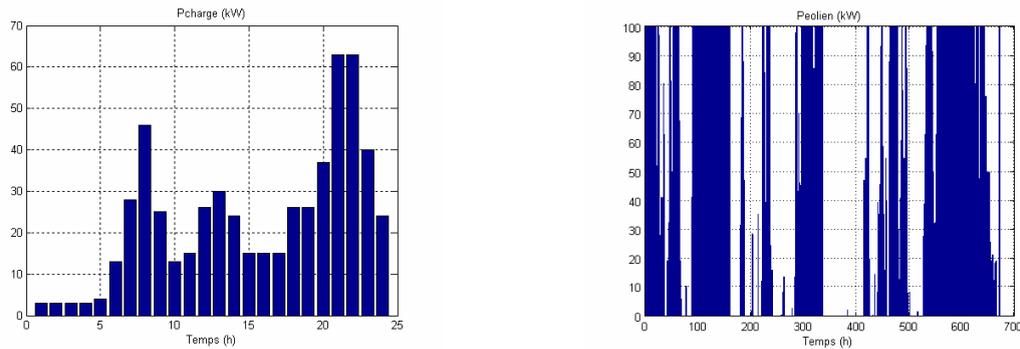


Figure III.18 : Courbe de charge moyenne considérée sur 24 heures et courbe de vent sur un mois

Pour ce dimensionnement, on «élimine» tous les systèmes présentant un nombre d'heures de non fonctionnement supérieur à 5 % (indispensable pour le dimensionnement des systèmes EOLIENS) et on impose une durée maximale de fonctionnement du GE (1000 h/an) pour les systèmes de type « EOLIEN ».

III.7.1.2 Comparaison du coût des différents systèmes

Pour chaque type de système, nous synthétisons dans le tableau III.8 les combinaisons de matériels à utiliser et le coût du kWh correspondant en considérant un coût du fuel de 1 €/litre.

Système_	GE 1 (kW)	GE 2 (kW)	Eolienne (kW)	Batterie (jours autonomie)	Coût (en €/kWh)
1GE	80	---	---	---	0.310
1GE_Eolien	80	---	---	---	0.310
1GE_Batterie_cas1	50	---	---	0.1	0.219
1GE_Batterie_cas2	50	---	---	0.1	0.207
1GE_Eolien_Batterie_cas1	50	---	40	0.2	0.181
1GE_Eolien_Batterie_cas2	50	---	20	0.1	0.191
2GE_cas1	80	40	---	---	0.147
2GE_cas2	50	20	---	---	0.199
2GE_cas1_Eolien	80	5	60	---	0.179
2GE_cas2_Eolien	50	20	15	---	0.183
EOLIEN_Batterie	---	---	100	6	0.481
EOLIEN_Batterie_GE_cas1	100	---	200	1	0.354
EOLIEN_Batterie_GE_cas2	80	---	60	2	0.357

Tableau III.8 : Résultats de dimensionnement pour les différents systèmes

Parmi les différents types de systèmes (1GE_..., 2GE_..., EOLIEN_...), on constate que le système répondant à un coût du kWh le plus faible possible (pour ce village et pour cette courbe de charge) est le Système_2GE_cas1 avec l'utilisation d'un GE de 80 kW et d'un GE de 40 kW.

La figure III.19 montre la répartition des coûts (investissement, fonctionnement, renouvellement) pour les différents systèmes présentés sur le tableau III.8.

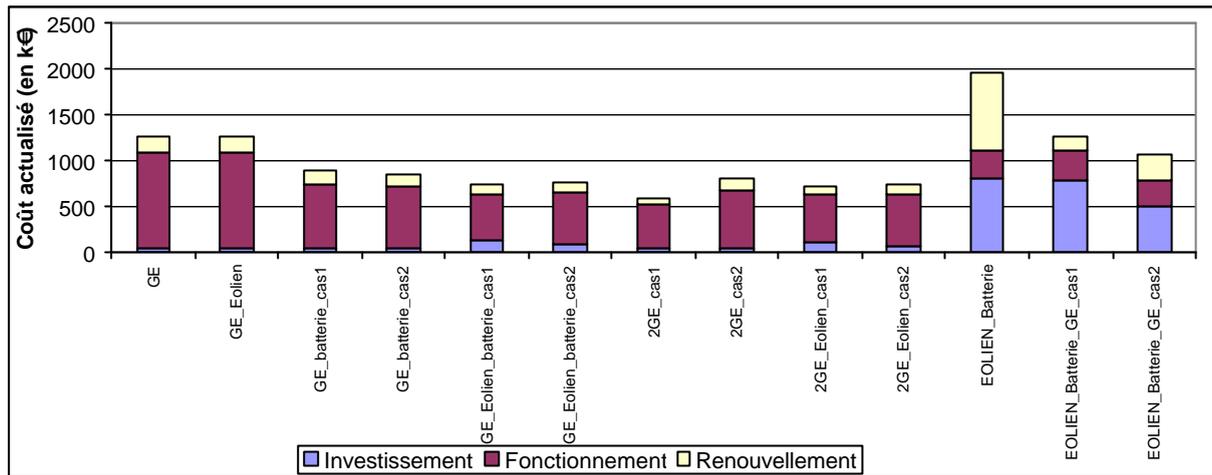
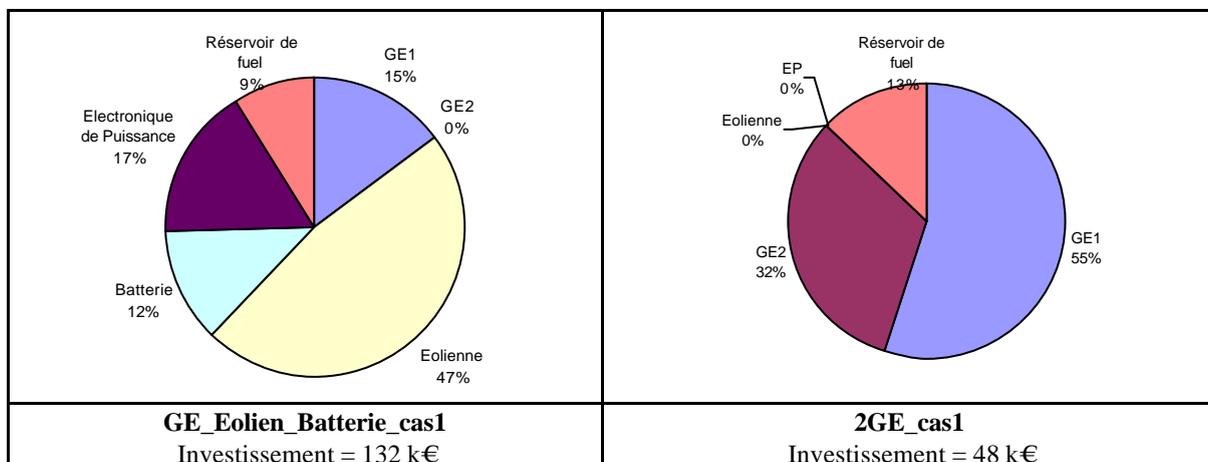


Figure III.19 : Répartition des coûts d'investissement, fonctionnement, renouvellement actualisé pour les différents systèmes proposés au tableau III.8

Nous constatons que la part du coût de fonctionnement pour les différents systèmes GE est très importante par rapport aux coûts d'investissement et de renouvellement (coût du fuel). L'utilisation de batteries et d'éoliennes permet de réduire ce coût de fonctionnement comme on pouvait l'espérer mais pas suffisamment par rapport à l'utilisation de deux GE.

Pour les systèmes EOLIEN, le coût d'investissement est très élevé ce qui conduit à un coût total trop important pour une utilisation rentable. De plus, en raison d'une taille importante du stockage, on constate que le coût de fonctionnement (maintenance) reste important. Bien évidemment, les résultats présentés ci-dessus dépendent beaucoup des données d'entrée (contraintes locales des sites d'électrification). De plus, nous ne tenons pas compte du coût environnemental.

Les figures III.20 montrent plus précisément les répartitions des investissements pour les trois configurations (1GE, 2GE, EOLIEN) choisies.



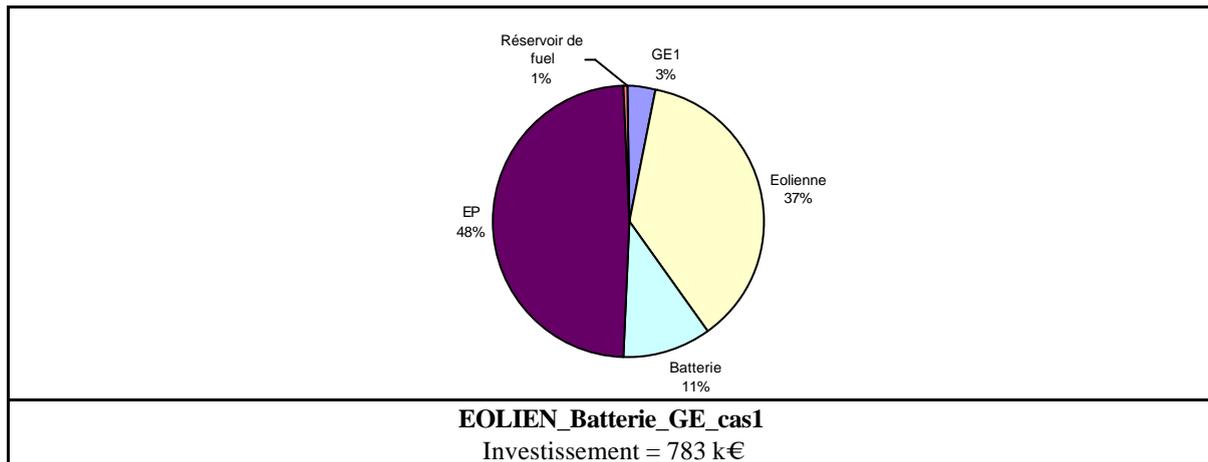


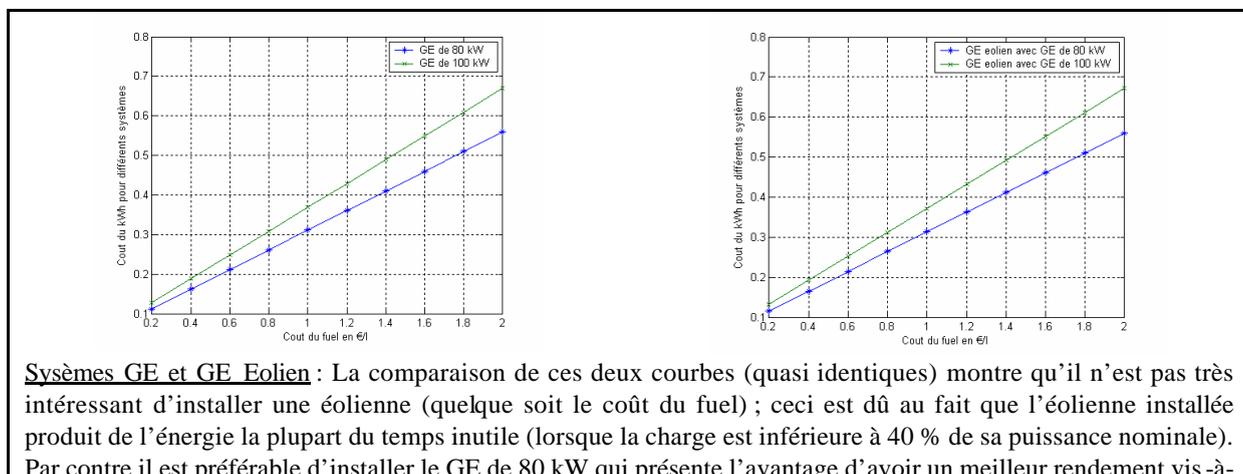
Figure III.20 : Répartition des coûts d'investissement pour les systèmes considérés

La répartition des investissements présentée ci-dessus montre que pour les systèmes de type GE, l'utilisation de deux GE conduit à des coûts d'investissement très faibles. Pour le système GE_Eolien_Batterie_cas1, le GE ne représente plus qu'une très faible part (15 %) des investissements en raison de l'utilisation d'une éolienne et d'une batterie servant à réduire les coûts de fonctionnement annuels.

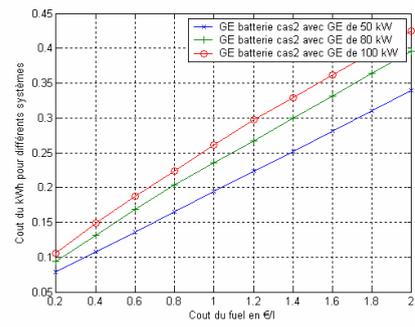
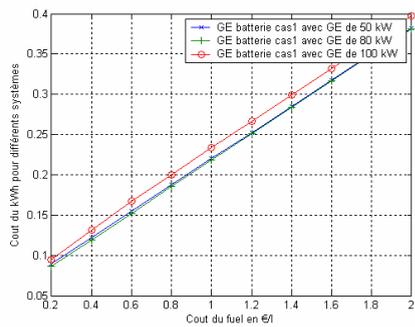
Pour le système EOLIEN_Batterie_GE_cas1, la part de l'électronique de puissance dans les coûts d'investissement est très importante ; en effet, ce type de système présente le désavantage d'utiliser un nombre élevé d'étage d'Electronique de Puissance (entre l'éolienne en Machine Synchrone et le bus continu ; entre le GE et le bus continu et entre le bus continu et la charge).

III.7.1.3 Etude paramétrique – Evolution du coût du kWh en fonction du coût du fuel

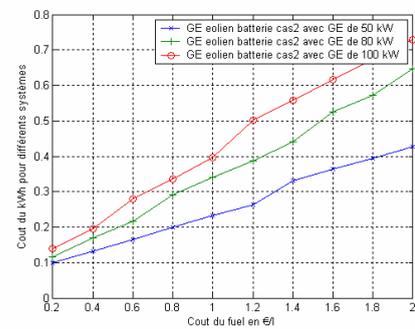
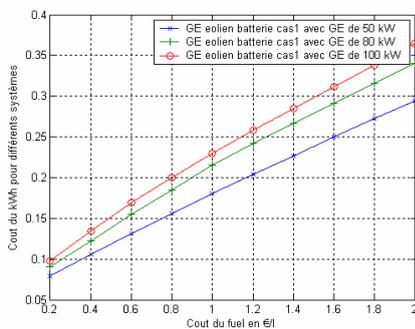
Nous visualisons ici, pour chacun des systèmes considérés pendant le dimensionnement, l'évolution du coût du kWh fourni en fonction du coût du fuel. La charge considérée est celle présentée précédemment (figure III.18).



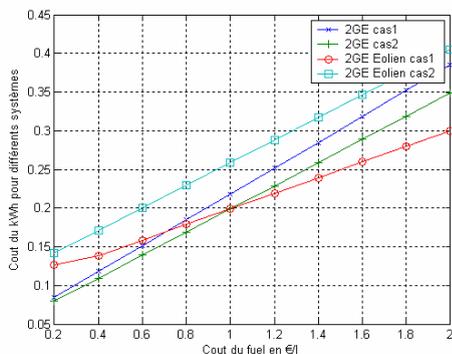
vis des puissances de la charge considérée. Le système de base sera donc constitué par un GE de 80 kW.



Systèmes GE batterie : Pour le cas 1, la différence de coût entre les trois GE n'est pas très importante (0.01 €/kWh) et très faible entre un GE de 50 et de 80 kW ; on choisira ici l'installation d'un GE de 80 kW ce qui permettra au système de fonctionner en fonction de panne des batteries.
 Pour le cas 2, la différence de coût entre les 3 GE est ici plus importante (de 0.01 à 0.07 €/kWh) ; on choisira donc l'installation d'un GE de 50 kW quelque soit le coût du fuel.

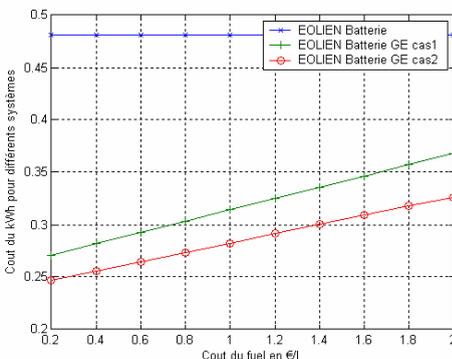


Systèmes GE Eolien Batterie : pour ces systèmes, quelque soit le coût du fuel, il semble être plus intéressant d'installer un GE de 50 kW. Celui-ci travaille ainsi à un meilleur rendement et on économise également sur sa durée de vie grâce aux batteries.



Systèmes 2GE :

Pour les coûts faibles de fuel (inférieur à 1€/l), il est préférable d'utiliser deux GE découplés (cas 2) puis deux GE avec une éolienne pour les coûts supérieurs.



Systèmes EOLIENS :

Ce graphique montre que pour les systèmes « EOLIENS », le système qui semble être le plus intéressant est celui où le GE est utilisé comme chargeur de batterie (Eolien_Batterie_GE_cas2).

Figure III.21 : Evolution du coût du kWh en fonction du coût du fuel pour les différents types de systèmes

Nous pouvons maintenant comparer l'évolution du coût du kWh pour les différents systèmes présentés ci-dessus qui sont les moins chers dans leurs catégories. On choisira ainsi d'installer un système de type GE_Eolien_Batterie_cas1.

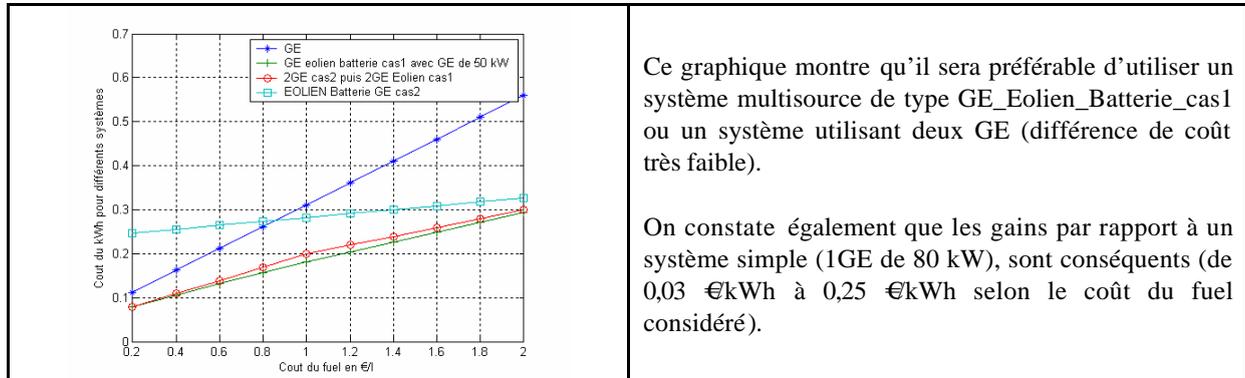


Figure III.22 : Comparaison du coût du kWh en fonction du coût du fuel pour les différents types de systèmes à base de GE

III.7.2 Exemple de dimensionnement – courbe de charge sur 5 heures

III.7.2.1 Hypothèses de dimensionnement

Pour cet exemple, les paramètres fixés pour réaliser l'étude sont la courbe de charge sur 5 heures et la courbe de vent sur un mois (identique au cas précédent) décrites en figure III.23. Dans ce cas, les services proposés sont sur une plage prédéfinie (forfait 1 ou 2 du tableau II.5).

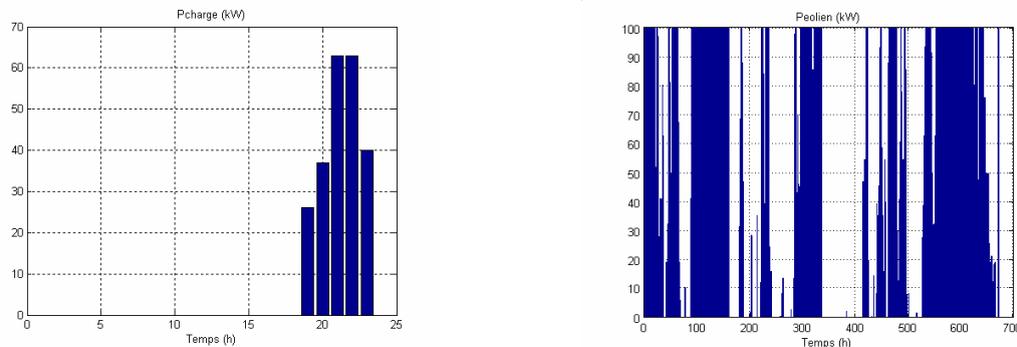


Figure III.23 : Courbe de charge moyenne considérée sur 5 heures et courbe de vent sur un mois

Pour ce dimensionnement, on effectue les mêmes hypothèses que précédemment (tous les systèmes présentant un nombre d'heures de non fonctionnement supérieur à 5 % sont éliminés).

III.7.2.2 Comparaison du coût des différents systèmes

Pour chaque type de système, nous synthétisons dans le tableau III.9 les combinaisons de matériels à utiliser et le coût du kWh correspondant en considérant un coût du fuel de 1 €/litre.

Système_	GE 1	GE 2	Eolienne	Batterie	Coût (en €/kWh)
1GE	80	---	---	---	0.191
1GE_Eolien	80	---	---	---	0.191
1GE_Batterie_cas1	80	---	---	---	0.191
1GE_Batterie_cas2	80	---	---	---	0.191
1GE_Eolien_Batterie_cas1	80	---	---	---	0.191
1GE_Eolien_Batterie_cas2	80	---	---	---	0.191
2GE_cas1	80	40	---	---	0.178
2GE_cas2	40	40	---	---	0.178
2GE_Eolien_cas1	80	40	---	---	0.178
2GE_Eolien_cas2	50	20	20	---	0.169
EOLIEN_Batterie	---	---	60	6	0.532
EOLIEN_Batterie_GE_cas1	100	---	20	2	0.477
EOLIEN_Batterie_GE_cas2	80	---	60	0.5	0.347

Tableau III.9 : Résultats de dimensionnement pour les différents systèmes

Le dimensionnement des différents systèmes 1GE montre que pour un fonctionnement sur 5h, il n'est pas intéressant d'y ajouter des éoliennes ou des batteries. Parmi les différents systèmes 2GE, il est plus intéressant au niveau économique d'utiliser le système 2GE_Eolien_cas2.

Ce choix économique sera à pondérer en fonction de la complexité éventuelle du système (critères techniques et de fiabilité).

La figure III.24 montre la répartition des coûts actualisés pour les différents systèmes.

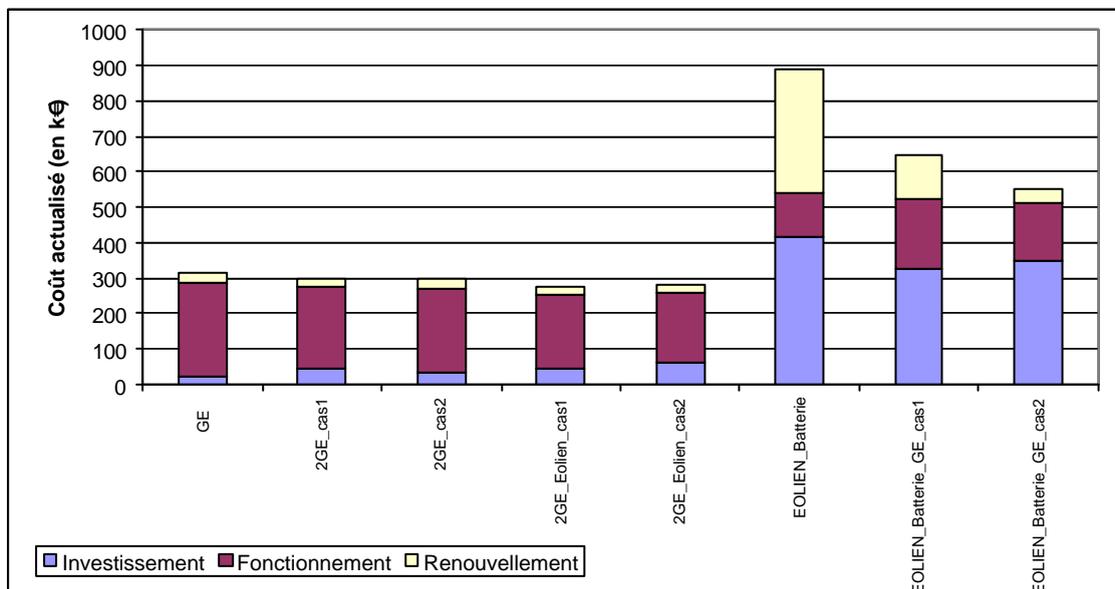


Figure III.24 : Répartition des coûts d'investissement, fonctionnement, renouvellement actualisé pour les différents systèmes proposés au tableau III.9

On constate tout d'abord que le coût actualisé pour les différents systèmes, par rapport au coût actualisé pour un fonctionnement sur 24 heures, est beaucoup plus faible (4 fois). En effet, le village

n'est alimenté que 5 heures par jour ce qui conduit à des coûts de fonctionnement plus faible et à une durée de vie plus élevée du matériel. Le service fourni au client n'est toutefois pas le même.

III.7.3 Conclusion

La méthode de dimensionnement utilisée permet de choisir l'équipement à installer parmi une gamme de matériels prédéfinie. Les différents résultats présentés ci-dessus correspondent bien évidemment à des cas particuliers puisque les paramètres utilisés sont locaux (énergies renouvelables, coût du fuel, etc).

Il apparaît toutefois que l'utilisation de centres de production à base d'énergie renouvelable (éoliennes) n'est pas adaptée en raison d'une taille du stockage importante et d'une forte utilisation de l'électronique de puissance qui est encore trop onéreuse.

III.8 Vers l'optimisation de la courbe de production

III.8.1 Introduction

Dans cette partie, nous cherchons à réaliser un gain économique supplémentaire par rapport à ce qui précède en optimisant les coûts de production. En effet, dans la partie précédente, chaque système de production proposé est dimensionné en définissant un mode de fonctionnement nous permettant de calculer les courbes de production de chacun des générateurs. Le problème du calcul de la courbe de production peut également être considéré d'une manière plus « mathématique » en considérant que les paramètres $P_{Génération}(h)$ sont des variables vérifiant certaines contraintes. On cherche alors à minimiser le coût de production des groupes électrogènes.

Dans cette partie, les principes et les différentes méthodes de l'optimisation numérique sont tout d'abord décrits. Nous explicitons ensuite le problème d'optimisation concernant le Système_1GE_Batterie qui sera étudié à titre d'exemple en utilisant la méthode d'optimisation choisie (programmation dynamique).

III.8.2 Définition d'un problème d'optimisation

Un problème d'optimisation de dimension n peut s'écrire de manière générale sous la forme suivante [III.16] :

$$\begin{cases} \text{Minimiser } F(x) \text{ avec } x = \{x_1, x_2, \dots, x_n\} \in \mathfrak{R}^n \\ g_i(x) = 0 \text{ avec } i = \{1, 2, \dots, p\} \\ h_j(x) = 0 \text{ avec } j = \{1, 2, \dots, q\} \\ x_{k_{\min}} \leq x_k \leq x_{k_{\max}} \text{ avec } k = \{1, 2, \dots, n\} \end{cases} \quad (\text{éq-III.9})$$

avec $F(x)$ la fonction à minimiser ; elle est couramment appelée fonction « objectif »,
 x est un vecteur de n variables qui représente les paramètres du problème à optimiser,
 $g_i(x)$ représente les contraintes d'égalité,
 $h_j(x)$ représente les contraintes d'inégalité,
 $x_{k_{\min}}$ et $x_{k_{\max}}$ représente le domaine de variation des variables x_k .

La résolution de ce problème consiste alors à explorer l'espace de recherche afin de déterminer le point de cet espace (optimum noté x_{optim}) qui minimise la valeur de la fonction objectif tout en respectant les contraintes d'égalité et d'inégalité.

III.8.3 Les différentes méthodes d'optimisation

Les méthodes d'optimisation peuvent être classées en méthodes déterministes et en méthodes non déterministes ou stochastiques [III.17]. Les méthodes déterministes sont efficaces lorsque l'on a une idée de l'optimum global (en effet, celle-ci converge vers l'optimum le plus proche du point de départ). Les cas plus complexes (temps de calcul important, nombreux optima locaux, fonctions non dérivables, etc) sont souvent traités par des méthodes stochastiques. Celles-ci peuvent cependant mener à des temps de calcul importants.

III.8.3.1 Méthodes d'optimisation déterministes

Ces méthodes conduisent à un résultat identique lors d'exécutions successives de la méthode pour une même configuration du problème d'optimisation ; elles ne laissent ainsi pas la place au hasard.

Deux catégories peuvent être répertoriées :

- *ordre 0* : elles n'utilisent que l'évaluation de la fonction objectif et ne nécessitent pas le calcul du gradient ; elles sont cependant peu précises et convergent lentement. La méthode du simplex en est un exemple.

- *ordre 1* : elles nécessitent le calcul du gradient de la fonction qui permet de déterminer une direction de recherche et ainsi d'accélérer l'optimisation. Elles ne sont applicables qu'aux fonctions continûment dérivables. Il s'agit, par exemple, de la méthode de la plus grande pente, de la méthode du gradient conjugué, de la méthode de Newton ou de Quasi-Newton, etc.

Ces méthodes sont difficilement applicables aux problèmes très complexes où l'on préférera en général des méthodes d'optimisation dites stochastiques ou non déterministes.

III.8.3.2 Méthodes d'optimisation non déterministes

Ces méthodes font appels à des tirages de nombres aléatoires ; ainsi, l'exécution successive de ces tirages conduit à des résultats différents pour un même problème d'optimisation. Elles présentent l'avantage de la non nécessité de fournir un point de départ et le fait de ne pas s'arrêter sur des optimum locaux (si les réglages sont corrects) ; cependant elles demandent un nombre important d'évaluations avant d'arriver à la solution du problème. Les méthodes les plus employées sont :

- *la méthode Monte Carlo* : [III.20] la fonction est évaluée en un grand nombre de points choisis aléatoirement, celle-ci reste intéressante si le nombre de paramètres est inférieur à 3 ou 4,
- *le recuit simulé* [III.18], on effectue des déplacements aléatoires à partir d'un point de départ ; ces déplacements sont évalués puis acceptés,
- *la recherche Tabou* [III.18], on ajoute une mémoire rudimentaire à un algorithme de recherche et on essaye de copier la réflexion qu'aurait un opérateur qui parcourt lui-même l'espace des solutions. Ce dernier, malgré son objectif de descente s'autorise une fois le premier minimum local trouvé, à chercher d'autres directions de recherche qui dégradent la fonction objectif. Il se souvient des derniers chemins qu'il a emprunté et s'interdit de les réutiliser avant un certain nombre d'itérations (liste tabou).
- *les algorithmes génétiques* qui sont basés sur la théorie de l'évolution de Darwin et consistent à faire évoluer une population de dispositifs à l'aide de différents opérateurs (sélection, croisements, mutations). Ils sont particulièrement bien adaptés aux problèmes d'optimisation comportant des paramètres et des objectifs multiples [III.13].
- *la programmation dynamique* qui est très bien adaptée aux problèmes séquentiels [III.21].

Ces algorithmes peuvent avoir de très nombreuses applications pour les réseaux électriques. Par exemple, dans le cas d'une insertion massive de GED en BT sur les réseaux de distribution

occidentaux, R.Caire [III.22] a montré que cette insertion pouvait induire un certain nombre de contraintes techniques tels que la déviation du plan de tension au-delà des contraintes réglementaires. Une démarche de coordination optimale des moyens de réglage a ainsi été développée afin d'augmenter les taux d'insertion de GED. Un algorithme hybride s'appuyant sur des algorithmes génétiques et déterministes a ainsi été développé pour tenir compte du caractère discret et continu des variables de réglage et des fortes non linéarités de la fonction objectif.

III.8.4 Présentation du problème d'optimisation

III.8.4.1 Exemple du Système 1GE + Batterie

Comme nous l'avons expliqué en introduction de cette partie, le problème d'optimisation envisagé consiste à minimiser les coûts de fonctionnement horaires en faisant varier les différentes variables du système ; c'est-à-dire $P_{GE}(h)$ et $Q_{Batterie}(h)$. Nous ne définissons donc pas de stratégie de fonctionnement qui, en partie III.3, permettait de calculer les valeurs de ces paramètres.

La fonction « objectif » peut alors s'écrire sous la forme d'un terme représentant le coût de remplacement du GE, la consommation en fuel et les coûts de maintenance :

$$F_{Objectif} = a_{rempl} * H_{GE} + \sum_{h=1}^{24} [C_{Diesel} * Q_v(P_{GE}(h)) + C_{GE}^{Maint}(P_{GE}(h))] \quad (\text{éq-III.10})$$

avec a_{rempl} : constante représentant le coût de remplacement du GE,

H_{GE} : nombre d'heures où le GE fonctionne.

Les contraintes représentant le domaine de variation du système sont (cf § III.4.3) :

$$0,4 * P_{GE}^0 \leq P_{GE}(h) \leq P_{GE}^0 \quad (\text{éq-III.11})$$

$$0,2 * Q_{Batterie}^0 \leq Q_{Batterie}(h) \leq Q_{Batterie}^0 \quad (\text{éq-III.12})$$

Les contraintes d'égalité correspondent au bilan de puissance :

$$P_{Charge}(h) = P_{GE}(h) + P_{Batterie}(h) \quad (\text{éq-III.13})$$

avec dans le cas de la charge de la batterie :

$$P_{Batterie}(h) = h_{Batterie} * (Q_{Batterie}(h-1) - Q_{Batterie}(h)) \text{ si } Q_{Batterie}(h-1) - Q_{Batterie}(h) \geq 0 \quad (\text{éq-III.14})$$

avec dans le cas de la charge de la batterie :

$$P_{Batterie}(h) = 1/h_{Batterie} * (Q_{Batterie}(h-1) - Q_{Batterie}(h)) \text{ si } Q_{Batterie}(h-1) - Q_{Batterie}(h) \leq 0 \quad (\text{éq-III.15})$$

Les contraintes d'inégalité correspondent aux contraintes de fonctionnement des batteries :

$$-t_{décharge_batterie}^0 * Q_{Batterie}^0 \leq P_{Batterie}(h) \leq t_{charge_batterie}^0 * Q_{Batterie}^0 \quad (\text{éq-III.16})$$

avec $t_{décharge_batterie}^0 = 0,2$ et $t_{charge_batterie}^0 = 0,2$ les taux de charge et décharge maximaux des batteries.

III.8.4.2 Choix de la méthode d'optimisation

Ce problème d'optimisation présente toutes les caractéristiques d'un problème pouvant être résolu par programmation dynamique [T.3]. En effet, cette méthode d'optimisation est particulièrement bien adaptée aux problèmes d'optimisation séquentiels ; c'est à dire pour les problèmes où l'on désire minimiser un coût séparable en temps le long d'une trajectoire, ce qui est le cas pour un système avec batteries.

III.8.4.3 Principe de la programmation dynamique – principe d'optimalité de Bellman

Ces algorithmes [III.21] ne font pas d'appels récursifs mais stockent plutôt les solutions de leur sous problèmes ; il est ainsi nécessaire qu'il existe un lien entre les solutions optimales des sous problèmes et la solution du problème lui-même. A l'évolution dynamique du système, on associe les variables suivantes :

- la variable de temps, notée t , qui prend des valeurs discrètes,
- la variable d'état (mémoire mathématique du système) est notée ici $x(t)$ qui représente un point de la trajectoire dynamique du système à l'instant t ,
- la variable de commande ou de décision, notée $u(t)$.

On suppose que l'évolution du système est décrite par une équation, appelée équation d'état, de la forme suivante lorsqu'on se place en temps discret :

$$x(t+1) = f[x(t), u(t), t] \quad (\text{éq-III.17})$$

La connaissance de $x(t)$ et de la suite de commandes $u(t+k)$ ($k > 0$, $t+k < T-1$) suffit pour déterminer les $x(t+1)$ suivants c'est à dire toute la trajectoire ultérieure du système jusqu'à $x(T)$. Ainsi, tout au long de la trajectoire $x(t)$, suivant la commande $u(t)$ choisie, la performance du système considéré se trouve améliorée ou dégradée en fonction de la fonction objectif prédéfinie ; celle-ci peut s'écrire sous la forme :

$$F_{\text{Objectif}}(u) = \sum_{t=0}^{T-1} g_1(x(t), u(t), t) + g_2(x(T)) \quad (\text{éq-III.18})$$

où g_1 est une fonction de coût à l'instant t considéré et g_2 est une fonction de coût à l'instant T final.

Le processus d'optimisation dynamique répond au principe d'optimalité de Bellman : une suite de décisions est optimale si, quelque soient l'état et l'instant considérés sur la trajectoire qui lui est

associé, les décisions ultérieures constituent une suite optimale de décisions pour le sous problème dynamique ayant cet état et cet instant comme conditions initiales.

III.8.4.4 Lien entre le principe de la programmation dynamique et le problème d'optimisation considéré

A partir des équations présentées au §.III.8.4.1, nous pouvons identifier un problème d'optimisation appliqué à notre étude pouvant être résolu par programmation dynamique :

Principe général de l'optimisation dynamique	Problème d'optimisation appliqué à notre étude
La variable de temps t	Les créneaux horaire : h
La variable d'état $x(t)$	La capacité de la batterie : $Q_{Batterie}(h)$
La variable de commande $u(t)$	La puissance fournie par le GE : $P_{GE}(h)$
L'équation d'état $x(t+1) = f[x(t), u(t), t]$	Le bilan de puissance
La fonction objectif définie par g_1 et g_2 $J(u) = \sum_{t=0}^{T-1} g_1(x(t), u(t), t) + g_2(x(T))$	g_1 : consommation et maintenance horaire g_2 : coût de renouvellement

Tableau III.10 : Correspondance entre notre problème d'optimisation et la programmation dynamique

III.8.4.5 Résultats de l'optimisation

Nous montrons pour cet exemple l'évolution temporelle des différentes variables considérées dans l'étude (P_{Charge} variable d'entrée, $Q_{Batterie}$ variable d'état, et P_{GE} variable de commande).

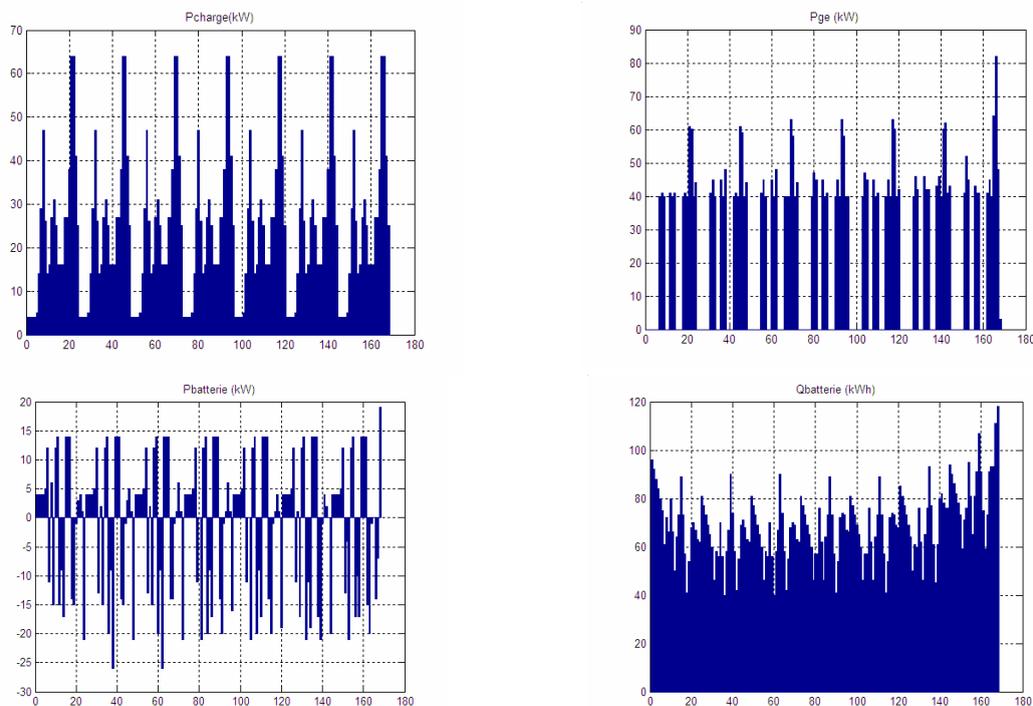


Figure III.22 : Visualisation du fonctionnement horaire des différents composants de Système_1GE_Batterie
 Combinaison choisie : GE de 80 kW ; Batterie de 0,2 jour (120 kWh) ; ---

L'optimisation du fonctionnement permet de minimiser le coût du kWh par rapport au cas de dimensionnement précédent (0.17 €/kWh, gain de 17 %) ; cependant pour ce système, on arrive à un mode de fonctionnement qui sera plus difficilement programmable en temps réel. De plus, les cycles de charge et décharge sont plus fréquents sur la journée ; ceci conduira donc à une diminution de la durée de vie des batteries par rapport à la partie III.6 où l'on fait travailler la batterie de manière cyclique.

III.8.5 Conclusion

En raison d'un temps de calcul plus élevé nous préférons utiliser la méthode de dimensionnement proposée en partie III.6 qui permet de tester différents types de fonctionnement qui seront plus faciles à mettre en œuvre par la suite lors du fonctionnement réel du système.

III.9 Synthèse du chapitre

Dans ce chapitre, nous avons défini deux typologies de systèmes d'électrification rurale décentralisée ; ceux utilisant principalement l'énergie fossile (utilisation en base d'un GE) ou ceux utilisant principalement l'énergie renouvelable (l'EnR présentée correspondait à l'EnR « éolien »).

Nous avons proposé une méthodologie de dimensionnement pour ces différents systèmes basée sur la minimisation du coût du kWh actualisé. Pour cela, il est nécessaire de définir une gamme de matériels (GE, Eoliennes, Nombre de jours d'autonomie batterie) et, pour chaque type de système, il est nécessaire de tester les combinaisons possibles en calculant le coût de fonctionnement. Une fois la structure du centre choisie, on optimise les coûts de fonctionnement en utilisant la méthode de la programmation dynamique présentée au § III.8.

Nous avons également montré un exemple de dimensionnement pour le village théorique défini au chapitre II et nous en avons déduit quelques conclusions d'ordre « général » même si ceci n'est pas du tout évident puisque le problème de l'électrification rurale est un problème qui reste à traiter localement (au cas par cas).

Dans le chapitre IV, considérant que le dimensionnement économique seul ne suffit pas, nous allons étudier la sûreté de fonctionnement de ces différentes architectures.

Chapitre IV

Sûreté de fonctionnement des différentes architectures

Chapitre IV

Sûreté de fonctionnement des différentes architectures

IV.1 Introduction

Dans les chapitres II et III, nous avons présenté une méthodologie permettant de dimensionner de manière technico-économique différentes architectures pour l'électrification rurale des Pays En Développement. Il est également nécessaire de réaliser une étude de sûreté de fonctionnement afin d'évaluer la fiabilité des solutions technico-économiques choisies. La fiabilité correspond ainsi à un critère supplémentaire d'aide au choix d'architectures pour le planificateur.

Une étude de « sûreté de fonctionnement » se décline en quatre grandeurs qui dépendent les unes des autres : la fiabilité, la disponibilité, la maintenabilité, et la sécurité. Pour chiffrer ces grandeurs, on utilise différents paramètres (taux de défaillance, temps de réparation, etc) qui seront définis dans la partie IV.2. Nous analyserons ensuite les différentes méthodes de modélisation utilisées pour les calculs de sûreté de fonctionnement des architectures. Dans la même démarche qu'au chapitre II, nous évaluerons et comparerons tout d'abord la sûreté de fonctionnement d'un réseau de distribution de type centralisé avec le système d'Electrification Rurale Décentralisée de base (« Système_1GE »). Ensuite, nous comparerons les indices de sûreté de fonctionnement des différents systèmes ERD dimensionnés au chapitre III.

Cette étude a été réalisée en collaboration avec un autre projet du GIE-IDEA qui analyse la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution [IV.2] Européens en présence de Génération d'Energie Distribuée.

IV.2 Modélisation pour une étude de sûreté de fonctionnement

IV.2.1 Les grandeurs de la sûreté de fonctionnement

La sûreté de fonctionnement d'un système est définie ([IV.3], [IV.4]) comme la propriété qui permet à des utilisateurs de placer une confiance justifiée dans le service qui leur est délivré. L'utilisateur peut être un individu ou un autre système ayant des interactions avec le système considéré. Elle est définie par différentes propriétés et paramètres tels que la fiabilité, le taux de défaillance, la disponibilité, la sécurité, et la maintenabilité.

IV.2.1.1 La fiabilité

La fiabilité représente la continuité de service qu'une entité doit fournir à ses utilisateurs. Elle est calculée par la probabilité du composant à accomplir une fonction requise, dans des conditions données, pendant un intervalle de temps donné $[t_1, t_2]$. On l'écrit $R(t_1, t_2)$. Toutes les défaillances de nature accidentelle sont prises en compte sans aucune discrimination vis-à-vis de leurs sévérités. En général, on prend $t_1 = 0$ et on note $R(t)$ la fiabilité.

IV.2.1.2 Le taux de défaillance en fonctionnement

IV.2.1.2.1 Taux de défaillance en régime permanent

Le taux de défaillance est un taux horaire homogène à l'inverse d'un temps. Il est noté $\lambda(t)$ et il mesure la probabilité pour qu'une entité soit en panne intempestivement dans l'intervalle de temps $[t, t+\Delta t]$ (sachant que cette entité fonctionne bien de 0 à t).

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \left(\frac{1}{\Delta t} \cdot \frac{R(t) - R(t + \Delta t)}{R(t)} \right) = -\frac{1}{R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt} \quad (\text{éq-IV.1})$$

Toutes les entités ont la même terminologie : jeunesse, vie utile, usure. Comme on peut voir sur la figure IV.1, durant la période de vie utile, $\lambda(t)$ prend une valeur constante. Cette valeur est fournie parfois (rarement) dans les catalogues constructeurs ou est déterminée par le retour d'expérience. Les causes de panne étant surtout accidentelles et donc indépendantes de l'âge du dispositif, on prend très souvent $\lambda(t) = \text{cste}$; cependant, vers la fin de la durée de vie, $\lambda(t)$ augmente du fait du vieillissement.

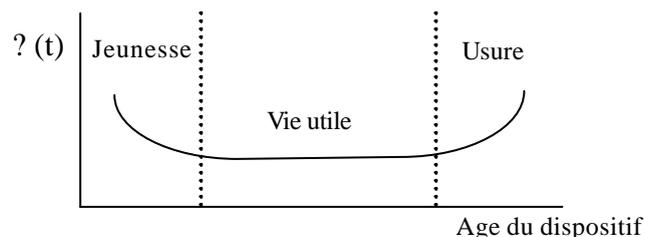


Figure IV.1 : Evolution de $\lambda(t)$ – Courbe en baignoire

En prenant λ constant, on déduit, à partir de l'équation IV.1, l'évolution de $R(t)$ (éq-IV.2) qui suit alors une loi exponentielle (loi probabiliste où le taux de défaillance est une fonction du temps).

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (\text{Loi exponentielle}) \quad (\text{éq-IV.2})$$

IV.2.1.2.2 Taux de défaillance à la sollicitation

Le taux de défaillance à la sollicitation est un taux de défaillance qui mesure la probabilité de panne du composant lors de sa sollicitation. Ce taux est donc un produit de la probabilité d'apparition de la défaillance lors de la sollicitation et le nombre de sollicitation pendant la période considérée. Ainsi, si la probabilité de panne au démarrage d'un générateur est $\lambda = 0,01$ (c'est-à-dire 1 panne tous les 100 démarrages), et que le nombre moyen de démarrage pendant 1 an est $N = 100$ fois, le taux de défaillance à la sollicitation qui suit se note :

$$\lambda_{\text{sollicitation}} = N \cdot \lambda = 100 \cdot 0,01 = 1 \text{ fois/an.}$$

IV.2.1.3 La disponibilité – l'indisponibilité

La disponibilité est la propriété d'une entité à délivrer correctement un service (en terme de délai et de qualité) au moment où l'utilisateur en a besoin. Cette propriété est notée $D(t)$ et correspond à la probabilité de bon fonctionnement du composant à l'instant t dans les conditions données. En pratique, on utilise plutôt l'indice d'indisponibilité $ID(t)$. Il s'agit de la probabilité qu'un composant ne puisse pas fonctionner à l'instant t .

IV.2.1.4 La maintenabilité

La maintenabilité, notée $M(t_1, t_2)$, est la probabilité pour qu'une opération de maintenance active d'un composant puisse être effectuée pendant un intervalle de temps $[t_1, t_2]$, dans des conditions données avec des procédures et des moyens prescrits. En pratique, on utilise plutôt la notion du taux de réparation $\mu(t)$ qui est la probabilité qu'une entité soit réparée pendant l'intervalle de temps $[t_1, t_2]$.

$$\mu(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \left(\frac{1}{\Delta t} \cdot \frac{M(t) - M(t + \Delta t)}{M(t)} \right) = \frac{-1}{M(t)} \cdot \frac{dM(t)}{dt} \quad (\text{éq-IV.3})$$

De façon similaire au $\lambda(t)$, on considère que μ est constant pendant la vie utile :

$$M(t) = e^{-\mu t} \quad (\text{loi exponentielle}) \quad (\text{éq-IV.4})$$

IV.2.1.5 La sécurité

La sécurité est la probabilité d'éviter un événement dangereux. Cette notion est étroitement liée à la notion de risque qui dépend de la fréquence d'occurrence et de la gravité consécutive de l'événement.

IV.2.1.6 Les grandeurs fonction des temps moyens

Les relations entre les différentes grandeurs caractérisant la fiabilité, la maintenabilité et la disponibilité d'un composant sont représentées sur la figure suivante :

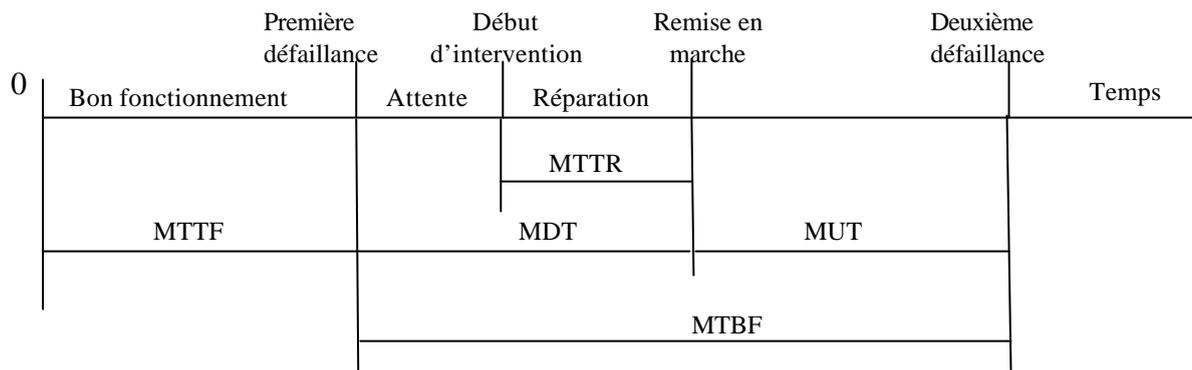


Figure IV.2 : Présentation des grandeurs fonction des temps moyens

Différents temps moyens sont définis ci-dessous [IV.I].

MTTF	$MTTF = \frac{1}{l}$	« Mean Time To Failure » Temps moyen de bon fonctionnement avant la première défaillance
MTBF		« Mean Time Between Failure » Durée moyenne entre deux défaillances (y compris la détection, la durée d'intervention et le temps de la réparation, et le temps de la remise en service)
MTTR	$MTTR = \frac{1}{m}$	« Mean Time To Repair » Durée moyenne de la réparation
MUT		« Mean Up Time » Durée de bon fonctionnement après réparation,
MDT		« Mean Down Time » Moyenne de temps où le système est hors service.

Tableau IV.1 : Les différents temps moyens

Une relation importante relie ces différents temps moyens avec l'indisponibilité :

$$ID = \frac{MDT}{MTTF + MDT} = \frac{l}{1 + m} \quad (\text{éq-IV.5})$$

Comme le temps de réparation d'un composant est beaucoup plus petit que son temps de bon fonctionnement ($MTTF \gg MDT$), l'équation (éq-IV.5) peut être simplifiée :

$$ID \cong \frac{l}{m} = 1 \cdot MDT \cong 1 \cdot MTTR \quad (\text{éq-IV.6})$$

IV.2.2 Méthodologie générale d'une étude de sûreté

Une étude de sûreté comporte deux phases principales [IV.6] :

- une phase d'identification du système où l'on analyse le fonctionnement du système, les modes de défaillance pour chaque composant, ainsi que le comportement du système face à ces défaillances,
- une phase de quantification où l'on collecte des données de fiabilité, où l'on choisit la méthode de calcul adaptée, et où l'on évalue les critères de sûreté.

IV.2.2.1 Analyse du fonctionnement du système

L'analyse du fonctionnement du système décrit sous forme visuelle et textuelle le rôle du réseau et des éléments constitutifs. Elle aboutit en fait à deux descriptions principales ; une présentation de l'architecture du système et des liens fonctionnels entre ses éléments, et une identification des événements qui induisent l'évolution du système.

IV.2.2.2 Analyse des modes de défaillances

Un composant a plusieurs manières de tomber en panne ; ainsi, lorsque les différents modes de défaillance ont des conséquences différentes, il faut distinguer l'influence de chaque mode de défaillance sur le comportement normal du système. L'objectif est de fournir :

- une liste des modes de défaillances possibles pour chacun des éléments identifiés dans l'analyse du fonctionnement du système,
- leurs causes d'occurrence,
- leurs conséquences sur le système.

L'analyse des modes de défaillances peut-être réalisée à partir d'une représentation fonctionnelle du système ou du niveau structurel (décomposition du système en composants matériel / logiciel).

IV.2.2.3 Comportement du système face aux défaillances

Les systèmes (réseaux électriques et centres de production) auxquels on s'intéresse sont réparables, ainsi lorsqu'une défaillance se produit, un protocole est prévu pour rétablir le système dans son fonctionnement normal. Ce protocole inclut différentes étapes :

- réaction des automates de détection et protection (exemple : protection de disjoncteur),
- manœuvres de localisation et d'isolation de la défaillance,
- opération de maintenance,
- ou fonctionnement dit « dégradé » permettant d'assurer un service minimum pendant l'opération de maintenance (exemple : alimentation de secours).

Le comportement du système est primordial en terme de calcul de disponibilité ; en effet, les manœuvres de localisation d'un défaut (dans un réseau de distribution) peuvent prendre dans certains cas plus d'une heure et rajoutent donc une indisponibilité non négligeable. Il est donc très important, lorsqu'on effectue une étude de disponibilité, de modéliser au mieux ces étapes de réaction du système face aux défaillances.

IV.2.2.4 Collecte des données de fiabilité

Dans l'évaluation quantitative de la fiabilité, il est nécessaire d'avoir les données probabilistes des défaillances de chaque composant du système. Ces données sont en général le taux de défaillance λ (en h^{-1}) et parfois sa décomposition en fonction des modes de défaillances et le temps moyen de réparation r (en h). Une base de données de fiabilité pour le système peut alors être constituée.

La base de données peut être récupérée à partir de plusieurs sources telles que les études internes et l'analyse des matériels en retour après défaillance, les statistiques de défaillances observées et données par les constructeurs, le retour d'expérience, et certaines bases de données IEEE.

Les données utilisées ont des valeurs approchées (constantes puisque l'on ne tient pas compte du vieillissement, approximations dues au manque de retour d'expérience, etc) mais cela ne remet pas en cause la validité des résultats obtenus puisque l'on cherche à comparer les systèmes entre eux.

Le tableau IV.2 montre un exemple de données de fiabilité.

Composant	Modes de défaillances	Taux de défaillance (h^{-1})	Temps de réparation (h)	Probabilité de défaillance à la sollicitation
Groupe électrogène	Défaillance en fonctionnement	λ_1	r_1	-
	Défaillance au démarrage	-		?
Disjoncteur	Bloqué fermé	-	r_2	?
	Intempestivement ouvert	λ_4		-
Ligne	Court circuit	λ_5	r_3	-
	Rupture	λ_6		-
	Défaut fugitif	λ_7		-

Tableau IV.2 : Exemple de données de fiabilité

IV.2.3 Les méthodes de calcul

IV.2.3.1 Les différentes méthodes

Il existe différentes méthodes [IV.5] pour réaliser des calculs de sûreté de fonctionnement :

- *la méthode de calcul analytique* : cette méthode cherche à recenser tous les événements pouvant mener à une défaillance et estime ainsi les indices de fiabilité du système,
- *les graphes d'état de Markov* : cette méthode évalue la probabilité de changer d'un état connu à un autre état dans le système (i.e de l'état en marche à l'état en panne) jusqu'à ce

que le système atteigne l'état permanent. L'état permanent du système est la probabilité que le passage de l'état i à l'état j ne dépende pas du moment d'occurrence de la transition entre les deux états,

- la simulation Monte Carlo : cette méthode permet de calculer les indices de fiabilité en simulant les processus temporellement et en évaluant le fonctionnement aléatoire du système.

Dans la partie IV.3, nous allons rechercher les indices de fiabilité des différentes architectures définies précédemment. La méthode de calcul analytique [IV.7] est très bien adaptée au calcul de fiabilité pour le réseau de distribution puisque ce système peut se modéliser simplement. Par contre, pour l'évaluation de la fiabilité des centres de production ERD, la présence de sources d'énergie aléatoire (les EnR) et de batteries (qui induisent des variables dépendantes dans le temps), nécessite l'utilisation de la méthode de simulation Monte Carlo ([IV.8], [IV.9], [IV.10], [IV.11]).

Nous décrivons tout d'abord ces deux méthodes puis les mettons en œuvre sur l'exemple simple présenté ci-dessous ; il s'agit d'un GE qui alimente une charge (représentant un réseau de distribution local) et d'un GE de même puissance qui est utilisé en secours.

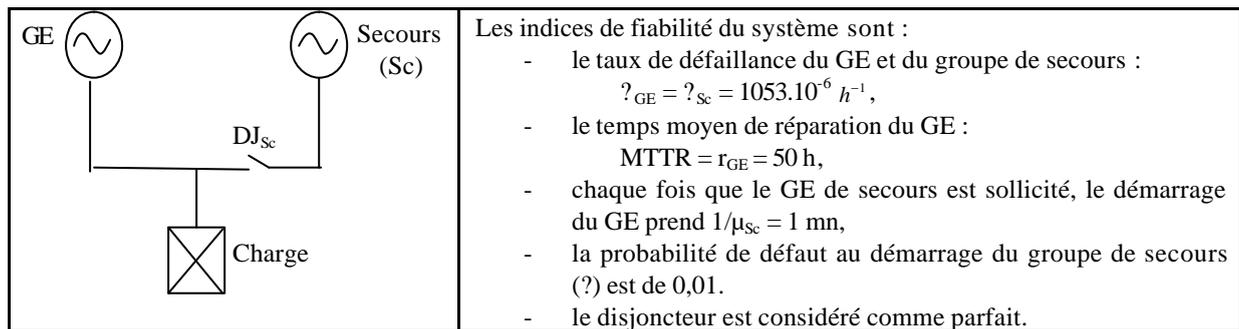


Figure IV.3 : Exemple utilisé pour la modélisation

IV.2.3.2 La méthode de calcul analytique

IV.2.3.2.1 Description de la méthode

Cette méthode représente chaque composant du système par le taux de défaillance λ interprété comme étant la fréquence de panne du composant et son MTTR (Mean Time To Repair, Durée Moyenne de Réparation) interprété comme étant la durée de la panne.

Dans le calcul, on recense toutes les séquences possibles menant à une interruption d'alimentation électrique du système. Le nombre de séquences prises dépend des hypothèses que l'on impose au début de chaque étude. On peut ainsi simplifier le problème en ne tenant pas compte des défauts superposés (1^{er} ordre) ou en tenant compte de n défauts superposés (ordre n).

Dans les études de fiabilité de réseaux, en raison des ordres de grandeur plutôt faibles de λ ($< 10^{-3} h^{-1}$), on se limite au calcul d'ordre 2. Pour chaque séquence, on cherche à déterminer la fréquence F_i et l'indisponibilité ID_i du système et au final on trouve :

$$F = \sum_{i=1}^{NN} F_i \quad \text{et} \quad ID = \sum_{i=1}^{NN} ID_i \quad (\text{éq-IV.7})$$

avec NN, le nombre de séquences possibles.

Le calcul analytique est relativement simple et clair à suivre et son temps de résolution est rapide. Par contre, dans le cas où le système est complexe (beaucoup de modes de fonctionnement), le nombre des probabilités augmente et conduit à des calculs également très complexes.

IV.2.3.2.2 Calculs par la méthode analytique

Pour cette méthode, nous analysons toutes les séquences possibles de dysfonctionnement (3 pour notre cas). Les résultats sont présentés dans le tableau IV.4 :

<p><u>Le GE tombe en panne, bonne commutation du groupe de secours et celui-ci fonctionne bien dans la période r_{GE}:</u></p> <p>La probabilité pour que le groupe de secours fonctionne bien dans la période r_{GE} :</p> $P1 = \exp(-r_{GE} \cdot \lambda_{sc}) = 0,9487$ <p>La probabilité que l'on ait une bonne commutation est de $(1 - \lambda)$ donc la fréquence d'interruption de cette séquence est :</p> $F1 = \lambda_{GE} \cdot \exp(-r_{GE} \cdot \lambda_{sc}) (1 - \lambda) = 8,2851 \text{ (f/an)}$ <p>Chaque interruption créera un temps d'indisponibilité d'une minute de commutation. L'indisponibilité du système dans ce cas est alors :</p> $ID1 = \lambda_{GE} \cdot \exp(-r_{GE} \cdot \lambda_{sc}) \cdot (1 - \lambda) \cdot \frac{1}{m_s} = 0,1447 \text{ (h/an)}$
<p><u>Le GE tombe en panne, bonne commutation du groupe de secours mais celui-ci tombe en panne lors de son fonctionnement :</u></p> <p>La probabilité pour que le groupe de secours tombe en panne lors du fonctionnement est :</p> $P2 = 1 - \exp(-r_{GE} \cdot \lambda_{sc}) = 0,0513$ <p>La probabilité que l'on ait une bonne commutation est de $(1 - \lambda)$, et 2 types d'interruption sont à chaque fois créées ; l'une par la panne du GE principal et l'autre par la panne du groupe de secours. La fréquence d'interruption de cette séquence est :</p> $F2 = 2 \cdot \lambda_{GE} \cdot (1 - \exp(-r_{GE} \cdot \lambda_{sc})) (1 - \lambda) = 0,9369 \text{ (f/an)}$ <p>Le groupe de secours peut être en panne à n'importe quel moment lorsqu'il travaille ; le temps moyen de l'indisponibilité due à la panne du groupe de secours est donc égal à $r_{GE}/2$. Pour calculer le temps de l'indisponibilité du système il faut ajouter le temps de commutation d'une minute. L'indisponibilité du système dans ce cas est alors :</p> $ID2 = \lambda_{GE} \cdot (1 - \exp(-r_{GE} \cdot \lambda_{sc})) \cdot (1 - \lambda) \cdot \left(\frac{r_{GE}}{2} + \frac{1}{m_{sc}} \right) = 11,7196 \text{ (h/an)}$
<p><u>Le GE tombe en panne, mais mauvaise commutation du groupe de secours :</u></p> <p>Si le disjoncteur de commutation est en panne, on ne peut pas solliciter le secours donc, le système sera hors service. La probabilité de la mauvaise commutation est égale à λ. La fréquence d'interruption de cette séquence est :</p> $F3 = \lambda_{GE} \cdot \lambda = 0,0922$ <p>Dans ce cas là, le temps de l'indisponibilité du système est égal au temps de réparation du groupe GE principal. L'indisponibilité du système est :</p> $ID = \lambda_{GE} \cdot \lambda \cdot r_{GE} = 4,6121$
<p><u>En conclusion</u></p> <p>La fréquence d'interruption du système : $F = F1 + F2 + F3 = 8,2851 + 0,9369 + 0,0922 = 9,31 \text{ (f/an)}$</p>

L'indisponibilité du système : $ID = ID1 + ID2 + ID3 = 0,1447 + 11,7196 + 4,6121 = 16,48$ (h/an)

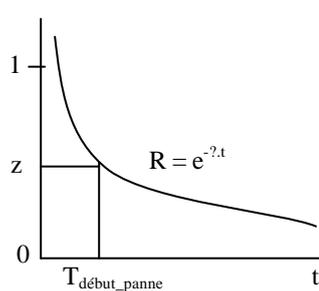
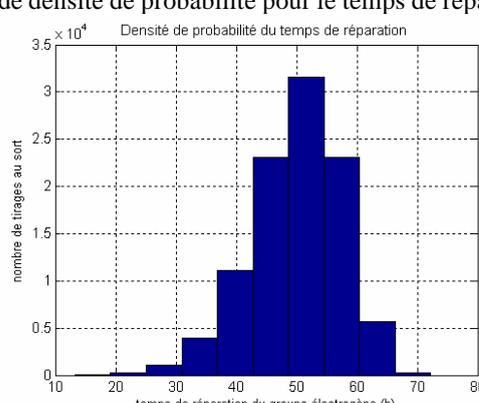
Tableau IV.4 : Calcul d'indices de sûreté par la méthode analytique

IV.2.3.3 Méthode de simulation Monte Carlo

IV.2.3.3.1 La méthode de simulation Monte-Carlo

La méthode de simulation Monte Carlo permet de calculer les indices de fiabilité d'un système en simulant les processus temporellement et en évaluant le fonctionnement aléatoire du système. Cette méthode traite donc le système comme une série d'événements. La prise en considération de l'aléa des événements tels que la défaillance des composants, le temps de réparation, la variation de charge, et la variation des conditions atmosphériques (dans le cas de l'utilisation des énergies renouvelables), permet d'obtenir des résultats proches de la réalité. Le système est analysé composant par composant et l'état du système correspond au cumul de l'état de tous les composants le constituant.

Le tableau IV.3 présente le processus de simulation par la méthode Monte Carlo :

Etape 1	<p>On recherche pour chaque composant le moment d'apparition de la panne $T_{\text{début_panne}}$ en générant un nombre aléatoire.</p> <div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;">  <div style="margin-left: 20px;"> <p>z est un nombre aléatoire compris entre 0 et 1</p> $T_{\text{début_panne}} = -\frac{\ln(z)}{\lambda} \quad (\text{éq-IV.8})$ </div> </div>
Etape 2	<p>On détermine le temps s moyen de réparation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - soit on le considère constant, - soit on calcule un autre nombre aléatoire et on tire au sort le temps de réparation en considérant que celui-ci suit une loi probabiliste (Weibull par exemple). La courbe suivante montre un exemple de densité de probabilité pour le temps de réparation d'un GE. <div style="text-align: center;">  </div> <p>On obtient ensuite la période de réparation du composant en considérant :</p> $[T1 \div T2] = [(t + T_{\text{début_panne}}) \div (t + T_{\text{début_panne}} + \text{temps de réparation})] \quad (\text{éq-IV.9})$
Etape 3	<p>On vérifie si $T2$ est inférieur à la durée de la simulation (par exemple $D_{\text{simu}} = 8760$ heures soit un an) : si</p>

	oui, on revient à l'étape 1 ; sinon on va à l'étape 4.
Étape 4	On effectue le même processus avec tous les composants du système ; on obtient ainsi le cycle de « fonctionnement – dysfonctionnement » de chaque composant. On met à zéro toutes les puissances des unités de production électrique pendant leur période de dysfonctionnement.
Étape 5	On établit l'état du système à partir des cycles de « fonctionnement – dysfonctionnement » des composants le constituant.
Étape 6	On calcule les indices de fiabilité de cette histoire et on les conserve.
Étape 7	On effectue $N_{\text{Histoires}}$ fois ces 6 étapes puis on analyse les résultats stockés. $N_{\text{Histoires}}$ est très grand (supérieur à 10000) ; il correspond à un nombre d'histoires suffisant pour que la moyenne des indices de fiabilité calculés converge vers une valeur stable.

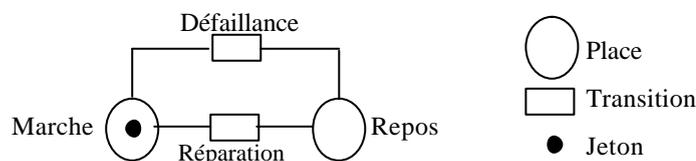
Tableau IV.3 : Processus de simulation par la méthode Monte Carlo

Pour mettre en œuvre la méthode Monte Carlo, il faut avoir un modèle séquentiel qui gère l'évolution des états du système ; pour cela, on peut utiliser deux types de modélisation :

- les réseaux de Pétri (lorsque le système le permet),
- la programmation séquentielle du fonctionnement du système.

IV.2.3.3.2 Les réseaux de Pétri

La méthode des réseaux de Pétri est un outil graphique de représentation des problèmes et des mécanismes séquentiels. Ces réseaux permettent la modélisation, l'analyse des propriétés et la validation des spécifications des systèmes à événements discrets. Le système est modélisé par des places, des transitions et des jetons (figure IV.3). Les places et les transitions d'un réseau de Pétri, en nombre fini et non nul, sont liées par des arcs orientés. Une place peut contenir plusieurs jetons qui matérialisent l'état du réseau à un instant donné. Ces jetons peuvent passer d'une place à l'autre par franchissement (ou tir) d'une transition. Le franchissement d'une transition par un jeton correspond à un événement fonctionnel ou encore fonctionnement possible du système. Ces transitions peuvent être associées à toute sorte de loi probabiliste.

**Figure IV.4 : Modèle d'un composant par réseau de Pétri**

Pour définir l'état d'un système modélisé par un réseau de Pétri, il est nécessaire de compléter le réseau de Pétri par des conditions correspondant à la description logique d'un état du système. Les conditions nécessaires au déclenchement d'un événement sont les préconditions de l'événement (message d'entrée). Lorsqu'un événement se produit, certaines de ces préconditions peuvent cesser

d'être vraies alors que d'autres conditions, appelées postconditions deviennent vraies (message de sortie).

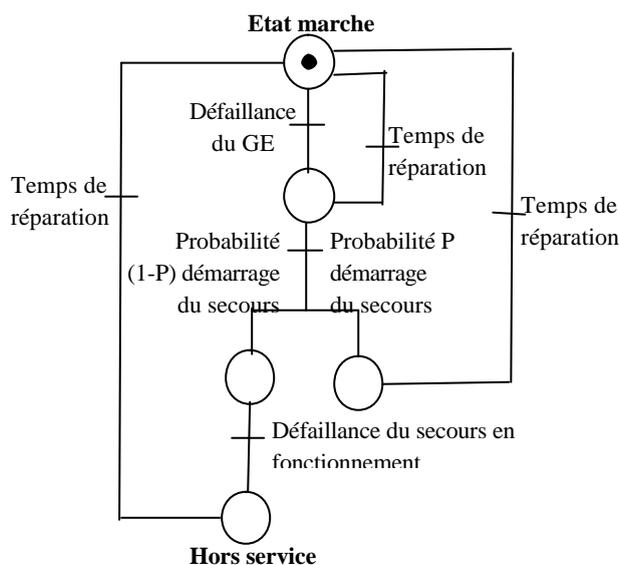
L'utilisation de ces messages permet de modéliser un système de deux façons ; on modélise le système par un seul Réseau de Pétri ou on réalise un Réseau de Pétri composant par composant ce qui permet de faciliter la modélisation des systèmes complexes. Cette méthode, dans le cadre de nos travaux [IV.1], est basée sur un logiciel de simulation probabiliste « MOCA-RP » [IV.12].

IV.2.3.3.3 La programmation séquentielle

Lorsque la mise en œuvre de la méthode de simulation Monte Carlo par réseaux de Pétri n'est pas possible à mettre en œuvre (présence d'énergies renouvelables ou de batteries) nous avons recours à la programmation séquentielle des modes de fonctionnement et dysfonctionnement du système.

IV.2.3.3.4 Calculs en utilisant les réseaux de Pétri

Nous modélisons globalement le système par un réseau de Pétri pour réaliser la simulation Monte-Carlo en utilisant le logiciel MOCA-RP.



Les résultats de la simulation donnent :

- fréquence de l'interruption
F = 9,14 (f/an)
- indisponibilité
ID = 16,55 (h/an)

Figure IV.5 : Modèle du système par Réseaux de Pétri

IV.2.3.4 Conclusion

Les résultats de la modélisation par la méthode analytique et par la méthode de simulation Monte Carlo sont équivalents. Cependant la méthode analytique ne pourra être utilisée dans le cas de simulations complexes correspondant à la présence de variables aléatoires et de grandeurs dépendantes du temps.

IV.3 Etude de sûreté de fonctionnement

Après avoir décrit la méthodologie générale d'une étude de sûreté de fonctionnement, nous allons tout d'abord comparer les indices de fiabilité d'un réseau de type centralisé à ceux de l'ERD décentralisée (avec centre de production «Système_1GE») puis nous comparerons les indices de fiabilité des différents centres de production proposés au chapitre III.

Dans toute cette étude, nous considérons que le réseau de distribution alimente la charge utilisée dans les chapitres précédents (figure III.18).

IV.3.1 Etude comparative entre l'électrification centralisée et l'ERD

IV.3.1.1 Introduction

Les systèmes d'électrification que nous étudions (centralisés et décentralisés) sont complexes ; ainsi, pour réaliser une étude de fiabilité, il est nécessaire de les décomposer en plusieurs sous-systèmes qui seront analysés séparément :

- le réseau de distribution BT (indices de fiabilité communs aux deux types d'électrification),
- le centre de production BT (pour l'ERD),
- la ligne de connexion HTA et le transformateur HTA/BT.

IV.3.1.2 Le réseau de distribution BT

Le réseau de distribution utilisé est celui présenté au chapitre II ; il est de type radial et se compose d'une artère principale triphasée et de dix artères secondaires monophasées (figure IV.6).

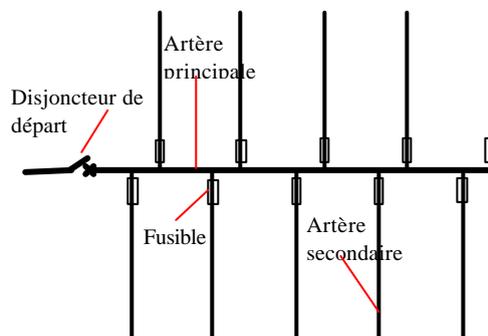


Figure IV.6 : Réseau de distribution BT et son équipement de protection

Nous avons choisi d'utiliser des équipements de protection simplifiés pour des raisons de coût ; nous utilisons ainsi un disjoncteur avec cycle de réenclenchement placé au départ de l'artère principale et un fusible à chaque départ de l'artère secondaire.

Face aux défaillances, le réseau se comporte ainsi :

- lorsqu'il y a un court-circuit sur une des artères secondaires, le fusible est rompu et les clients connectés sont privés d'électricité jusqu'à ce que le défaut soit éliminé. Le temps de l'indisponibilité pour ce client est égal à la durée d'isolation, d'intervention et de réparation du défaut. L'alimentation électrique pour le reste du réseau est toujours assurée.
- lorsqu'il y a un court-circuit sur l'artère principale, le disjoncteur déclenche et aucun client n'est alimenté. L'indisponibilité du système dure jusqu'à ce que la défaillance soit réparée.
- si dans les deux cas précédant le disjoncteur fonctionne mal, c'est le disjoncteur machine qui déclenche dans le cas de l'ERD ; tout le réseau est alors déconnecté.
- lorsqu'il y a une rupture (c'est un défaut passif, qui ne sollicite pas la protection) sur une artère secondaire ou sur le fusible même, le fusible ne peut pas détecter le défaut ; on déclenche donc le disjoncteur puis on isole l'artère en défaut, on réenclenche le disjoncteur pour assurer la continuité d'alimentation électrique du reste du réseau.
- si la rupture apparaît sur l'artère principale ou sur le disjoncteur, tout le réseau sera déconnecté.
- lorsqu'il y a un court-circuit sur le réseau, le disjoncteur déclenche en respectant son cycle de réenclenchement (cycle de trois fermetures successives pour vérifier la nature du défaut : fugitif ou permanent).

Le tableau IV.5 résume les modes de dysfonctionnement des composants du réseau BT.

Composant	Modes de défaillances	Causes	Conséquences
Disjoncteur	Intempestivement ouvert Bloqué fermé	Défaillances internes	Perte d'alimentation électrique de tous les clients
Fusible	Intempestivement ouvert	Défaillances internes	Perte d'alimentation électrique du client connecté à cette artère
Artère principale	Court-circuit Rupture Défaut fugitif	Défaut sur la ligne Dysfonctionnement Impact de l'extérieur	Perte d'alimentation électrique de tous les clients
Artère secondaire	Court-circuit Rupture Défaut fugitif	Défaut de la ligne Dysfonctionnement Impact de l'extérieur	Perte d'alimentation électrique du client connecté avec cette artère

Tableau IV.5 : Description des modes de défaillance du réseau

Les indices de fiabilité ont été chiffrés grâce à la méthode de calcul analytique. Pour réaliser l'étude de fiabilité, nous utilisons la base de données [IV.13] (tableau IV.6) qui résume les données de

sûreté utilisées pour les différents composants du système. Les résultats sont présentés au § IV.3.1.5 avec ceux du centre de production et de la ligne HTA.

IV.3.1.3 Le centre de production BT utilisé pour l'ERD

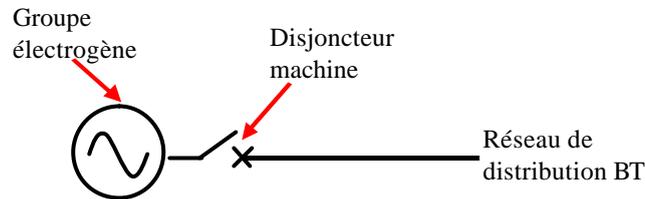


Figure IV.7 : Centre de production « Système_1GE » et son système de protection

Le centre de production considéré est le système de base Système_1GE défini au chapitre III. Le GE est protégé par un disjoncteur machine. On considère que le GE alimente la charge 24h/24h. L'indisponibilité du système est donc due à une défaillance du GE ou du disjoncteur machine. Les données de fiabilité de ces composants sont résumées dans le tableau IV.6 et les résultats sont présentés au § IV.3.1.5.

IV.3.1.4 Le réseau de distribution HTA

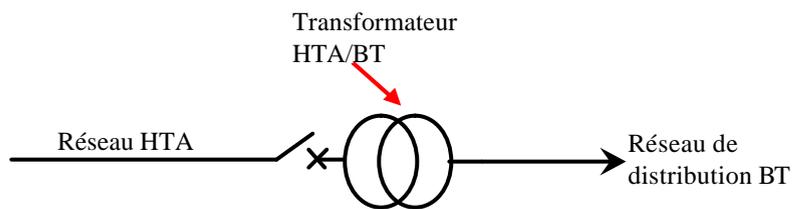


Figure IV.8 : Réseau de distribution HTA et son système de protection

Le réseau de distribution HTA considéré est constitué d'une ligne HTA connectée à un poste source HTB/HTA (distance de connexion = 5 km). On considère que l'indisponibilité au niveau d'un poste source HTB/HTA est de 2,5 h/an et que la fréquence d'interruption est de 5 par an [IV.13].

IV.3.1.5 Analyse des résultats

Le tableau IV.6 présente la base de données utilisée pour calculer les indices de fiabilité des différents sous-systèmes présentés ci-dessus.

Réseau de distribution	?	MTTR	Défaillance à la sollicitation
	(en $10^{-6} * h^{-1}$)	(en h)	
Réseaux de distribution BT			
Disjoncteur BT	0,32	4	0,00032
Fusible	0,22	2	0,01
Lignes aériennes	0,015 /km	5	-
Centre de production			
GE	1053	50	0,01
Disjoncteur machine	0,32	4	0,00032
Réseaux de distribution HTA			
Disjoncteur HTA	0,75	4	0,00032

Transformateur	0,6	6,3	-
Ligne HTA	0,05 /km	3	-

Tableau IV.6 : Base de données d'indices de fiabilité

Le tableau IV.7 présente les différents indices de fiabilité calculés afin de comparer la sûreté de fonctionnement entre l'électrification centralisée et l'électrification décentralisée (système simple composé par un GE). F correspond à la fréquence d'interruption, ID à l'indisponibilité du système et END à l'énergie non distribuée par clients.

	F (en f/an)	ID (en h/an)	END (en kWh/an)
Réseau BT			
Court-circuit	0,19	0,92	59
Rupture	0,02	0,10	6
Défaut fugitif	0,82	0,67	43
? sur réseau BT	1,03	1,69	108
Electrification décentralisée			
Centre de production	9,23	461,22	29472
Total	10,25	462,91	29580
Electrification centralisée			
Réseau HTA	5	2.51	150
Total	1.28	4.20	258

Tableau IV.7 : Résultats pour l'électrification centralisée et décentralisée

Les résultats résumés dans ce tableau montrent que l'Electrification Rurale Décentralisée a une fiabilité beaucoup plus faible que l'électrification rurale centralisée. Ceci est dû principalement aux indices de fiabilité du groupe électrogène.

IV.3.2 Etude comparative entre les différents centres de production ERD

IV.3.2.1 Introduction

Les centres de production étudiés sont ceux décrits au chapitre III c'est-à-dire, des systèmes utilisant les GE, les batteries et l'énergie renouvelable de type «éolien». Dans cette partie, nous allons expliciter :

- les hypothèses sur les différents éléments de production,
- les modes de dysfonctionnement des différents centres ERD,
- la méthode utilisée ainsi que les hypothèses de calcul,
- les résultats.

IV.3.2.2 Hypothèses sur les éléments de production

Dans le tableau IV.8, nous regroupons les indices de fiabilité des différents composants d'un centre de production :

	?	MTTR	Probabilité de défaillance à la
--	---	------	---------------------------------

	(en $10^{-6} * h^{-1}$)	(en h)	sollicitation
Groupe électrogène	1053	50	0,01
Eolien	521	80	0,01
Batterie	0,8	12	-
Disjoncteur	0,3	4	0,00032

Tableau IV.8 : Données de fiabilité pour les éléments de production [IV.13]

Nous avons alors effectué certaines hypothèses simplificatrices pour les calculs de fiabilité. On constate tout d'abord que les batteries ont un taux de défaillance négligeable par rapport aux autres équipements ; on considère ainsi que les batteries et l'équipement d'électronique de puissance ne peuvent tomber en panne. De plus, on ne tient pas compte des pannes du disjoncteur machine et du disjoncteur réseau car ces taux de défaillance ($0,32 * 10^{-6} h^{-1}$) sont également négligeables devant les taux de défaillance du GE ou de l'éolienne.

IV.3.2.3 Hypothèses sur le mode de dysfonctionnement des différents systèmes

L'analyse du fonctionnement des différents systèmes ERD a été réalisée au chapitre III. Les modes de dysfonctionnement sont présentés dans le tableau ci-dessous :

1GE	Lorsque le GE tombe en panne, le disjoncteur machine déclenche ; le réseau est alors déconnecté et les clients sont privés d'électricité. Le temps de l'indisponibilité du système est égal au temps de réparation du GE.
1GE_Eolien_Batterie_cas1	Lorsque le GE tombe en panne, la batterie peut alimenter la charge si son état de charge est correct et si la puissance demandée par la charge n'est pas trop importante par rapport aux contraintes de fonctionnement de la batterie. En plus, si l'éolien tombe en panne, le GE peut la secourir en compensant l'énergie précédemment fournie par l'éolienne.
2GE_cas1	Pour ce type de système, on considère que les GE peuvent se secourir mutuellement si leur puissance nominale est suffisante. On ne tient pas compte du temps de démarrage des GE
EOLIEN_Batterie_GE_cas1	Si l'éolienne tombe en panne, la batterie peut éventuellement la secourir si l'énergie stockée est suffisante ; si l'énergie stockée est insuffisante, le GE peut travailler en secours. Si le GE tombe en panne, le système ne peut plus alimenter la charge.

Tableau IV.9 : Modes de dysfonctionnement des différents centres de production choisis

IV.3.2.4 Méthode utilisée – hypothèses simplificatrices

L'analyse du comportement des composants d'un système ERD montre que :

- l'état de charge de la batterie introduit un aspect temporel qui risque de compliquer considérablement les calculs de type analytique ou par graphes de Markov,
- la présence d'une éolienne implique également une modélisation difficile par un calcul analytique en raison de variables aléatoires.

L'utilisation de la méthode Monte Carlo est donc très bien adaptée à ce type de problème puisque nous avons une évolution séquentielle des différents paramètres du problème. La programmation du

fonctionnement des différents systèmes ayant déjà été réalisée au chapitre III, nous avons choisi de calculer les indices de fiabilité des différents systèmes en adaptant ces programmes de calcul (programmation des modes de dysfonctionnement) pour pouvoir utiliser la méthode Monte Carlo.

IV.3.2.5 Résultats

Nous avons choisi de calculer les indices de fiabilité pour les différents systèmes dimensionnés en partie III.6 pour l'exemple d'un village alimenté sur 24 heures (coût du fuel de 1 €/l). Pour calculer ces indices de fiabilité, nous avons effectué 1000 histoires sur une année. Le tableau IV.10 résume les résultats obtenus pour les différents systèmes :

Système_	GE1 kW	GE2 kW	Eolienne kW	Batterie jours autonomie	Coût €/kWh	F f/an	ID h/an	END kWh/an
1GE	80	---	---	---	0,310	8	398	9545
1GE_Eolien_Batterie_cas1	50	---	40	0,20	0,180	8	393	9430
2GE_cas1	80	40	---	---	0,218	32	68	1626
Eolien_Batterie_GE_cas1	100	---	200	1	0,314	10	88	2120

Tableau IV.10 : Indices de fiabilité pour les différents systèmes choisis

La comparaison des systèmes 1GE et 1GE_Eolien_Batterie montre que la fréquence d'interruption est sensiblement la même (8 fois/an). Par contre, en raison de la présence de batteries, l'énergie non distribuée est légèrement plus faible avec le système 1GE_Eolien_Batterie.

L'END pour le système 2GE_cas1 est beaucoup plus faible que pour les systèmes 1GE en raison de la possibilité de secours apporté par le 2^{ème} groupe électrogène.

Pour les systèmes de type «Eolien», on constate que les indices de fiabilité sont meilleurs que pour les systèmes de type 1GE. Ces résultats seront à recouper avec les résultats de l'analyse technico-économique.

IV.4 Synthèse du chapitre

Dans ce chapitre, nous avons cherché à réaliser l'étude de sûreté de fonctionnement des différentes architectures définies aux chapitres précédents. Pour cela, nous avons tout d'abord défini le concept de sûreté de fonctionnement et les grandeurs qui y sont étroitement liées telles que la fiabilité, le taux de défaillance, l'indisponibilité, la sécurité et la maintenabilité.

Les différentes méthodes utilisées pour réaliser une étude de sûreté de fonctionnement ont également été décrites ; il s'agissait de la méthode analytique et de la méthode de simulation Monte-Carlo (par utilisation des réseaux de Pétri ou par programmation séquentielle).

Grâce à la méthode analytique, nous avons tout d'abord comparé les indices de fiabilité d'un système de type centralisé à un système d'ERD (système de base 1GE). Les résultats montrent que les réseaux centralisés sont plus sûrs que les systèmes ERD. Nous avons également comparé les indices de fiabilité des différents systèmes ERD définis au chapitre III. Pour cela, nous avons utilisé la méthode de simulation Monte Carlo qui est la plus adaptée à ce problème. Nous avons ainsi pu montrer l'intérêt de l'ajout de batteries ou d'un GE vis-à-vis de la fiabilité du système.

Cette étude permet enfin de définir un nouveau critère de choix entre les différentes architectures décentralisées proposées au chapitre III.

Après avoir étudié le coût et la fiabilité de différents systèmes adaptés à l'électrification rurale, nous avons réalisé des simulations de fonctionnement d'un des centres proposés (ajout de critères supplémentaires aux critères économiques et de sûreté de fonctionnement).

Chapitre V
Etude du fonctionnement d'un centre de production

Chapitre V

Etude du fonctionnement d'un centre de production

V.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous recherchons les contraintes de fonctionnement normal d'un système d'électrification rurale décentralisée qui est actuellement fréquemment rencontré ; il s'agit du système GE couplé à une éolienne qui est actuellement particulièrement utilisé pour les sites isolés tels que les îles (en Grèce par exemple [V.1], [V.2]), ainsi qu'au Maroc [V.3], ou en Argentine [V.4] par exemple.

Nous avons donc choisi de réaliser la simulation du fonctionnement d'un centre de production à base de groupe électrogène et d'éolienne afin de mettre en évidence les contraintes de l'insertion d'une éolienne sur le système de base « 1GE ». Pour cela, nous présentons tout d'abord les modèles de groupe électrogène [V.5] et de turbine éolienne utilisée [V.6]. Le modèle du GE permet de simuler le fonctionnement du système de base « 1GE ». Nous présentons ensuite des simulations sur le système GE couplé à une éolienne qui mettent en évidence la nécessité d'insérer à ce système des compensateurs d'énergie réactive et une charge ballaste. Nous simulons enfin le système afin de montrer l'impact de la connexion ou de la déconnexion d'une éolienne ou l'impact d'un créneau de charge.

Pour réaliser cette étude, nous utilisons un GE de 80 kW qui fait parti de la gamme de matériel présentée au chapitre III. Par contre, l'éolienne est choisie de puissance élevée (70 kW) ; ceci nous permettra de mettre en évidence les contraintes de fonctionnement liées à une introduction importante d'énergie renouvelable dans le système.

V.2 Modélisation du Groupe Electrogène [V.5]

V.2.1 Introduction

Dans cette partie, nous décrivons le modèle de groupe électrogène utilisé. Celui-ci est adapté [V.5] au fonctionnement en site isolé. Un GE est constitué par [V.7] :

- *le moteur diesel* : c'est le générateur de puissance mécanique ; la vitesse et le couple sont asservis par un régulateur de vitesse en jouant sur le débit de fuel ce qui permet le réglage de la puissance active fournie au système,
- *l'alternateur* : il s'agit d'une machine synchrone (MS) ; il est la source d'énergie électrique et est asservi par un système d'excitation qui s'occupe de maintenir constante la tension de sortie de l'alternateur en jouant sur la puissance réactive fournie au réseau. Cette puissance réactive fournie est limitée ($\cos \phi = 0,8$; donnée constructeur).

Cette figure présente la structure fonctionnelle d'un groupe électrogène :

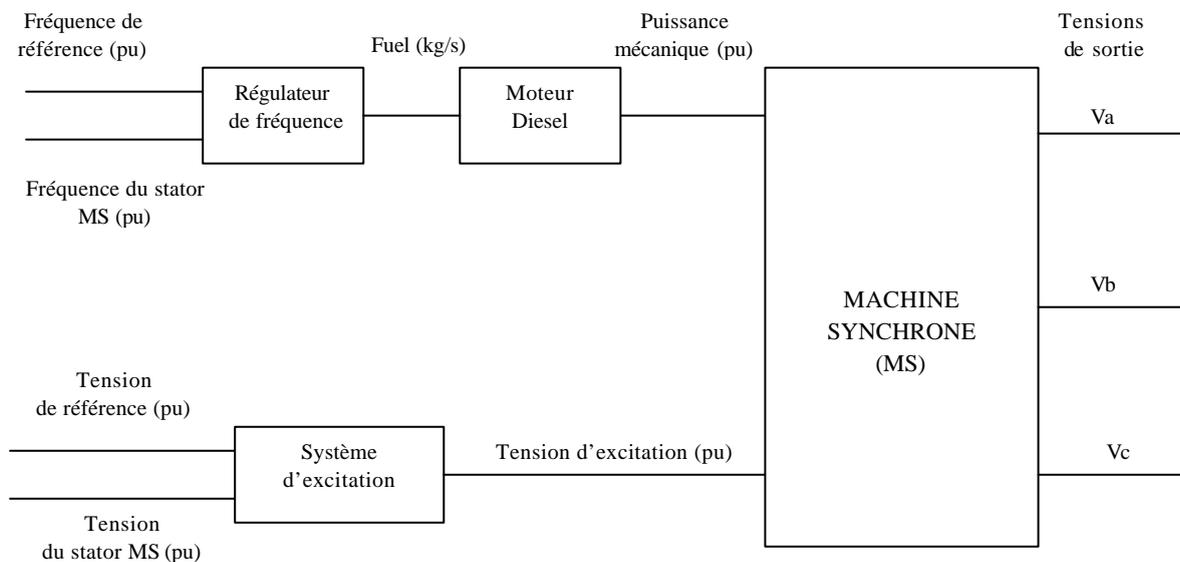


Figure V.1 : Structure fonctionnelle d'un groupe électrogène

Dans cette partie, nous décrivons le modèle utilisé pour le GE ; c'est-à-dire le modèle du moteur et de la régulation de fréquence, le modèle de l'alternateur et de la régulation de tension, ainsi que les simulations de ce système. Ces régulations sont mises en place afin de vérifier certaines contraintes (en régime établi, $\Delta f = \pm 0,5\%$, $\Delta V = \pm 2\%$; en régime transitoire, $\Delta f = \pm 5\%$, $\Delta V = \pm 35\%$) [V.8].

On se reportera à l'annexe C pour les différentes valeurs des paramètres du groupe électrogène.

V.2.2 Le moteur et la régulation de la fréquence

V.2.2.1 Modèle du Moteur Diesel

Le moteur Diesel est modélisé par une fonction de transfert du 1^{er} ordre [V.8] donnant la relation entre la consommation de fuel et la puissance mécanique fournie.

$$\begin{cases} P_m = Am'_b - Bw_m^2 \\ m'_b = e^{-pt} m_b \end{cases} \text{ avec } \begin{cases} P_m, \text{ Puissance mécanique générée par le diesel, [puW]}, \\ m'_b, \text{ Débit de fuel actuel, [kg/s]}, \\ m_b, \text{ Débit de fuel demandé, [kg/s]}, \\ A, \text{ Gain de puissance, [puW.s/kg]}, \\ B, \text{ Pertes de puissance mécaniques, [(pu)W/(pu)rad/s]}, \\ w_m, \text{ Vitesse mécanique de l'arbre du moteur, [(pu)rad/s]}, \\ t, \text{ Retard d'auto inflammation, [s]} \end{cases} \quad (\text{éq-V.1})$$

Les constantes A et B sont déterminées en estimant la consommation de fuel en fonction de la puissance fournie (fonction affine). Le retard t' de l'auto inflammation du combustible dans la chambre de combustion est pris constant [V.9] et est égal à 0,024 s.

V.2.2.2 Modèle du régulateur de fréquence

Les régulateurs de vitesse employés sont en général de type P (proportionnel) ou PI (proportionnel intégral) [V.7] ; ils agissent sur l'actionneur des soupapes, donc sur le débit de fuel, qui fournit le couple mécanique de la machine. Nous prenons un régulateur PI parce que ce type de régulateur permet d'éviter une erreur statique en régime établi ([V.7], [V.8], [V.9]).

Le gain proportionnel du régulateur, appelé encore statisme, détermine la variation de la vitesse du générateur, c'est-à-dire la fréquence, au cas où la charge appliquée double sa valeur, [V.9]. Le gain intégral agit à long terme pour éliminer l'erreur statique en régime établi. La commande du régulateur est appliquée sur un actionneur qui règle le débit de fuel ; cet actionneur peut être assimilé à une fonction de transfert du premier ordre [V.8].

La structure du groupe diesel est montrée sur la figure V.2 :

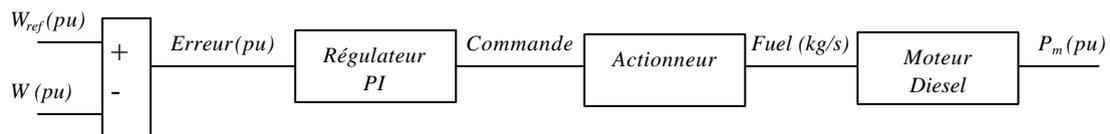


Figure V.2 : Schéma fonctionnel du régulateur et du moteur Diesel

V.2.3 L'alternateur et la régulation de tension

V.2.3.1 Modèle de l'alternateur

Le comportement dynamique de la machine synchrone est décrit par un système d'équations classique basé sur les transformées de Park. Le modèle utilisé est celui de la machine synchrone, développé dans le PowerBlockSet de Matlab Simulink [V.14]. Les équations de la machine sont données en Annexe C.

V.2.3.2 Modèle de l'excitation

Le système d'excitation adopté, est emprunté à la bibliothèque Powerlib de Matlab Simulink. Il s'agit d'un modèle standard IEEE « Excitation Type 1 » [V.8]. Son schéma bloc est présenté en figure V.3 :

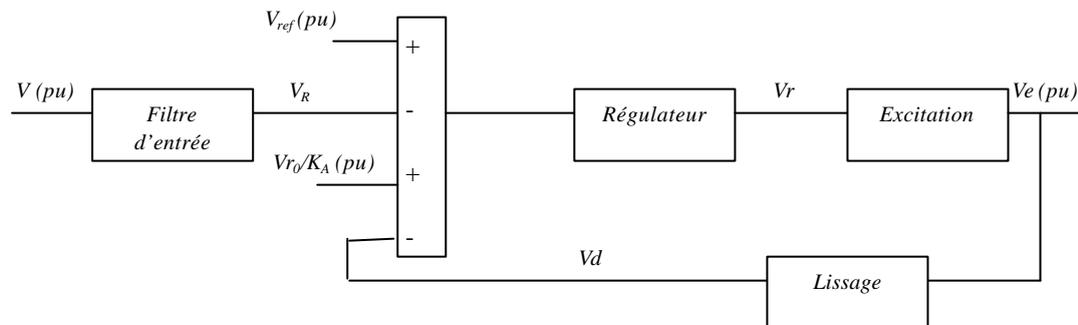


Figure V.3 : Schéma-bloc de l'excitation du groupe diesel

Le schéma ci-dessus présente les étapes que suit l'élaboration de la tension d'excitation. Quatre blocs principaux traitent l'information d'entrée. Le signal de la tension mesurée (en pu) est tout d'abord filtré par un filtre passe-bas afin d'éviter la prise en compte par la commande des variations brusques de la tension dues à des connexions ou déconnexions de charges. Le bloc « Régulateur » représente aussi un filtre passe-bas, il exprime le retard dans la génération de la commande. La boîte « Excitation » modélise le retard de génération de la tension d'excitation.

Le signal de sortie est envoyé à l'entrée à travers un système d'atténuation « Lissage » qui représente une fonction de transfert du premier ordre ; ce système permet d'atténuer les variations de la tension mesurée pendant l'établissement de l'excitation (filtrage de la mesure). Le système d'équations modélisant l'excitation est donné en Annexe C ainsi que tous les paramètres du groupe électrogène.

V.2.4 Simulations du GE

Dans cette partie, nous vérifions grâce à différentes simulations, le bon fonctionnement de la machine en charge et nous estimons les performances du générateur et des régulations.

V.2.4.1 Scénario 1

Pour ce scénario, nous connectons 100 % de la charge électrique nominale à $t = 0,5$ s et nous visualisons la puissance, la fréquence et la tension après connexion.

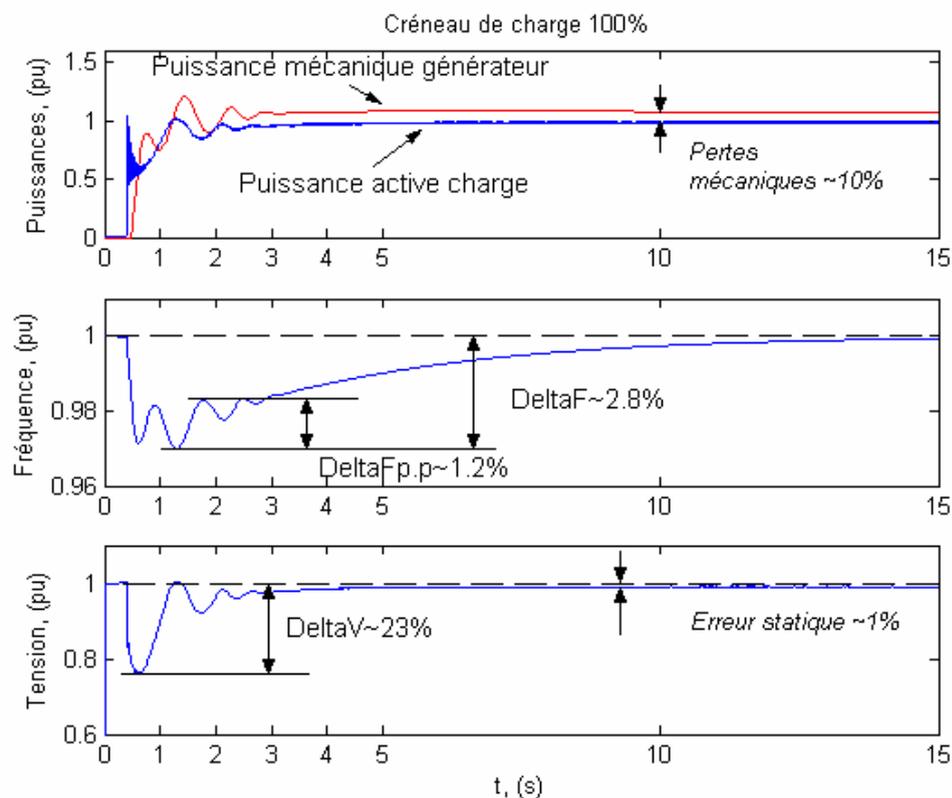


Figure V.4 : Résultats pour le scénario 1

La puissance mécanique se stabilise autour de 110 % de sa valeur nominale ; ceci est dû aux pertes du groupe. La fréquence est contenue dans la limite de 5 % mentionnée dans la fiche technique. Elle n'est pas très oscillante pendant le transitoire puisque la valeur maximale crête à crête est inférieure à 1,2 %.

La plus forte variation pendant cette simulation correspond à la tension de sortie de l'alternateur (tension vue par la charge) qui atteint 23 % de variation crête à crête après le branchement. Cette situation ne dure cependant pas longtemps ($V > 0.9$ pu au bout de 1 s) mais peut être dommageable pour une charge sensible (situation très peu probable dans les PED). Après les pics lors de la connexion, la tension reste stable et l'erreur statique est inférieure aux 2 % requis.

V.2.4.2 Scénario 2

Pour ce scénario, nous visualisons l'effet d'un créneau de charge sur le système ; pour cela, nous connectons 60 % de la charge nominale à $t = 0,5s$, puis 20 % de la charge nominale à $t = 15s$. La puissance, la fréquence et la tension après connexion sont visualisées en figure V.5.

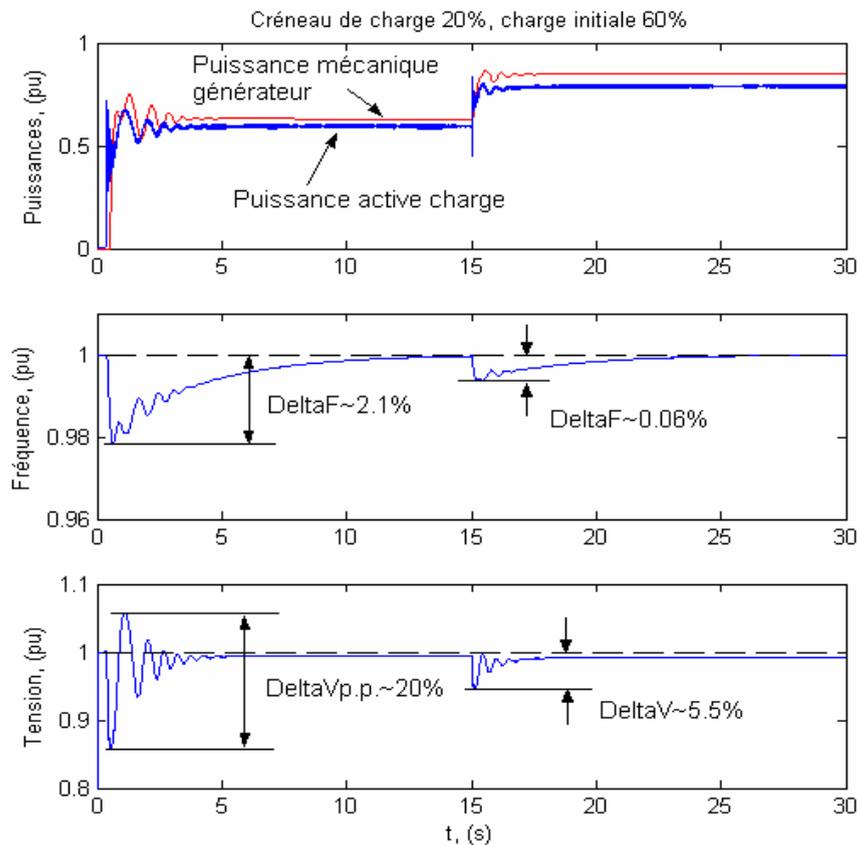


Figure V.5 : Résultats pour le scénario 2, en (p.u)

La puissance mécanique délivrée répond rapidement à la demande avec un dépassement de 14 % pour l'application de 60 % de la charge nominale et un dépassement de 1 % pour la connexion de 20 % de la charge. La fréquence reste dans les limites de tolérance après l'application des charges. Nous avons toujours la tension de sortie qui est la plus sensible à la variation de la charge.

V.2.5 Conclusion

Les simulations réalisées montrent que le GE vérifie les contraintes de variation de fréquence et de tension admissibles ; nous pouvons alors utiliser ce modèle de GE pour les études suivantes.

V.3 Modélisation de l'éolienne [V.6]

Pour notre étude, nous utilisons le modèle d'une éolienne de 70 kW qui est composée :

- d'une *turbine*, générateur de puissance mécanique, dont le rayon des pâles est de 7,5 m ; il n'y a pas de régulation active de la puissance générée (angle de calage constant).
- d'une *machine asynchrone*, génératrice d'énergie électrique, qui est très bien adaptée à une connexion directe au réseau sans dispositif d'électronique de puissance. Par contre, ce système ne dispose pas d'un dispositif de contrôle du flux d'énergie pendant la connexion ou la déconnexion de la source renouvelable. Ainsi, la connexion de l'éolienne est commandée par un capteur de vitesse qui compare la vitesse de rotation des pales à une référence appropriée. La connexion est alors brutale, ce qui peut engendrer des perturbations sur les paramètres électriques du système.

Cette figure présente la structure fonctionnelle d'une éolienne :

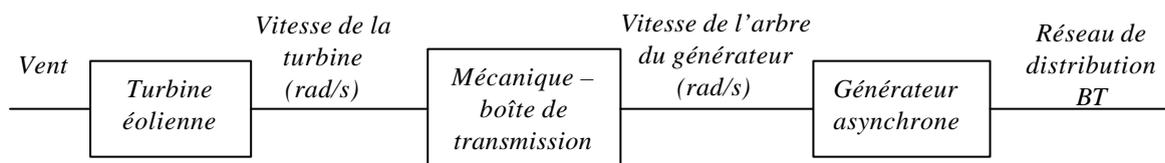


Figure V.6 : Structure générale de l'éolienne

La séquence de fonctionnement de l'éolienne est la suivante : la turbine de l'éolienne commence à tourner en fonction du vent disponible, cette vitesse dite « lente » est transmise par l'intermédiaire de la boîte de transmission sur l'arbre du générateur asynchrone (vitesse rapide), lorsque cette vitesse de rotation dépasse la vitesse de synchronisme un ordre de couplage est envoyé au système de connexion (contacteurs). La puissance fournie par l'éolienne est renvoyée sur le réseau sous forme de courants injectés (courants statoriques du générateur asynchrone).

Les paramètres de l'éolienne sont donnés en Annexe C.

V.4 Etude du fonctionnement du centre « GE + Eolien »

V.4.1 Introduction

Dans cette partie, nous illustrons le fonctionnement du système «GE + Eolienne » afin de vérifier certaines contraintes initiales :

- puissance minimale fournie par le groupe diesel égale à 40 % de la puissance nominale du GE (non dégradation de la durée de vie du groupe électrogène),
- facteur de puissance du groupe, $\cos(\phi) > 0.8$,
- courant de l'éolienne pendant la connexion, $I < 7 \cdot I_{\text{nominal}}$ (machine asynchrone).

Dans ce qui suit, nous mettons en évidence la nécessité d'utiliser des charges ballastes et des compensateurs d'énergie réactive pour pouvoir respecter ces contraintes.

V.4.2 Mise en évidence de l'importance de l'utilisation de charges ballastes et de compensateurs d'énergie réactive

Nous illustrons un premier essai du fonctionnement de l'éolienne avec le GE. La simulation réalisée nous permet de voir le fonctionnement en régime établi, d'estimer le bilan de puissance, de voir l'impact de la connexion de l'éolienne et du respect des contraintes sur le Groupe Diesel. Pour cela, nous réalisons le scénario suivant :

- à $t = 1s$, 60% de la charge nominale du GE est connectée,
- à $t = 8s$, l'éolienne est connectée au réseau, la vitesse du vent est constante ($v = 7 \text{ m/s}$),
- à $t = 15s$, la vitesse du vent augmente avec un créneau de 2 m/s.

En figure V.7, nous visualisons les résultats de la simulation.

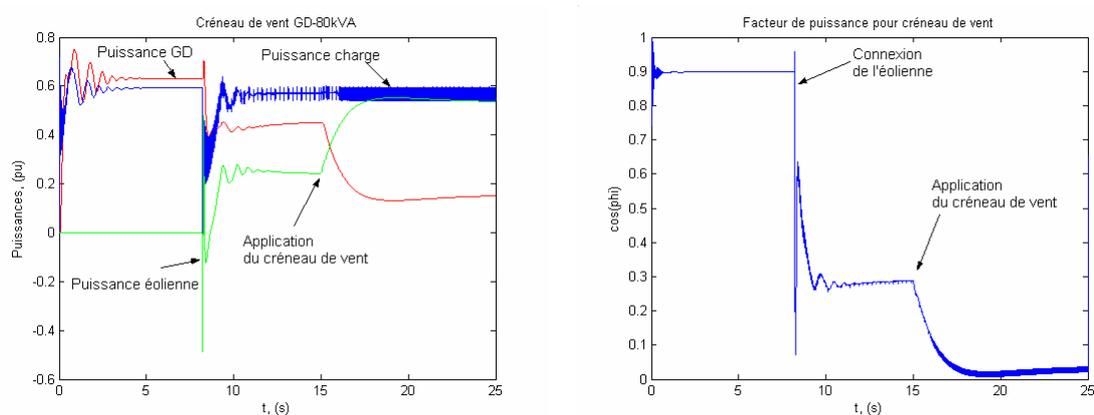


Figure V.7 : Résultats de simulation après un créneau de vent

La première figure montre la variation des trois puissances (GE, éolienne, charge). Le bilan des puissances est respecté. La connexion de l'éolienne provoque une chute brutale de la puissance du GE qui est rapidement stabilisée sur sa nouvelle valeur. La puissance de la charge après la connexion

n'est plus constante ; elle marque des variations brusques de $\pm 3\%$ qui proviennent de l'oscillation de la tension du GE (limite de la puissance réactive pouvant être fournie par le GE pour maintenir la tension constante).

L'application du créneau de vent augmente la fréquence de ces oscillations. Le groupe diesel répond immédiatement à l'augmentation de la puissance de l'éolienne. La valeur établie est proche de 18 % de sa puissance nominale. Quant au facteur de puissance du groupe, même avec un vent de 7 m/s, il passe au-dessous de la limite de 0,8. L'application du créneau de vent s'avère encore plus pénalisante puisque le $\cos(\phi)$ s'approche de zéro dans ce cas.

En conclusion, nous constatons qu'il est indispensable de procéder à une compensation d'énergie réactive lors de la connexion d'une éolienne avec un générateur asynchrone dans un système d'électrification décentralisée. De plus, il est nécessaire de tenir la puissance du GE au-dessus du seuil minimal de 40 % de la puissance nominale. Pour cela, nous avons introduit une charge ballaste qui va permettre au GE de ne pas fonctionner en dessous de ce seuil en consommant la puissance en surplus.

V.4.3 Insertion de compensateurs d'énergie réactives

De plus, l'éolienne consommant de la puissance réactive (inductance magnétisante de la MAS), nous avons introduit des compensateurs d'énergie réactive. Pour le GE de 80 kW, la valeur de cette puissance est environ égale à toute la puissance réactive qu'il peut fournir (limite de réglage de la tension) ; il est donc indispensable de la compenser. Pour cela, nous insérons des condensateurs, solution moins onéreuse que l'emploi d'un compensateur synchrone (générateur pour réguler la tension) ou l'emploi d'un système d'électronique de puissance (D-FACTS) qui ne semblent pas être envisageables dans le cas des Pays En Développement.

Nous avons ainsi intégré un banc de condensateurs de 60 kVAR connecté en même temps que l'éolienne. Ce dimensionnement et l'étude de l'instant de connexion du banc de condensateurs sont présentés en Annexe D. Ces compensateurs sont parfois intégrés directement avec l'éolienne.

V.4.4 Insertion d'une charge ballaste

Les simulations précédentes ont montré que la connexion de l'éolienne pouvait conduire à utiliser le GE en dessous de son seuil minimal de fonctionnement (40 % de sa puissance nominale). La solution envisagée est la connexion de charges supplémentaires, appelées charges ballastes, qui assurent le

seuil minimal de puissance fourni par le diesel. Ces charges, pour éviter de perdre le surplus de puissance dans des résistances à l'air, pourront correspondre par exemple à des chauffe-eau (résistance thermique) ou des moteurs pour le pompage de l'eau.

L'implantation de ces charges ballasts et de la commande associée que nous avons développée est présentée en Annexe E.

V.5 Etude dynamique de l'ensemble du système

Dans cette partie nous présentons l'étude du centre de production complet dont le schéma principal est présenté en figure V.8. Les évènements considérés sont :

- la connexion et la déconnexion brutale de l'éolienne,
- un créneau de charge.

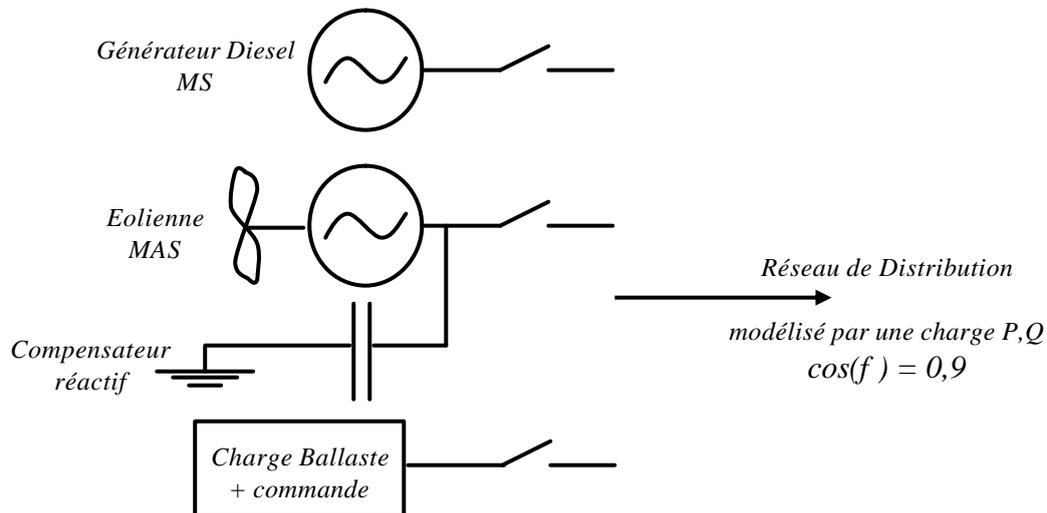


Figure V.8 : Schéma de connexion du centre de production avec les charges

V.5.1 Impact d'un créneau de charge

V.5.1.1 Introduction

Pour estimer l'impact de l'éolienne sur les variables du système hors des instants de connexion - déconnexion, nous avons réalisé une simulation avec l'application d'un créneau de charge (égal à 20 % de charge nominale). Les objectifs de la simulation sont :

- d'analyser le fonctionnement et la réaction du système,
- d'étudier les variations de la fréquence et de la tension après la connexion de la deuxième charge,

- de comparer avec les réponses obtenues lorsque le GE fonctionne seul ($\Delta F \sim 0.6\%$; $\Delta V \sim 6\%$) et conclure sur l'effet de l'éolienne (figure V.9).

Le scénario réalisé est :

- à $t = 0s$, 50 % de la charge nominale est connectée,
- à $t = 5s$, l'éolienne est connectée (vent constant de 7 m/s),
- à $t = 15s$, 20 % de la charge nominale est ajoutée.

V.5.1.2 Simulation

Sur la figure V.9, nous comparons les réponses en fréquence et en tension du centre de production (avec et sans éolienne) au créneau de charge de 20 %.

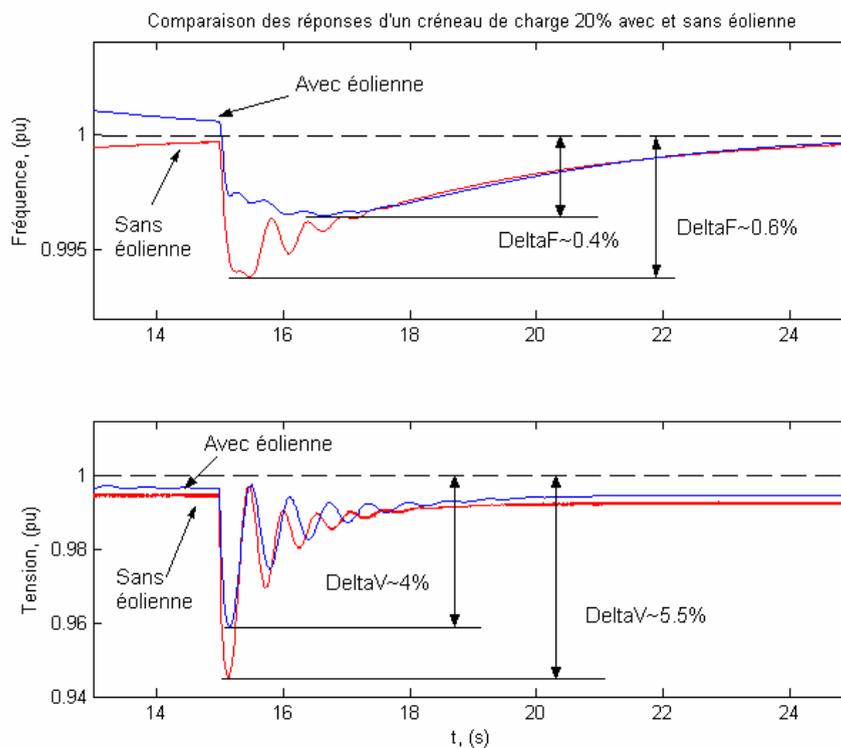


Figure V.9 : Réponses en fréquence et tension avec ou sans éolienne

La réponse du système est atténuée lorsque l'on utilise l'éolienne. L'amplitude de la variation de la fréquence est inférieure à 1% et les oscillations après l'application du créneau de charge sont très faibles. Le temps de stabilisation à la consigne est le même ; ainsi, le régulateur atténue la perturbation sans diminuer les performances dynamiques.

La tension est aussi moins perturbée avec une éolienne (~ 4 % de diminution) mais les oscillations sont toujours présentes. Le temps de réponse est le même, mais la valeur à laquelle elle se stabilise est un peu plus élevée (plus de réactif).

V.5.1.3 Conclusion

La présence de l'éolienne adoucit les variations des variables du système ; du point de vue des contraintes sur la fréquence et la tension, l'éolienne n'est pas un facteur déstabilisant. Ce résultat est également confirmé en [V.10].

V.5.2 Etude de l'impact de la connexion et de la déconnexion de l'éolienne

V.5.2.1 Introduction

Dans cette partie nous présentons les résultats obtenus pour la connexion et la déconnexion de l'éolienne (ajout/suppression de charge active, ajout/suppression de charge inductive) pendant le fonctionnement normal du Groupe Diesel. Ces événements vont ainsi affecter aussi bien la fréquence du réseau que la tension. Nous rappelons toutefois qu'il n'y a pas de dispositif de connexion autre qu'un contacteur simple.

Les objectifs des simulations sont donc de :

- comparer les réponses pour des charges différentes,
- comparer les réponses pendant la connexion et la déconnexion pour des vitesses de vent différentes,
- conclure sur l'influence du rapport des puissances pendant les deux événements et du rôle de la charge ballaste qui s'ajuste automatiquement à l'aide de sa commande.

Le scénario réalisé est :

- à $t = 0s$, 40 % de la charge est connectée,
- à $t = 12,5s$, l'éolienne est connectée,
- à $t = 22s$, l'éolienne est déconnectée.

V.5.2.2 Connexion de l'éolienne

Ces figures montrent l'évolution de différentes grandeurs après la connexion de l'éolienne.

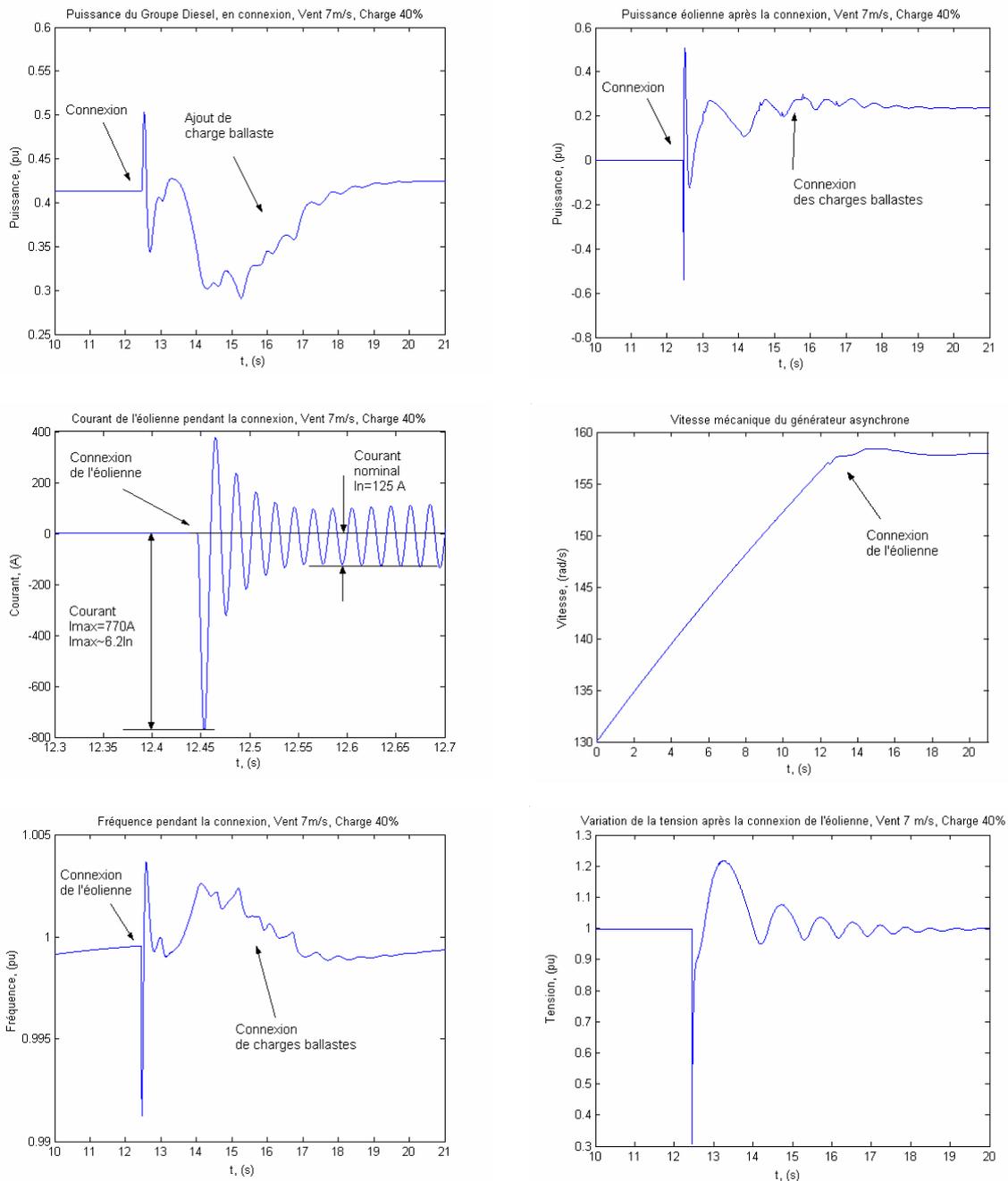


Figure V.10 : Variation des paramètres du système après connexion de l'éolienne

La connexion de l'éolienne provoque un bref transitoire (~ 300 ms, amplitude crête à crête $\sim 17\%$) de la puissance délivrée par le groupe diesel puis la commande des charges ballastes agit pour remettre cette puissance au-dessus du seuil minimal de 40 %. La puissance de l'éolienne est beaucoup plus marquée par la connexion. Sa valeur bascule entre $\pm 0,5$ pu immédiatement après l'évènement ; ceci est dû au courant élevé ($\sim 6,2 \cdot I_{\text{nominal}}$) appelé par l'éolienne au début pour établir l'équilibre électromécanique sur la machine asynchrone. Le courant se trouve toutefois dans les limites citées préalablement (MAS).

La fréquence marque une variation dans les limites de 2% autour de sa valeur établie. Juste après le transitoire de la connexion, la fréquence du générateur diesel dépasse la vitesse mécanique de l'arbre de la machine asynchrone qui diminue et facilite ainsi le comportement comme moteur. La vitesse mécanique augmente après, devient supérieure à la fréquence, et l'éolienne passe en mode générateur.

La tension est affectée significativement par la connexion de l'éolienne. Elle descend à 30 % de sa valeur établie et remonte jusqu'à 122 %. Ceci est dû à l'énergie réactive demandée au générateur diesel. Le creux de tension est très court (< 160ms pour revenir à 90 % de la tension nominale). La durée totale mesurée jusqu'à l'instant de l'établissement à 10 % est de 1,25s environ.

Les deux graphiques suivants montrent la plage de variation de la fréquence et de la tension lors du transitoire après connexion de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent, donc de la puissance de l'éolienne.

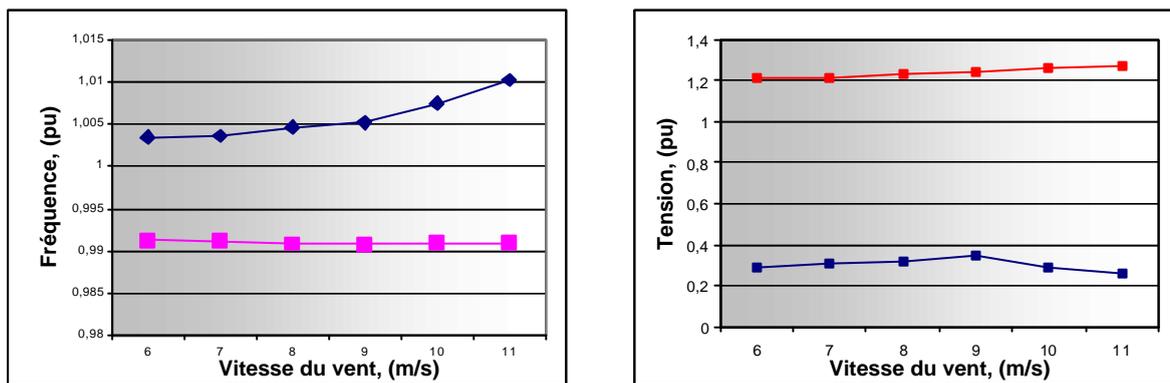


Figure V.11 : Plage de variation de la fréquence et la tension lors du transitoire après connexion de l'éolienne

Pour la fréquence et la tension, cette variation n'est pas influencée par la puissance éolienne développée à l'instant de connexion.

V.5.2.3 Déconnexion de l'éolienne

Ces figures montrent l'évolution de différentes grandeurs après la déconnexion de l'éolienne.

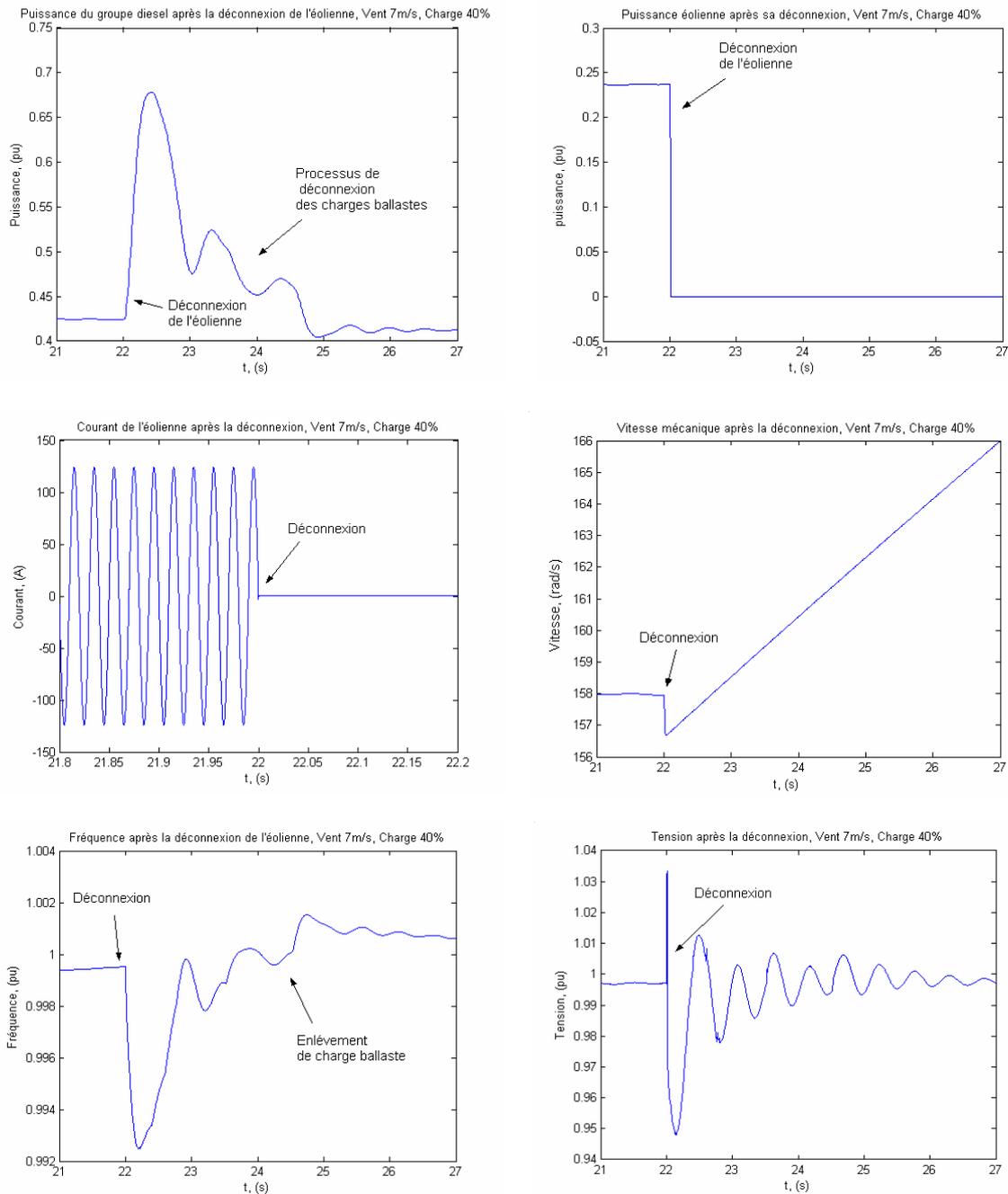


Figure V.12 : Variation des paramètres du système après déconnexion de l'éolienne

La puissance du GE après la déconnexion augmente brusquement puisque le GE doit compenser l'énergie active que fournissait l'éolienne. Par effet de la charge ballaste (déconnexion progressive des charges), le GE se stabilise à une puissance inférieure.

Le courant est coupé à l'instant de déconnexion de l'éolienne. La vitesse mécanique après une chute initiale de 1,4 rad/s recommence à varier en fonction de la vitesse du vent.

La fréquence réagit comme si on ajoutait une charge active (elle diminue) ; cependant, après action des charges ballastes, on remarque que la fréquence se stabilise vers la fréquence de référence.

Les deux graphiques suivants montrent la plage de variation de la fréquence et de la tension lors du transitoire après déconnexion de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent.

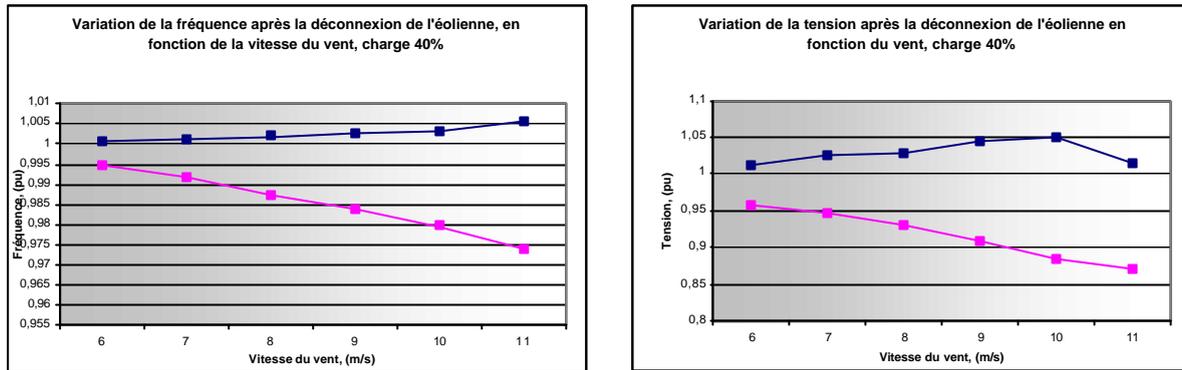


Figure V.13 : Plage de variation de la fréquence et de la tension lors du transitoire après déconnexion de l'éolienne

Pour la déconnexion, la plage de variation maximale des deux grandeurs est plus importante (3-4 fois celle correspondant à une vitesse du vent de 6 m/s).

V.5.3 Conclusion

La connexion et la déconnexion de l'éolienne sont les événements les plus perturbants pendant le fonctionnement normal du centre de production. Elles engendrent des écarts importants de la tension délivrée ; par contre, la fréquence du réseau est moins perturbée. La connexion des charges ballastes après la connexion de l'éolienne et leur déconnexion après la déconnexion de l'éolienne favorise la stabilisation de la fréquence.

Le facteur de puissance est difficile à maintenir entre 0,8 et 1 lors d'une forte pénétration d'énergie éolienne. L'emploi de charges ballastes peut aider à augmenter ce facteur, mais dans le cas où nous avons une petite charge (40 %) et un taux de pénétration éolien élevé, la configuration du système n'a plus grand intérêt puisqu'il n'y a plus de gain possible en combustible.

Nous sommes donc limités par le seuil de puissance minimal du GE qui doit être pris en compte dans la connexion ou la déconnexion de l'éolienne. De plus, une pénétration importante en énergie éolienne est marquée par la chute du facteur de puissance du GE, pour le temps de réaction de la commande de la charge ballaste.

V.6 Synthèse du chapitre

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation et l'étude dynamique d'un centre de production adapté à l'électrification rurale décentralisée. Il s'agit du système comportant un GE et une éolienne. Pour cela, nous avons utilisé des modèles déjà développés au sein du laboratoire et des modèles présents dans la librairie PowerBlockset de Matlab.

Le respect des contraintes de fonctionnement pour ces deux sources de production a imposé l'insertion de compensateurs d'énergie réactive et l'utilisation d'une charge ballaste. Une étude sur le dimensionnement des compensateurs et l'instant de leur connexion a été effectuée. De même, nous avons développé pour la charge ballaste une commande adaptée.

Des simulations ont été réalisées afin de montrer le fonctionnement du système complet. Les charges ballastes sont insérées afin de maintenir la puissance fournie par le GE au dessus d'un certain seuil (40 % de la puissance minimale). De plus, ces charges et l'utilisation d'une commande adaptée ont un rôle stabilisant dans le fonctionnement du système.

Dans le cas d'une forte pénétration de l'énergie renouvelable et d'un faible taux de charge du GE, le rôle de l'éolienne est limité et parfois inexistant (pas de gain en fuel). Ceci diminue le rendement du système et on peut ainsi être amené à la débrancher. L'utilisation de batteries permettrait, par un fonctionnement similaire aux charges ballastes, de stocker l'énergie et ainsi de réaliser un gain économique supplémentaire (voir chapitre III).

Conclusion générale

Conclusion générale

Afin d'étudier les architectures de réseaux de distribution possibles pour les Pays En Développement, le contexte général de la problématique de l'électrification rurale a tout d'abord été détaillé dans ce mémoire. Nous avons ainsi montré que celle-ci était en concordance avec un développement économique durable des PED. De plus, l'analyse fonctionnelle réalisée dans le cadre d'un groupe de travail composé d'experts de l'électrification rurale, a permis de définir un cahier des charges général adapté au problème considéré. L'objectif final étant de diminuer les coûts d'électrification.

Les travaux de thèse se sont ainsi orientés vers le développement d'une méthodologie de préplanification permettant à partir de données locales limitées d'orienter le planificateur vers des stratégies d'électrification sans utiliser de système d'information géographique. Pour appliquer cette méthode, nous avons réalisé un outil de calcul appelé «Ecoelectrify » permettant de comparer le coût d'électrification de différentes stratégies qui sont l'électrification centralisée par réseau HTA triphasé ou biphasé ou l'électrification rurale décentralisée (ERD) avec système de production autonome. Cette méthodologie de dimensionnement est présentée au chapitre II et est illustrée par un exemple. Nous avons ainsi pu mettre en évidence l'importance fondamentale de la mise en œuvre d'un programme de Maîtrise de la Demande en Electricité pour réduire les coûts d'électrification.

Enfin, dans le chapitre III, nous explicitons une méthode de dimensionnement de différents centres de production adaptés à l'ERD ; ceux-ci sont composés de groupes électrogènes, d'énergie renouvelable et de systèmes de stockage (batteries). Une fois la structure du centre choisie, nous avons appliqué une méthode d'optimisation par programmation dynamique afin de diminuer les coûts de production de l'énergie.

Il est également nécessaire de réaliser une étude de sûreté de fonctionnement afin d'évaluer la fiabilité des solutions technico-économiques choisies. Les indices de fiabilité ainsi déterminés

permettent un critère supplémentaire d'aide au choix pour le planificateur. Nous avons tout d'abord évalué et comparé la sûreté de fonctionnement des deux grandes gammes d'architecture (centralisée et décentralisée) puis nous avons comparé les indices des différents centres de production choisis au chapitre III.

Enfin, nous avons modélisé et simulé un centre de production composé d'un groupe électrogène et d'une éolienne. Pour cela, nous avons dû insérer des compensateurs d'énergie réactive et une charge ballaste ainsi que sa commande. Les impacts de la connexion ou de la déconnexion de l'éolienne et l'impact d'un créneau de charge ont été montrés.

Les principales perspectives de ces travaux sont :

- la prise en compte du coût environnemental à intégrer à l'outil,
- l'application à un cas réel qui n'a pu être réalisé par manque de données,
- l'hybridation du dimensionnement des différentes structures avec le calcul de sûreté de fonctionnement,
- et la prise en compte des autres sources d'énergie renouvelable (hydraulique, photovoltaïque, etc).

Références

Références

Références pour le chapitre I

- [I.1] T. Moore, « *Electrification and global sustainability* », EPRI Janvier 1998
- [I.2] International Energy Agency, « *World Energy Outlook 2002 – Chapter 13 : Energy and poverty* », World Summit on Sustainable Development meeting In Johannesburg, 2002
- [I.3] Commission Solaire Mondiale, « *Programme Solaire Mondial 1996-2005 – Afrique* », <http://www.worldsolar.org>
- [I.4] Y. Sokona, J.P. Thomas, « *L'énergie dans les zones rurales en Afrique : pour l'environnement et contre la pauvreté* »
- [I.5] « *Politique d'efficacité de l'énergie et environnement : expériences pratiques dans les pays en développement* »
- [I.6] Systèmes solaires : « *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, Premier inventaire* ».
- [I.7] Systèmes solaires n°132-1999 : « *Le baromètre de l'hydroélectricité* », Observ'Er
- [I.8] Systèmes solaires n°131-1999 : « *Le baromètre de la géothermie* », Observ'Er
- [I.9] « *L'intérêt des techniques de combustion pour la valorisation thermique de la biomasse et des déchets* », P. Girard, P.Rousset, 2000
- [I.10] Systèmes solaires n°137-2000 : « *Le baromètre des énergies renouvelables* », Observ'Er
- [I.11] C. Puret, « *Les réseaux de distribution publique MT dans le monde* », Cahiers Techniques de Merlin-Gérin n°155
- [I.12] Collection Electra : « *Guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usines* »
- [I.13] G.Manca, E.Manoha, « *Pratique de mise à la terre dans les réseaux de distribution nord-américains* », Projet de fin d'études ENSIEG, juin 1998.
- [I.14] E. Gain, « *Réseaux de distribution, Principes d'exploitation, Conception et dimensionnement* », Techniques de l'ingénieur D4220
- [I.15] Ch Prévet, « *Guide des protections* », Document Schneider Electric.
- [I.16] H. Persoz, G. Santucci, J-C Lemoine, P Sapet, « *La planification des réseaux électriques* », Collection Eyrolles
- [I.17] G. Marboeuf, J.C. Turpain, « *Conception économique de réseaux pour l'électrification rurale* », Congrès UPDEA d'Abidjan, septembre 1998
- [I.18] A. Thory, F. Gorgette, J. Raymongue, D. Cortinas, « *Note de synthèse sur les limites des réseaux dits biphasés* », Documentation technique EDF-DER, Service Etudes de

réseaux.

- [I.19] T.R. Brooking, N. Janse Van Rensburg, R.J. Fourie, « *The improved utilisation of existing rural networks with the use of intermediate voltage and single wire earth return systems* », IEEE 1992.
- [I.20] G. Marboeuf, « *Réseaux MT ruraux, Approche qualitative et comparaison technico-économique entre les solutions monophasées et biphasées* », Document technique EDF-GDF Services, International Distribution
- [I.21] « *HOMER, Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* », Page Internet de présentation de l'outil, <http://analysis.nrel.gov/homer/>
- [I.22] D. Thirault, « *Synthèse des directives EDF sur l'Electrification Rurale décentralisée* », Rapport interne GIE-IDEA, NTe_Sys3_01_001_A
- [I.23] M. Asoaka, S. Sakata, « *A hybrid Photovoltaic-Diesel power generation system for Miyako Island* », Mitsubishi Electric Advance, Septembre 1997
- [I.24] J. Gutierrez-Vera « *Use of renewable sources of energy in Mexico, Case of San Antonio Agua Bendita* », IEEE Trans On Energy Conversion, Vol 9, September 1994
- [I.25] P. Percier, « *Planification des réseaux d'énergie électrique* », Cours dispensé à l'Ecole National Supérieure d'Ingénieurs Electriciens, option SEPT, 2000
- [I.26] EDF RDsoft, « *PRAO, Planification de Réseaux Assistés par Ordinateur* », Plaquette de présentation du logiciel,
- [I.27] F. Thomas, « *LAPER: Logiciel d'Aide A La Planification pour l'Electrification Rurale* », Manuel utilisateur, Document technique EDF, HR-17/00/002/B
- [I.28] EDF RDsoft, « *ELVIRA, Electrification rurale des villages* », Site internet présentant le logiciel, <http://rdsoft.edf.fr/>
- [I.29] « *The SOLARGIS methodology* », Site internet présentant le logiciel, <http://www-cenerg.cma.fr/~st/solargis/>
- [I.30] D. Thirault, « *Analyse fonctionnelle pour l'électrification de petites zones dans les PED* », Rapport interne GIE-IDEA, NTe_Sys3_01_005_A.

Références pour le chapitre II

- [II.1] Les données d'entrée prises sont des exemples de valeur à titre indicatif suite à des discussions avec des experts de l'électrification rurale dans les PED.
- [II.2] D. Thirault, « *Détermination de courbes de charges pour différents utilisateurs en zone rurale* », Note technique GIE-IDEA, NTe/Sys3/01/003/A
- [II.3] D. Thirault, « *Description de l'outil d'analyse de coût : Eco-Electrify* », Note technique GIE-IDEA, NTe/Sys3/02/008/A

- [II.4] R. Caire, « *Etude des impacts de la GED sur le réseau de distribution* », Rapport GIE IDEA NTe/Sy2/02/002/A.

Références pour le chapitre III

- [III.1] G. Notton, C. Cristofari, P. Poggi, M. Muselli, « *Wind hybrid electrical supply system : behaviour simulation and sizing optimization* », Wind Energy 2001.
- [III.2] M. Muselli, G. Notton, A. Louche, « *Design of hybrid photovoltaic power generator with optimization of energy management* », Solar Energy Vol. 65, No 3, pp 143-157.
- [III.3] J.K. Kaldellis, M. Tsesmelis, « *Integrated Energy Balance Analysis of a Stand-Alone Wind Power System for Various Typical Aegean Sea Regions* », Wind Energy 2002; 5:1-17.
- [III.4] Debra J. Lew, C. Dennis Barley, Lawrence T. Flowers, « *Hybrid wind/photovoltaic systems for household in Inner Mongolia* », International Conference on Village Electrification through Renewable Energy, New Delhi, 3-5 March 1997.
- [III.5] W.D. Kellogg, M.H. Nehrir, G. Venkataramanan, V. Gerez, « *Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, PV, and hybrid wind/PV systems* », IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 13, No. 1, March 1998.
- [III.6] A.G. Bakirtzis, P.S. Dokopoulos, « *Short term generation scheduling in a small autonomous system with unconventional energy sources* », IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 3, August 1988.
- [III.7] F. Bonanno, A. Consoli, S. Lombardo, A. Raciti, « *A logistical model for performance evaluations of hybrid generation systems* », IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 34, No. 6, November 1998.
- [III.8] T.L. Pryor, N.A. Wilmot, « *The effect of PV array size and battery size on the economics of PV/Diesel/Battery Hybrid RAPS Systems* »
- [III.9] T. Hazel, « *Génération électrique intégrée aux sites industriels et bâtiments commerciaux* », Cahier technique n°196 de Schneider-Electric.
- [III.10] B. Colin, « *Groupes électrogènes de secours* », Techniques de l'Ingénieur D5-180.
- [III.11] ADEME, Département Energies Renouvelables, « *Catalogue des fabricants d'aérogénérateurs de petite et moyenne puissance* », Juillet 2002.
- [III.12] N. Laverdure, S. Bacha, D. Roye, « *Elements of Modelling of wind power systems with energy management : two structures in comparison* », Conférence IECON'02, Sevilla, Spain.
- [III.13] A. Marquet, C. Levillain, A. Davriu, S. Laurent, P. Jaud, « *Stockage d'électricité dans les systèmes électriques* », Techniques de l'Ingénieur D4030.
- [III.14] I. Valéro, « *Compréhension, modélisation et commande de systèmes d'interfaçage pour la Production Décentralisée* », Rapport de DEA, LEG, 2001.

- [III.15] V. Magnin, « *Optimisation et algorithmes génétiques* », Cours de l'EUDIL, <http://www.eudil.fr/%7Evmagnin/coursag/index.html>.
- [III.16] L. Jourdan, « *Stratégie de prédimensionnement de convertisseurs statiques pour l'automobile* », Thèse de Doctorat de l'INPG, 2002.
- [III.17] L. Herskovits, « *A view on non linear optimisation* », <http://baillp.free.fr/Data/optimisation.pdf>
- [III.19] P. Siarry, « *Application des métaheuristiques d'optimisation en électronique* », Techniques de l'Ingénieur, RE8, 2002.
- [III.20] B. Gotzig, « *Recherche du schéma optimal d'exploitation d'un réseau de distribution électrique* », Thèse de Doctorat de l'INPG, le 3 décembre 1997.
- [III.21] C. Culioli, « *Introduction à l'optimisation, Chapitre 7, La programmation dynamique* », Collection Ellipses.
- [III.22] R. Caire, « *Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution* », Thèse de l'INPGrenoble, Avril 2004.

Références pour le chapitre IV

- [IV.1] Pham T.T.H. « *Etude de fiabilité de différentes architectures d'électrification pour sites isolés* », Rapport de DEA, LEG, 20 Juin 2003.
- [IV.2] Megdiche M., Bésanger Y, Aupied J, Garnier R, Hadjsaid N, « *Reliability assessment of distribution systems with distributed generation including fault location and restoration process* », Conférence CIRED'03, Barcelona, Spain.
- [IV.3] Cabau Emmanuel. « *Introduction à la conception de la sûreté* », Cahier Technique No 144. Schneider Electric, Juin1999
- [IV.4] Villemeur A. « *Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels – Fiabilité et facteurs humains* », Collection Eyrolles, 1988
- [IV.5] Logiaco S., « *Sûreté des installations électriques* », Cahier Technique No 184. Schneider Electric, Janvier 1999
- [IV.6] Megdiche M. « *Méthode de calculs de fiabilité de réseaux de distribution comportant de la production décentralisée pour le projet SYS4* », Rapport Interne GIE-IDEA, Mars, 2002
- [IV.7] Billinton R., Allan R.N. « *Reliability Evaluation of Power Systems* », Second edition.1994 Plenum Press New York and London.
- [IV.8] Billinton R, Allan R.N. « *Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo Simulation* », IEEE Transaction on Power System, Vol.14, No.2, Mai 1999
- [IV.9] Billinton R. Karki R. « *Maintaining supply reability of small isolated power system using renewable energy* », IEE Proceeding on Generation Transmission Distribution,

- Vol.148, No.6 Novembre 2001
- [IV.10] R. Billinton, Bagen, Y. Cui. « *Reliability evaluation of small stand-alone wind energy conversion system using a time series simulation model* », IEE Proceedings online no.20020068
- [IV.11] R. Billinton, Wang P. « *Time sequential simulation technique for rural distribution system reliability cost/worth evaluation including wind generation as alternative supply* », . IEE Proceeding on Generation Transmission Distribution Vol 148, No 4, July 2001.
- [IV.12] GFI Consulting, Page internet de présentation du logiciel MOCA-RP, http://www.gfic-oasys.com/french/grif/moca_desc.htm.
- [IV.13] M. Megdiche, « *Base de données de sûreté de fonctionnement sur les équipements de réseaux de distribution électriques HTA* », Note technique GIE-IDEA, NTe/Sy4/02/003/A.

Références pour le chapitre V

- [V.1] Malatestas P.B., Papadopoulos M.P., Stavrakakis G., « *Modelling and Identification of Diesel-Wind Turbines Systems for Wind Penetration Assessment* », IEEE Trans on Power Systems, Vol. 8, No.3, August 1993
- [V.2] Feitosa E., Pereira A., Rosas P., « *Increasing wind penetration on Fernando de Noronha Wind Diesel System* », World Wind Energy Conference and Exhibition, July 2002.
- [V.3] Jamrani A., « *The Moroccan General Rural Electrification Programme (PERG)* »
- [V.4] Lilienthal P., Baring-Gould E.I., « *Argentina:Rural Electrification Services* », National Renewable Energy Laboratory, U.S. Departements of Energy National Laboratory, December 1999
- [V.5] Penkov D., « *Simulation d'un centre de production adapté aux réseaux isolés* », Rapport de DEA, LEG, Juin 2003
- [V.6] Laverdure N., « *Modélisation de Générateurs Eoliens* », Rapport de DEA, LEG, Juin 2001
- [V.7] Hazel T., « *Génération Electrique Intégrée aux Sites Industriels et Bâtiments Commerciaux* », Cahier Technique N. 196, Schneider Electric
- [V.8] G.S. Stavrakakis, G.N. Kariniotakis, « *A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel-Wind Turbines Systems Interaction* », IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.10, No.3, September 1995

- [V.9] Claeys G., « *Modélisation de la production indépendante dans les réseaux de distribution* », Thèse de doctorat soutenue le 6 juillet 2001
- [V.10] S.A. Papathanassiou, M.P. Papadopolus, « *Dynamic Characteristics of Autonomous Wind-Diesel Systems* », *Renewable Energy*, 23 (2001)
- [V.11] Johnson C., Abdulwahid, Manwell J., Rogers A., « *Design and modelling of Dispatchable Heat storage in Remote Wind-Diesel Systems* », *Renewable Energy Research Laboratory, Dept. of Mechanical and Industrial Engineering, University of Massachusetts, Amherst, MA 01003*
- [V.12] Blanchet G., Prado J., « *Elements d'Automatique* », Collection Pédagogique de Télécommunication, Edition: Ellipses, 1995
- [V.13] S. Roy, O.P. Malik, G.S. Hope, « *An Adaptive Control Scheme for Speed Control of Diesel Driven Power Plants* », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol.6, No.4, December 1991
- [V.14] Mathworks, « *Matlab Simulink Users Guide* ».

Publications réalisées durant la thèse

- [T.1] D. Thirault, Y. Bésanger, N. Hadjsaid, A. Almeida, G. Huard, « *Cost estimation of different electric systems for rural areas in developing countries* », Conférence IEEE PES Summer Meeting 2002, Chicago, USA, July 21-25, 2002.
- [T.2] D. Thirault, Y. Bésanger, N. Hadjsaid, F. Dumas and G. Huard, « *A methodology to design electric distribution systems for rural areas* », Conférence Power Systems and Communications Infrastructures for the future, Beijing, September 2002.
- [T.3] D. Thirault, Y. Bésanger, N. Hadjsaid, A. Almeida, G. Huard, « *A dynamic programming algorithm for the design of dispersed generation center adapted to developing countries* », Conférence CIRED'03, Barcelona, Spain, 12-15 May 2003.
- [T.4] D. Thirault, Y. Bésanger, N. Hadjsaid, A. Almeida, G. Huard, « *Ecoelectrify: A tool to design electric distribution systems for rural areas in developing countries* », Conférence IEEE PES General Meeting, July 2003, Toronto, Canada

Annexes

ANNEXE A

Fonctionnement horaire et caractéristiques des centres de production basés sur les GE

Dans cette annexe, nous présentons pour chaque type de centres de production « GE » un exemple de fonctionnement horaire et la variation de certains paramètres afin de comprendre le dimensionnement économique trouvé.

1 Systèmes « 1GE » et « 1GE Eolien »

Le dimensionnement du Système_1GE conduit à installer un GE de 80 kW. Nous visualisons son fonctionnement horaire sur une journée étant donné que son fonctionnement est cyclique (cycle de 24 heures).

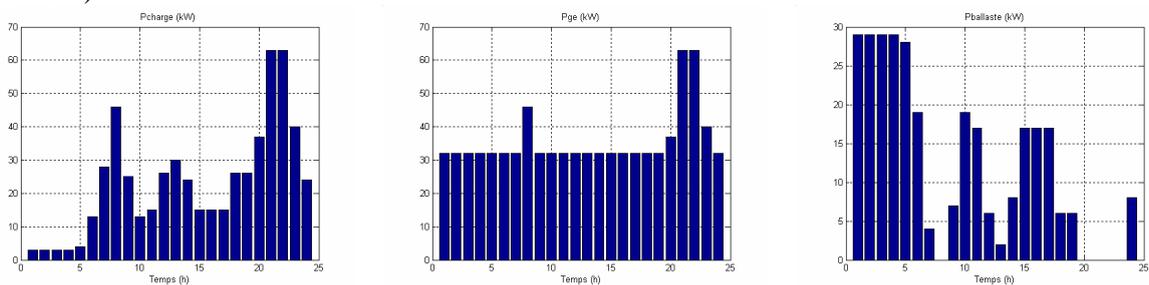


Figure A.1: Visualisation du fonctionnement horaire du Système_1GE

Le dimensionnement du Système_1GE_Eolien conduit à installer un GE de 80 kW et une éolienne de 5 kW. Nous visualisons son fonctionnement sur une semaine.

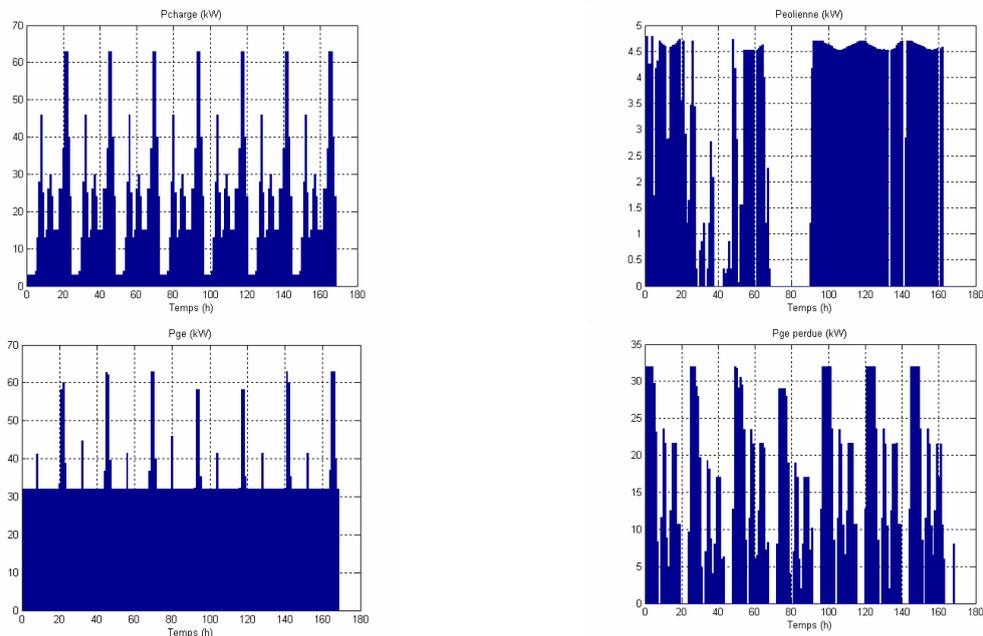


Figure A.2 : Visualisation du fonctionnement horaire du Système_1GE_Eolien

Le GE devant fonctionner à une puissance supérieure à $0,4 * P_{GE}$, l'énergie fournie par l'éolienne est très peu utilisée ce qui explique un dimensionnement avec une éolienne de puissance faible. L'utilisation de cette énergie perdue semble être intéressant à utiliser ; c'est pourquoi il vaut mieux utiliser une batterie en complément.

Sur ces deux figures, nous visualisons l'évolution du coût du kWh et de la consommation en fuel en fonction de la puissance éolienne installée pour différents types de GE (80 et 100 kW) pouvant être utilisé pour ce type de système.

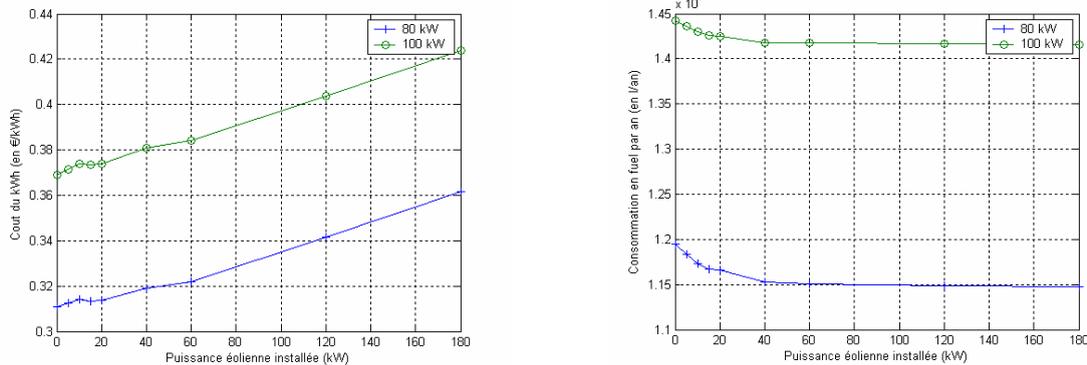


Figure A.3 : Variation du coût du kWh et de la consommation en fuel en fonction de la puissance éolienne installée : Système_1GE_Eolien

Ces deux figures montrent que pour la courbe de charge considérée, l'installation d'une éolienne réduit la consommation en fuel sensiblement jusqu'à 60 kW de puissance éolien installée. Malgré cette réduction de consommation, le coût du kWh croit ; ceci est dû au coût d'investissement très élevé des éoliennes.

2 Systèmes « 1GE Batterie »

Système_1GE_Batterie_cas1

Présenté dans le rapport au chapitre III, partie 4.

Système_1GE_Batterie_cas2

Le dimensionnement du Système_1GE_Batterie_cas2 conduit à installer un GE de 80 kW et une batterie de 0,4 jour d'autonomie (soit 224 kWh). Nous visualisons son fonctionnement horaire sur une semaine.

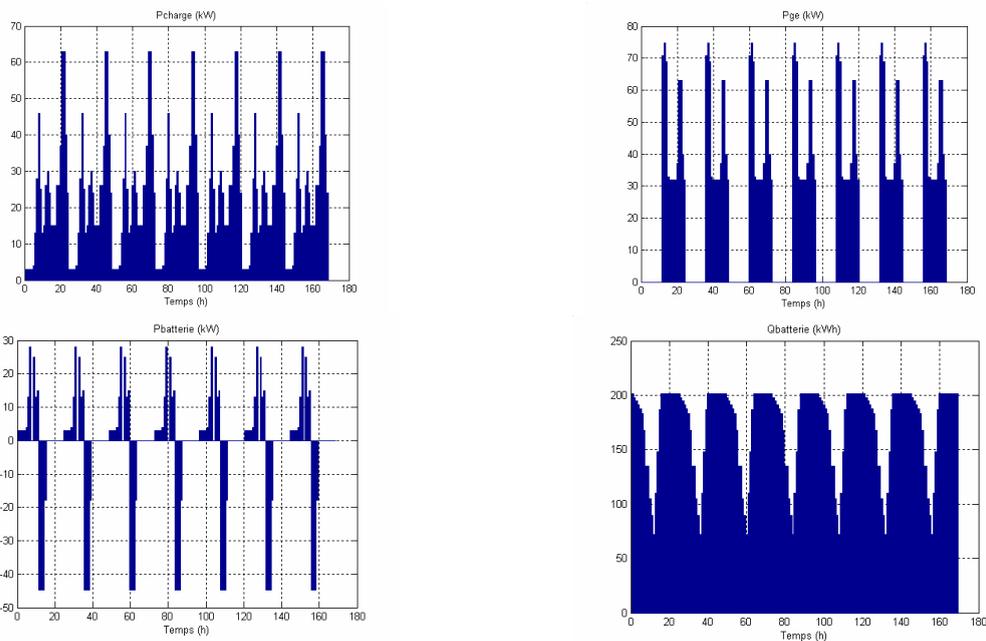


Figure A.4 : Visualisation du fonctionnement horaire du Système_1GE_Batterie_cas2

On dimensionne le système pour que le GE soit éteint les 11 premières heures de la journée.

Sur ces trois figures, nous visualisons l'évolution du coût du kWh, de la consommation en fuel et du nombre d'heures de fonctionnement du GE en fonction de la puissance éolienne installée et pour les deux groupes possibles (80 kW, 100 kW).

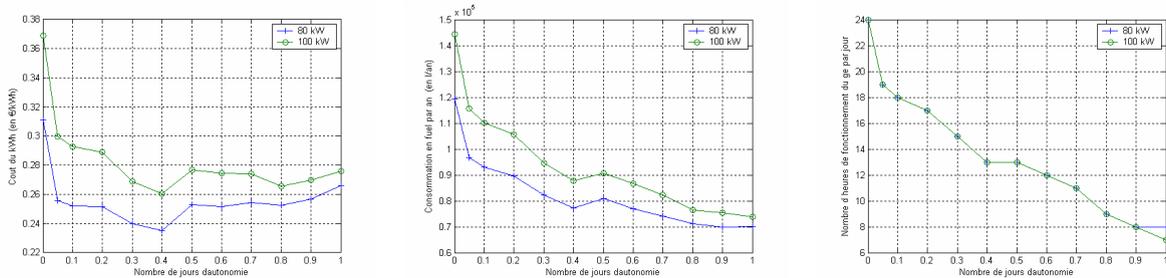


Figure A.5 : Variation du coût du kWh, de la consommation en fuel, et du nombre d'heures de fonctionnement du GE en fonction du nombre de jours d'autonomie Système_1GE_Batterie_cas2

Le coût du kWh est minimum pour une installation de 0.3 à 0.4 jour d'autonomie batterie soit 10 heures d'extinction du GE (de 0 h à 10 h du matin). Pour les valeurs supérieures d'autonomie batterie, la consommation en fuel ne diminue pas suffisamment pour compenser les coûts d'investissement en batterie.

3 Systèmes « 1GE Batterie Eolien »

Système_1GE_Batterie_Eolien_cas1

Le dimensionnement du Système_1GE_Batterie_Eolien_cas1 conduit à installer un GE de 80 kW, une batterie de 0,2 jour d'autonomie et une éolienne de 20 kW. Nous visualisons son fonctionnement horaire sur une semaine.

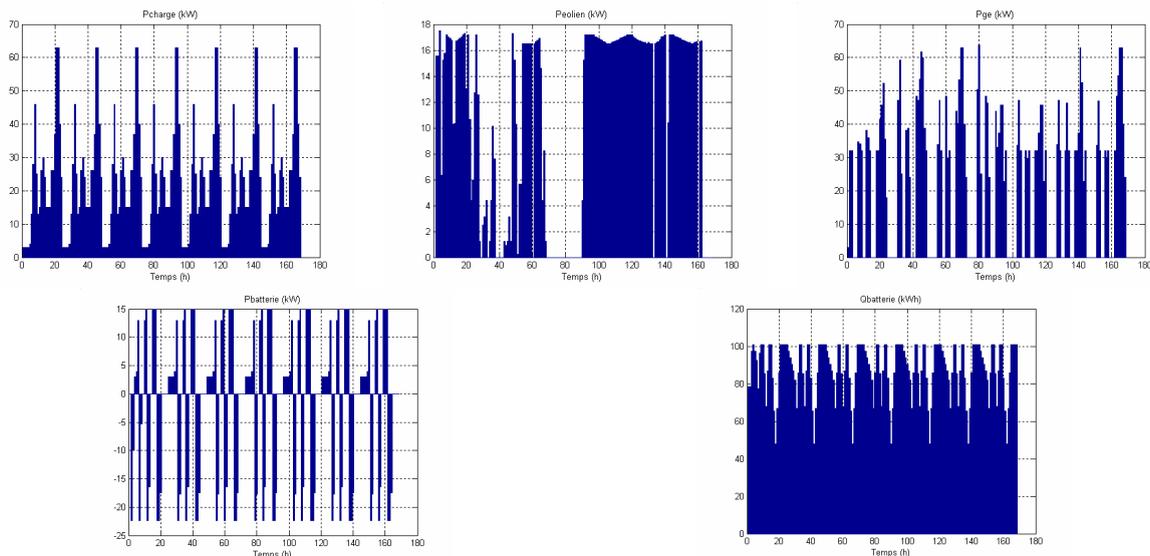


Figure A.6 : Visualisation du fonctionnement horaire du Système_1GE_Eolien_Batterie_cas1

Le GE démarre ainsi trois fois dans une journée et fonctionne 13 heures par jour. On gagne donc en durée de vie du GE et de plus, celui-ci fonctionne très proche de sa puissance nominale soit à un meilleur rendement.

Sur ces trois figures, nous visualisons l'évolution du coût du kWh, de la consommation en fuel et du nombre d'heures de fonctionnement du GE en fonction du nombre de jours batterie installée. Nous montrons ici les résultats pour un GE de 80 kW et pour différentes éoliennes de type MAS de la gamme choisie.

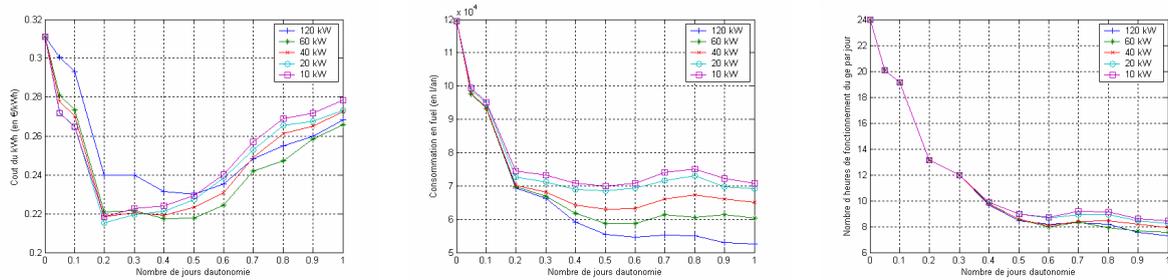


Figure A.7 : Variation du coût du kWh, de la consommation en fuel, et du nombre d'heures de fonctionnement du GE en fonction du nombre de jours d'autonomie pour différentes éoliennes
Système_1GE_Eolien_Batterie_cas1

Le coût du kWh est minimum pour l'installation d'une éolienne de 20 kW et 0.2 jours d'autonomie batterie soit 11 heures d'extinction du GE (comme pour le Système_1GE_Batterie). L'éolienne permet ainsi de gagner sur la consommation du GE par rapport au système précédent.

Système_1GE_Batterie_Eolien_cas2

Le dimensionnement du Système_1GE_Batterie_Eolien_cas2 conduit à installer un GE de 80 kW, une batterie de 0,4 jour d'autonomie et une éolienne de 20 kW. Nous visualisons son fonctionnement horaire sur une semaine.

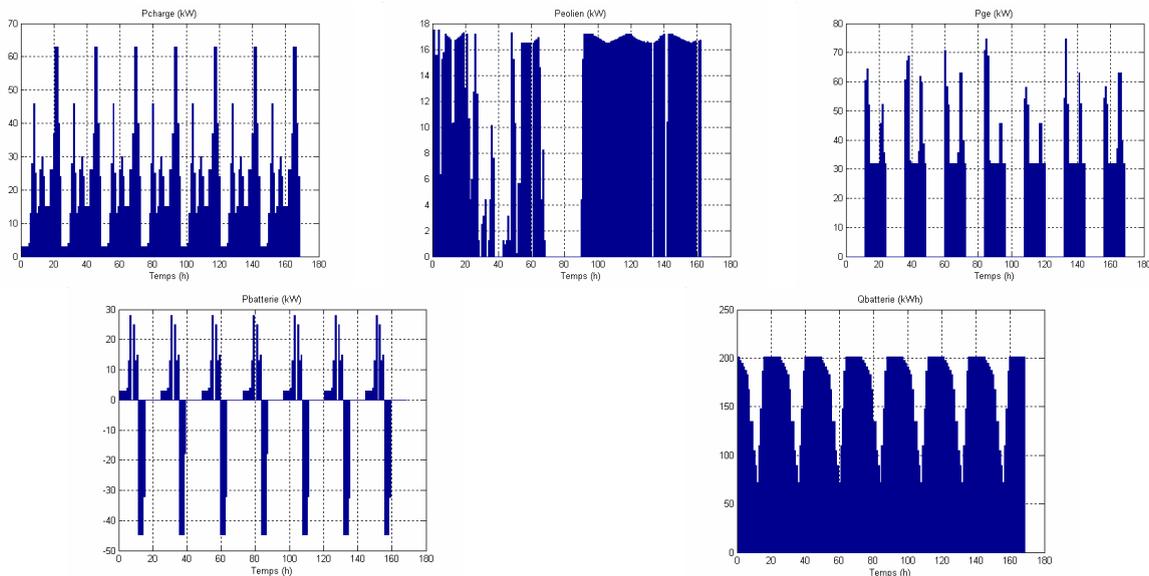


Figure A.8 : Visualisation du fonctionnement horaire du Système_1GE_Eolien_Batterie_cas2

On dimensionne le système pour que le GE soit éteint 11 heures par jour.

Sur ces trois figures, nous visualisons l'évolution du coût du kWh, de la consommation en fuel et du nombre d'heures de fonctionnement du GE en fonction de la puissance éolien installée. Nous

montrons ici les résultats pour un GE de 80 kW et pour différentes éoliennes de type MAS de la gamme choisie.

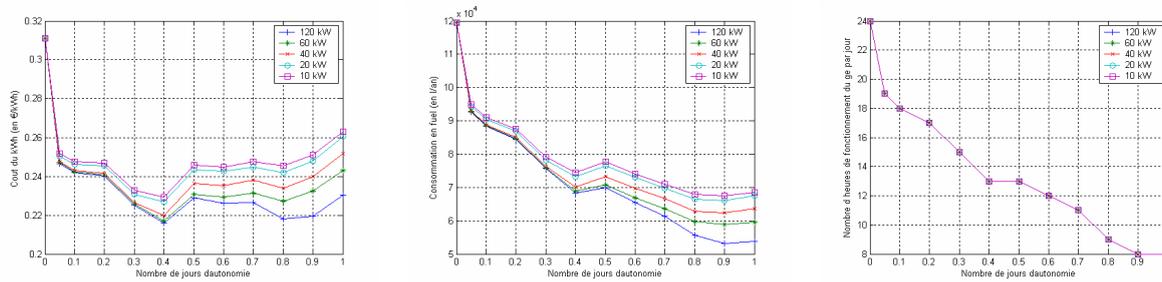


Figure A.9 : Variation du coût du kWh, de la consommation en fuel, et du nombre d'heures de fonctionnement du GE en fonction du nombre de jours d'autonomie pour différentes éoliennes
Système_1GE_Eolien_Batterie_cas2

Le coût du kWh est minimum pour l'installation d'une éolienne de 120 kW et de 0.4 jours d'autonomie batterie soit 11 heures d'extinction du GE (de 0h à 11h).

4 Systèmes « 2GE » et « 2GE Eolien »

Système_2GE

Le dimensionnement du Système_2GE conduit à installer :

- un GE de 80 kW et un GE de 40 kW pour le cas1,
- un GE de 50 kW et un GE de 20 kW pour le cas2.

Nous visualisons son fonctionnement horaire sur une journée puisque le fonctionnement du système est cyclique sur 24 heures.

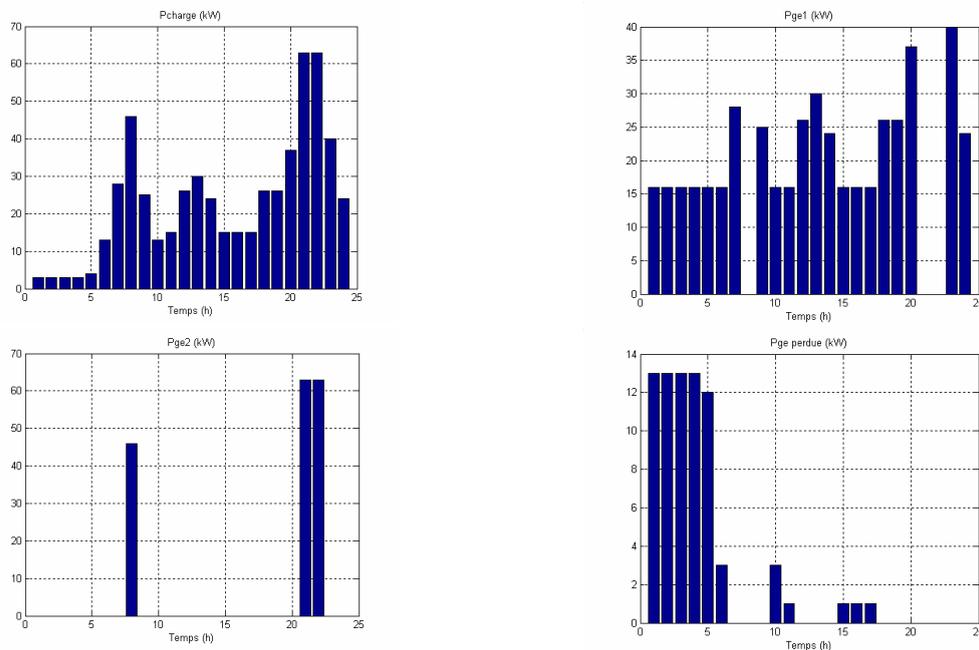


Figure A.10 : Visualisation du fonctionnement du Système_2GE_cas1

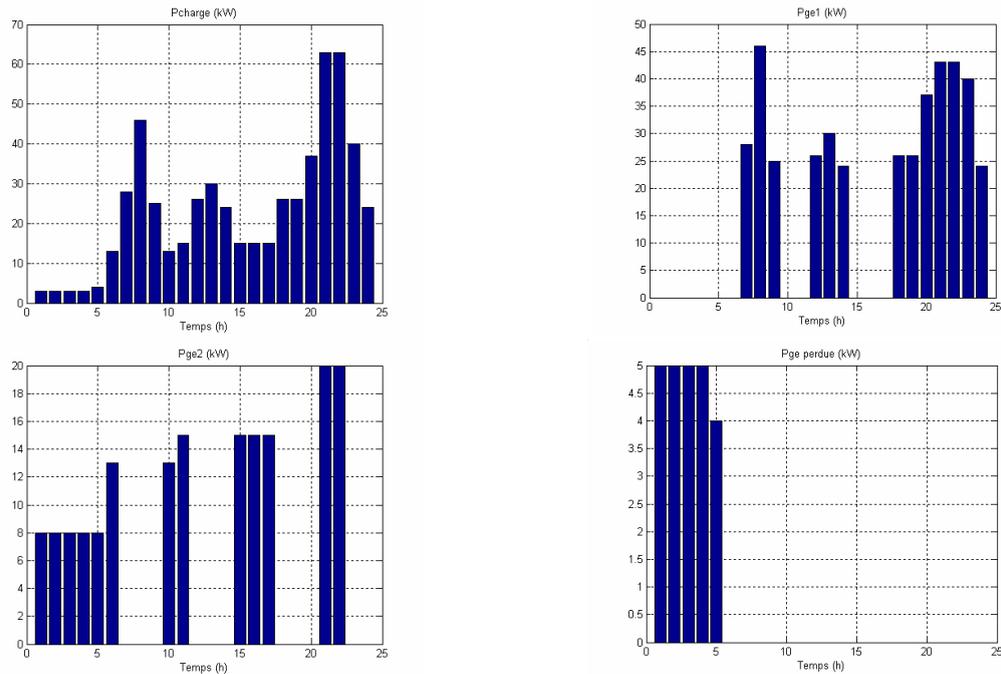


Figure A.11 : Visualisation du fonctionnement horaire du Système_2GE_cas2

Le fonctionnement couplé des deux GE permet de réduire la quantité d'énergie perdue ; de plus chacun des deux groupes installés fonctionne à une puissance plus proche de leur puissance nominale.

Système_2GE_Eolien

Le dimensionnement du Système_2GE_Eolien conduit à installer :

- un GE de 80 kW, un GE de 20 kW et une éolienne de 60 kW pour le cas1,
- un GE de 50 kW, un GE de 20 kW et une éolienne de 20 kW pour le cas2.

Nous visualisons son fonctionnement horaire sur un mois :

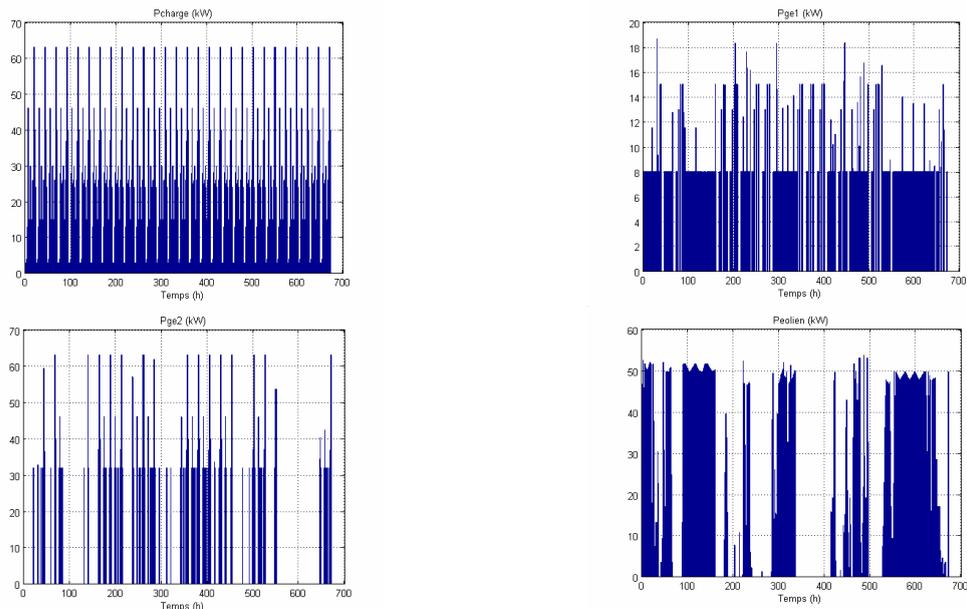


Figure A.12 : Visualisation du fonctionnement horaire du Système_2GE_Eolien_cas1

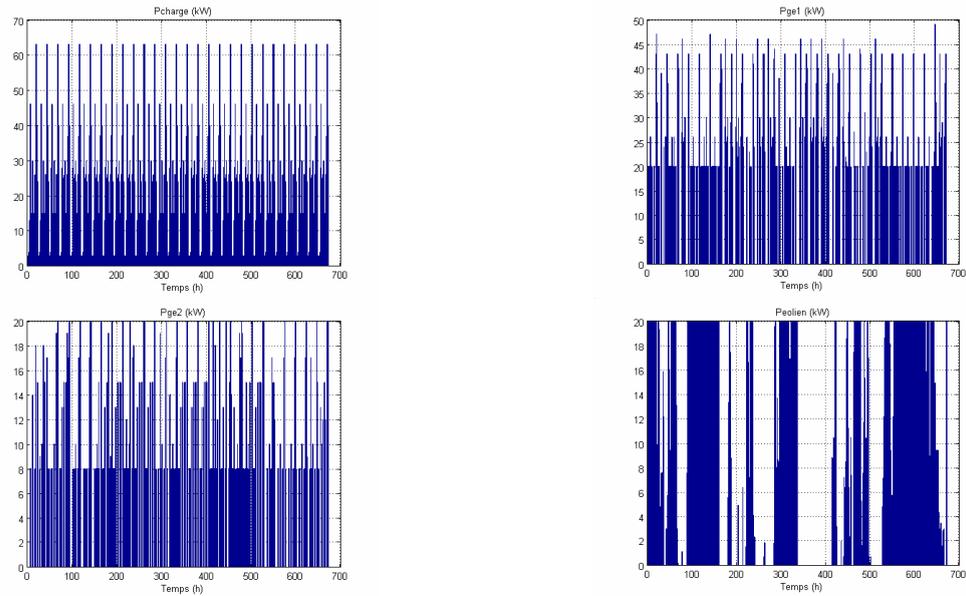
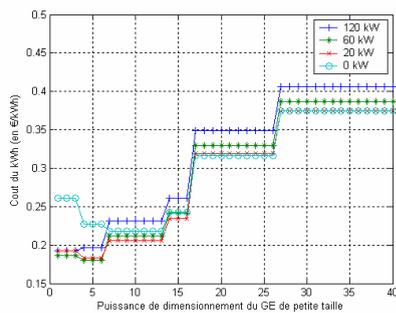
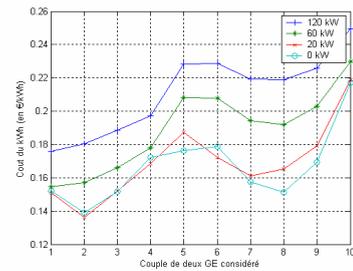


Figure A.13 : Visualisation du fonctionnement horaire du Système_2GE_Eolien_cas2

Sur les deux figures A.14, nous visualisons l'évolution du coût du kWh pour les systèmes 2GE_Eolien_cas1 et 2GE_Eolien_cas2 pour différentes éoliennes de type MAS.



Système_2GE_Eolien_cas1



Système_2GE_Eolien_cas2

Différents couples GE considérés :
 Couple 1 {40,40} ; 2 {50,20} ; 3 {50,40} ; 4 {50,50} ; 5
 {80,5} ; 6 {80,10} ; 7 {80,20} ; 8 {80,40} ;
 9 {80,50} ; 10 {80,80}

Figure A.14 : Evolution du coût du kWh pour les systèmes 2GE_Eolien

Le coût du kWh est minimal lors de l'installation de deux GE fonctionnant découplés (GE de 80 kW et GE de 20 kW avec une éolienne de 20 kW).

ANNEXE B

Fonctionnement horaire et caractéristiques des centres de production basés sur l'EnR « Eolien »

Dans cette annexe, nous présentons pour chaque type de centres de production «EOLIEN » un exemple de fonctionnement horaire et la variation de certains paramètres afin de comprendre le dimensionnement économique trouvé.

1 Systèmes « EOLIEN Batterie GE cas1 » ; le GE sert de chargeur pour la batterie (cas 1)

Le dimensionnement du Système_EOLIEN_BatterieGE_cas1 conduit à installer une éolienne de 100 kW, une batterie de 1 jour d'autonomie (soit 560 kWh) et un GE de 100 kW. Le fonctionnement horaire est visualisé sur un mois.

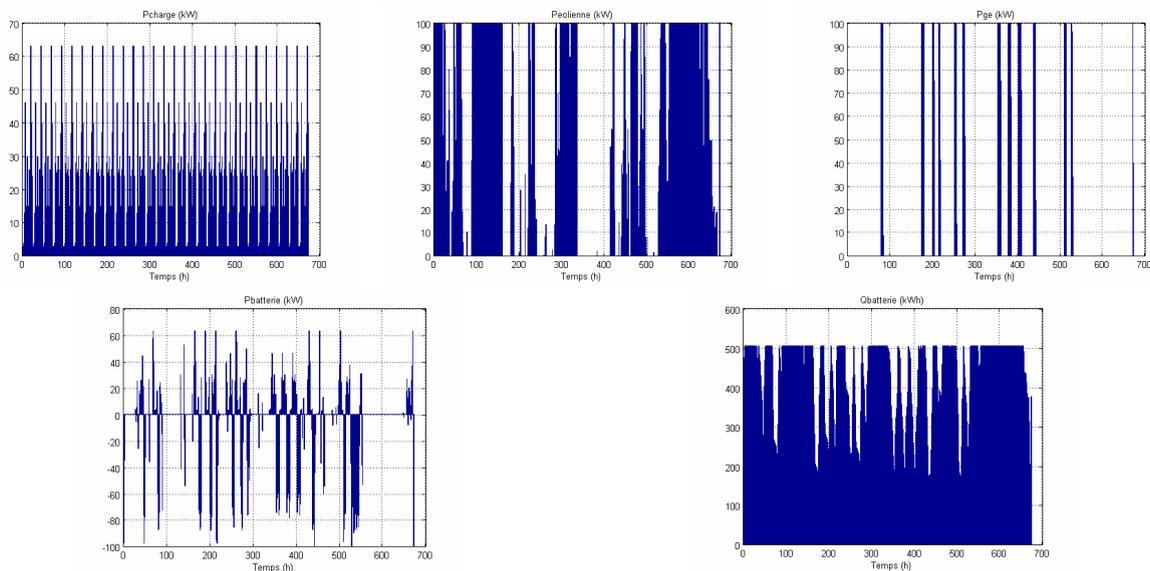


Figure B.1 : Visualisation du fonctionnement horaire du système EOLIEN_Batterie_GE_cas1

Sur ces deux figures, nous visualisons l'évolution du coût du kWh et la consommation en fuel du GE en fonction du nombre de jours d'autonomie pour différentes éoliennes de type MS.

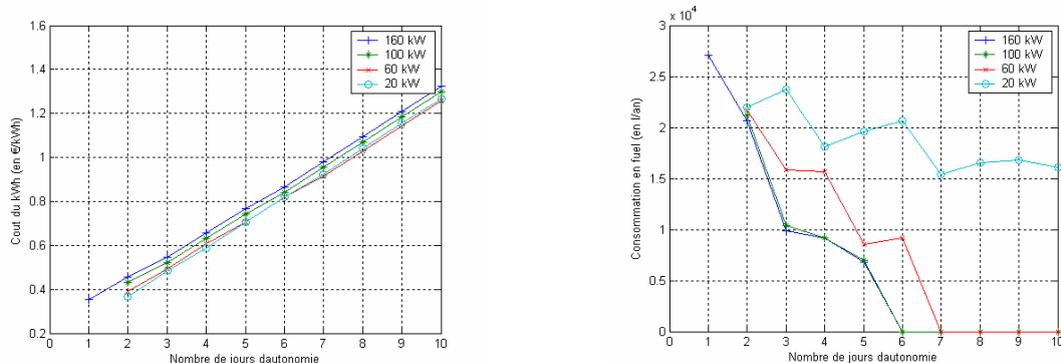


Figure B.2 : Variations de paramètres pour le système EOLIEN_Batterie_GE_cas1

L'installation d'un GE en tant que chargeur de batterie permet de réduire considérablement la taille du stockage (de 1 à 2 jours). L'installation optimale pour ce système est une éolienne de 160 kW avec 1 jour de stockage.

2 Systèmes « EOLIEN Batterie GE cas2 » ; le GE est en secours (cas 2)

Le dimensionnement du Système_EOLIEN_Batterie_GE_cas2 conduit à installer une éolienne de 160 kW, une batterie de jours d'autonomie et un GE de 80 kW. Le fonctionnement horaire est visualisé sur une semaine.

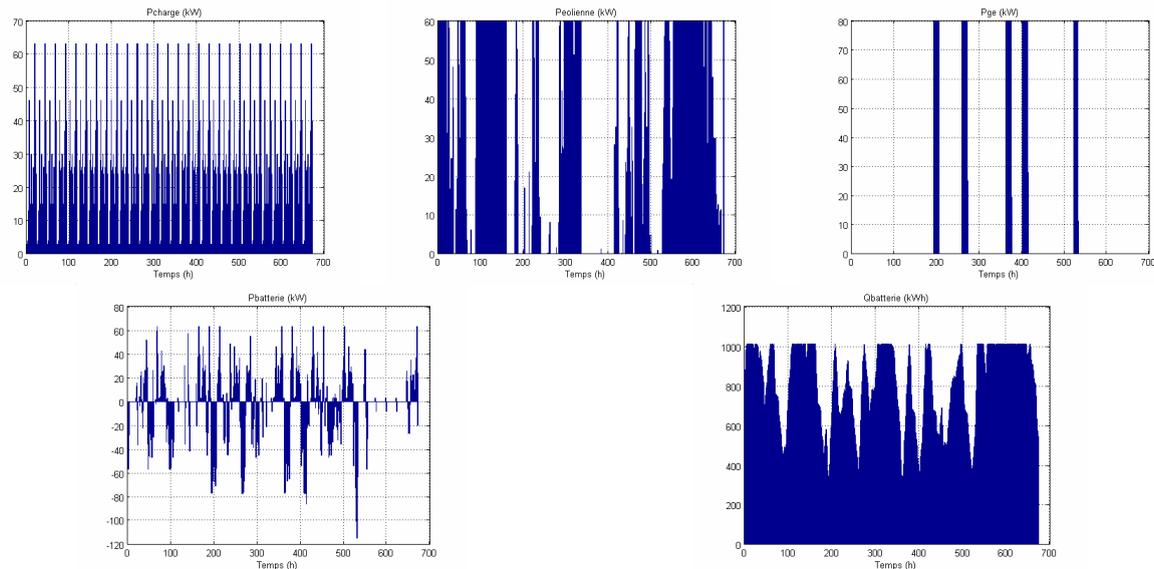


Figure B.3 : Visualisation du fonctionnement horaire du système EOLIEN_Batterie_GE_cas2

Sur ces deux figures, nous visualisons l'évolution du coût du kWh et la consommation en fuel du GE en fonction du nombre de jours d'autonomie pour différentes éoliennes de type MS.

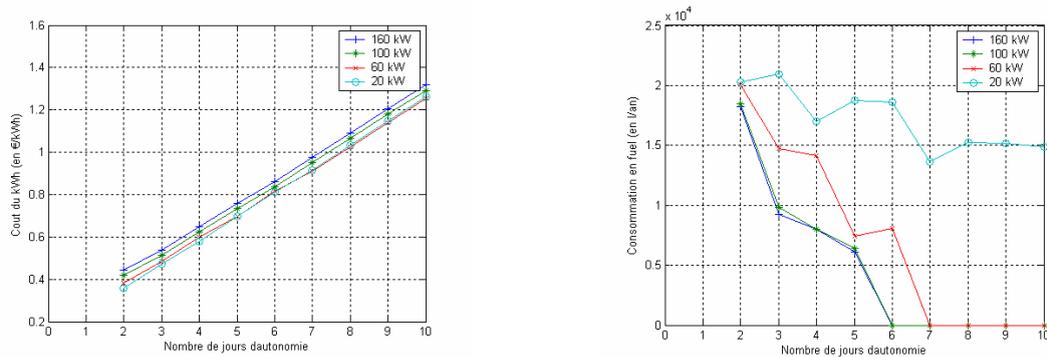


Figure B.4 : Variations de paramètres pour le système EOLIEN_Batterie_GE_cas2

ANNEXE C

Paramètres des éléments du centre de production GE + Eolien

Paramètres du groupe électrogène

Paramètres du moteur :

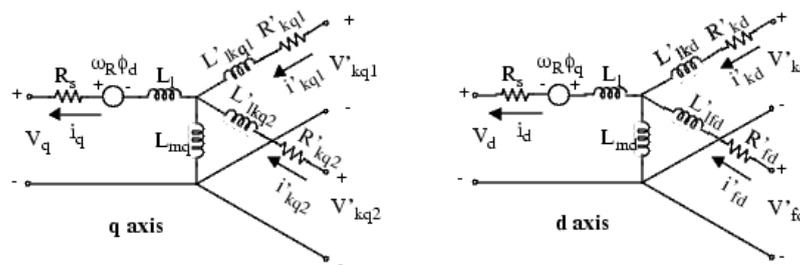
Td=0.024	(s)
A=153.85	(puW.s/kg)
B=0.0769	((pu)W/(pu)rad/s)

Paramètres du régulateur :

R=6.4	Statisme;	(%)
Ki=4.15	Gain intégral du régulateur ;	(pu)
K2=0.1	Gain proportionnel de l'actionneur ;	(-)
T2=0.1	Constante de temps de l'actionneur.	(s)

Paramètres de l'alternateur :

Le système d'équations de la machine synchrone :



Le modèle mathématique (modèle de Park) :

$$\begin{aligned}
 V_d &= R_s i_d + \frac{d}{dt} \phi_d - \omega_R \phi_q \\
 V_q &= R_s i_q + \frac{d}{dt} \phi_q + \omega_R \phi_d \\
 V'_{fd} &= R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \phi'_{fd} \\
 V'_{kd} &= R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \phi'_{kd} \\
 V'_{kq1} &= R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq1} \\
 V'_{kq2} &= R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq2} \\
 \phi_d &= L_d i_d + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}) \\
 \phi_q &= L_q i_q + L_{mq} i'_{kq} \\
 \phi'_{fd} &= L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} (i_d + i'_{fd}) \\
 \phi'_{kd} &= L'_{kd} i'_{kd} + L_{md} (i_d + i'_{fd}) \\
 \phi'_{kq1} &= L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q \\
 \phi'_{kq2} &= L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q
 \end{aligned}$$

Les valeurs numériques :

S _n =200	Puissance apparente nominale du générateur	kVA
P _n =160	Puissance active nominale	kW
V _n =380	Tension composée nominale	V
R _s =0.095	Résistance du stator	pu
X _d =3.45	Réactance directe	pu
X _q =2.07	Réactance en quadrature	pu
X' _d =0.24	Réactance directe transitoire	pu
X'' _d =0.165	Réactance directe sous transitoire	pu
X'' _q =0.2475	Réactance en quadrature sous transitoire	pu

$X_i=0.09$	Réactance de fuite	pu
$T'_{do}=1.725$	Constante de temps transitoire du générateur synchrone, directe, en circuit ouvert	s
$T''_{do}=0.015$	Constante de temps sous transitoire du générateur synchrone, directe, en circuit ouvert	s
$T'_{qo}=1.7$	Constante de temps transitoire du générateur synchrone, en quadrature, circuit ouvert	s
$H=1.5$	Constante de temps inertielle	s
$P=2$	Nombre de paires de pôles	-

Paramètres de l'excitation :

Les équations d'état :

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_R \\ \dot{V}_r \\ \dot{V}_d \\ \dot{V}_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{T_R} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{K_A}{T_A} & -\frac{1}{T_A} & -\frac{K_A}{T_A} & 0 \\ 0 & \frac{K_F}{T_F T_E} & -\frac{1}{T_F} & -\frac{K_F K_E}{T_F T_E} \\ 0 & \frac{1}{T_E} & 0 & -\frac{K_E}{T_E} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ V_r \\ V_d \\ V_e \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{K_R V_t}{T_R} \\ \frac{K_A V_{ref}}{T_A} + \frac{V_{ro}}{T_A} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Les valeurs numériques

$K_R=1$	Gain du filtre d'entrée ;	-
$T_R=0.05$	Constante de temps du filtre d'entrée;	s
$K_F=0.048$	Gain du stabilisateur ;	-
$T_F=0.95$	Constante de temps du stabilisateur,;	s
$K_A=270$	Gain de l'amplificateur;	-
$T_A=0.1$	Constante de temps de l'amplificateur;	s
$K_E=1$	Gain de l'excitateur;	-
$T_E=0.65$	Constante de temps de l'excitateur;	s

Paramètres de l'éolienne :

Générateur asynchrone :

$R_s=0.0605$	Résistance des enroulements du stator	O
$R_r=0.052$	Résistance des enroulements du rotor	O
$L_s=0.00838$	Inductance du stator	H
$L_r=0.00817$	Inductance du rotor	H
$L_m=0.00815$	Inductance mutuelle	H
$p=2$	Nombre de paires de pôles	-

Turbine :

$R_a=7.5$	Rayon de la turbine;	m
$C_{pmax}=0.468$	Coefficient de puissance maximal	
$\lambda_{opt}=9.3$	Rapport de vitesse optimal	

Boite de vitesse :

Rapport vitesse=16.75;

ANNEXE D

Installation des compensateurs d'énergie réactive

Dimensionnement des compensateurs :

Pour dimensionner la capacité à installer nous avons tenu compte :

- De la puissance réactive moyenne consommée par l'éolienne ;
- Du facteur de puissance de la charge à alimenter ;
- De la pénétration moyenne de l'éolienne ;

Le facteur de puissance de la charge est de 0.9 ; cette valeur élevée correspond à une charge plutôt résistive (utilisation principalement de lampes), ou simplement par manque de moteurs qui consomment de l'énergie réactive. La puissance réactive mesurée pour l'éolienne est de 55.5 kVAR (Q_{éol}) ;

La connexion de l'éolienne correspond à une suppression de charge active, cette connexion influence donc aussi sur le facteur de puissance. Il est donc nécessaire de compenser l'énergie réactive dans le cas où la charge est minimale et l'éolienne connectée, parce que dans cette situation le diesel fournit son minimum de puissance active. La puissance moyenne de l'éolienne est de l'ordre de 25% de celle du groupe diesel. En supprimant ces 25% de la puissance active, nous avons la situation suivante :

$$P_{diesel\ initial} \sim 43\% = 26.5\text{ kW} ;$$

$$P_{diesel\ actuelle} = P_{diesel\ initial} - P_{éol} = 43\% - 25\% = 18\% = 11.5\text{ kW},$$

$$Q_{diesel} = Q_{charge} + Q_{éol} = 12.4 + 55.5 = 67.9\text{ kVAR.}$$

$$\cos(f) = \cos(\text{atan}(Q_{diesel}/P_{diesel\ actuelle})) = 0.17.$$

Avec les contraintes :

$$\cos(f_c) > 0.8 \Rightarrow Q_{diesel\ max} = P_{diesel\ actuelle} * \tan(f_c) = 11.5 * 0.75 \sim 8.6\text{ kVAR}$$

$$Q_{capacités} = Q_{diesel} - Q_{diesel\ max} = 67.9 - 8.6 = 59.3\text{ VAR,}$$

(f_c : f compensé).

Le compensateur d'énergie réactive sera dimensionné par rapport à cette valeur. Nous avons intégré un banc de condensateurs de 60 kVAR.

Etude de l'instant de connexion des compensateurs réactifs

Une fois les compensateurs dimensionnés, il était nécessaire de déterminer à quel instant les connecter. En principe, il n'est pas désirable de les connecter avant l'éolienne, ceci peut rendre instable le générateur diesel, donc il reste deux autres possibilités :

connecter à l'instant même avec l'éolienne ;

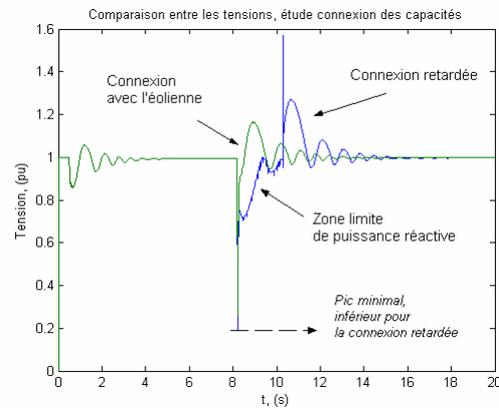
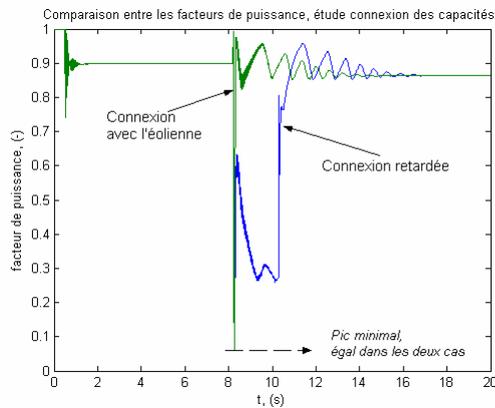
connecter après l'éolienne.

Nous avons réalisé des simulations pour les deux cas. Le scénario est :

- A t=0.5s - 60% de la charge sont connectés ;
- A t~8.2s - l'éolienne est connectée ;

- A $t \sim 8.2s$ ou $t \sim 10.3s$ les compensateurs réactifs sont connectés.
- Vitesse du vent – 7m/s, constante.

Les résultats sont visualisés sur la figure suivante :



Comparaison entre les facteurs de puissance

Comparaison entre les tensions

Figure D.1 : Comparaison des facteurs de puissance et de tension

Les figures ci-dessus montrent que la connexion des capacités après l'éolienne engendre des perturbations supplémentaires pour la tension et le facteur de puissance du groupe diesel. L'énergie réactive générée est proche de la limite supérieure. L'effet des condensateurs sur le facteur de puissance est meilleur si la connexion est immédiate, en plus cela nous permet d'éviter un pic de tension supplémentaire et l'état stable est atteint plus rapidement dans le cas de connexion immédiate. Après la connexion des capacités les oscillations de la tension disparaissent. Des résultats identiques sont obtenus sur les allures des courants de charge, ceux de l'éolienne et de la fréquence. Nous avons essayé de faire varier l'intervalle de connexion, mais cela n'a pas influencé les résultats.

ANNEXE E

Dimensionnement et implantation des charges ballastes

Implantation de ces charges

Dans notre étude, nous considérons que les charges ballastes sont des résistances mises en parallèle. Ceci correspond à une situation pour le chauffage de l'eau [V.11]. Nous allons supposer toutes les charges identiques. La variation du nombre de charges connectées nous permettra de dissiper la puissance en excès.

Différentes simulations ont été réalisées afin de déterminer la valeur unitaire des charges ballastes. Elle est très importante puisque elle affecte considérablement les performances du régulateur qui gère la commande. Différents essais ont été réalisés et il apparaît que :

- une charge ballaste unitaire supérieure ou égale à 4kW, conduit à une précision de l'ordre de +6.25%, qui n'est pas acceptable à long terme ($4\text{kW}=0.0625$ pu du groupe diesel),
- une charge ballaste unitaire de 3kW permet une précision de l'ordre de +4.69%,
- une charge ballaste unitaire de 2kW est trop petite.

Nous avons donc conçu un régulateur pour une charge ballaste unitaire égale à 3 kW, $\cos(f)=1$. Le nombre des charges ballastes est fixé à 16, ce qui équivaut à 75% de la charge active nominale (64kW).

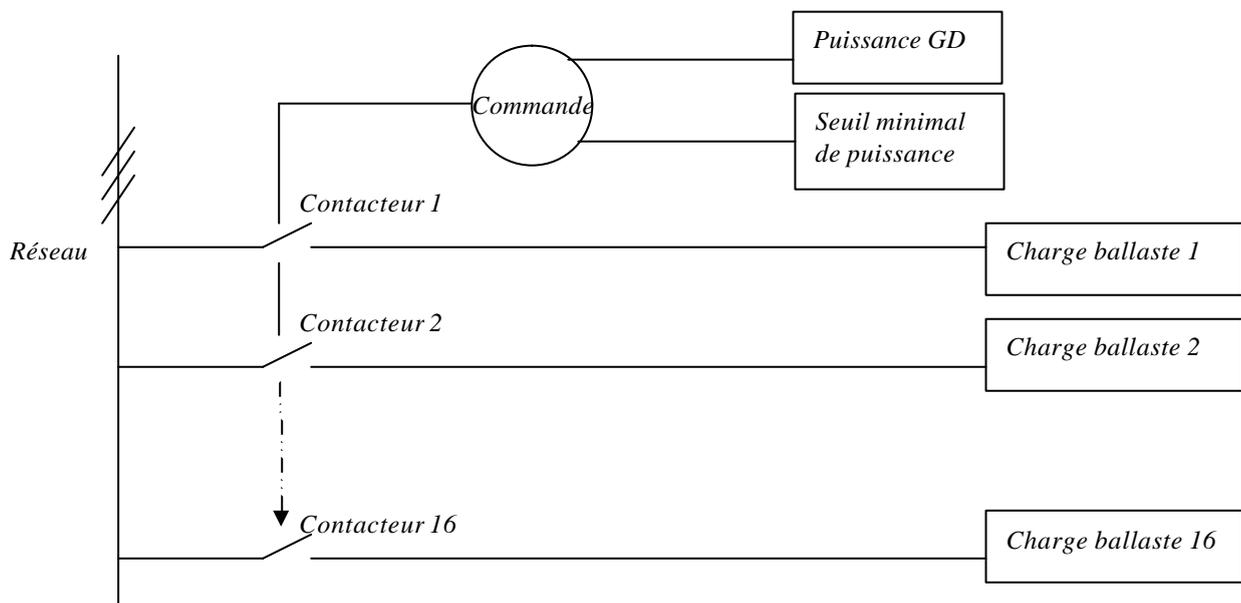


Figure E.1 : Schéma des charges ballastes avec leur commande

La stratégie de commande de la charge ballaste est la suivante : elle doit maintenir le niveau de charge du GD au-dessus de 40%, en connectant ou déconnectant les charges. Nous supposons que la commande de cette charge est toujours active.

Conception de la commande – régulateur PI

Nous avons développé un régulateur de la charge ballaste du GD basé sur un régulateur PI classique. Il a été choisi pour son effet à bloquer sa sortie sur la valeur actuelle en appliquant zéro à l'entrée. Il permet également d'éviter l'erreur statique du régulateur proportionnel simple. Le régulateur PID n'est pas applicable dans ce cas puisque la vitesse de variation des puissances pendant le fonctionnement normal est assez limitée par les inerties des générateurs.

Pour déterminer les paramètres du régulateur, il fallait exprimer ses performances de fonctionnement. La démarche classique est d'écrire la fonction de transfert du processus à régler et accorder le régulateur [V.12]. Dans notre cas, le processus à régler est la connexion des charges ballastes. Sa fonction de transfert pour la commande peut se présenter comme un simple gain unitaire puisqu'elle est effectuée immédiatement après l'ordre. Les caractéristiques d'un régulateur PI pour un échelon à son entrée sont :

- le temps de stabilisation (T) à 5%,
- la pente initiale, $t=0$, d'accroissement ($Pente_0$).

Nous allons rappeler ici l'expression de la réponse temporelle d'un régulateur PI pour un échelon à l'entrée :

$$f(t) = \left(1 - \frac{1}{Kp+1} e^{-\frac{t}{Tr}}\right) * u(t)$$

$Tr = \frac{Ki}{Kp+1}$	Constante de temps du régulateur,	(s) ;
t	Temps,	(s) ;
Kp	Gain proportionnel du régulateur,	(-) ;
Ki	Gain intégral du régulateur,	(-) ;
$u(t)$	Fonction échelon, $u(t) = \begin{cases} 1, t > 0; \\ 0, t \leq 0 \end{cases}$	(-).

Les paramètres du régulateur sont déterminés à partir du système d'équations suivant :

$$\begin{cases} Pente_0 = \left. \frac{df(t)}{dt} \right|_{t=0} = \frac{Ki}{(Kp+1)^2} \\ T = \frac{-\ln(0.05(Kp+1))}{(Kp+1)Pente_0} \end{cases}$$

La valeur de T doit être déterminée en respectant le temps de stabilisation à 5% de la puissance du groupe diesel pendant la connexion des charges et l'éolienne. Dans le premier cas nous avons considéré la connexion de 100% de la charge, parce qu'elle doit provoquer la meilleure variation de puissance et respectivement le temps de stabilisation le plus long. La valeur relevée de la courbe est 2.5s. La connexion de l'éolienne s'avère plus perturbante pour la puissance du GD, la stabilisation prend presque 4s.

Finalement nous avons adopté $t_1 = 4s$. Le temps de stabilisation doit donc être supérieur à cette valeur. Pour le déterminer il faut désigner la vitesse d'accroissement. Elle va agir sur le nombre des charges connectées dans la première seconde après la détection de l'écart. Etant donné que nous

voulons maintenir le groupe diesel le plus proche possible du seuil minimal, nous avons choisi une valeur de $Pente_0 = 0.47$ (puW/s), qui correspond à connecter une charge de 3kW dans la première seconde si l'écart de puissance dépasse 0.1(pu). Ceci est possible pour $T = 5s$ et pour $T = 5s$ nous avons obtenu les paramètres suivants :

$T=5s;$
$Pente_0=0.47puW/s$
$Kp=0.2 ;$
$Ki=0.675.$

Ces paramètres doivent nous assurer une réponse lente, capable de filtrer les transitoires pendant la connexion de l'éolienne et l'établissement de la puissance du groupe diesel.

La réaction du régulateur a été améliorée en appliquant une variation de la référence autour du seuil minimal du groupe tout en essayant de maintenir la puissance délivrée autour des 40%.

Pour y arriver la référence est séparée en deux parties :

- référence constante – le seuil de 40%,
- référence variable, qui inclut la puissance de l'éolienne, multipliée par un poids, utile pour connecter les charges ballastes plus vite, et enlevée si le générateur dépasse le seuil minimal.

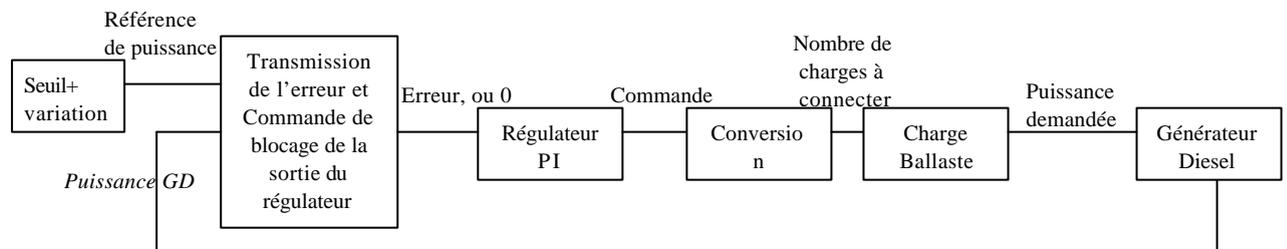


Figure E.2 : Schéma de la régulation de la connexion de la charge ballaste

L'action du régulateur est figée si :

- la puissance du groupe diesel dépasse le seuil minimal sans l'éolienne,
- la charge appliquée est supérieure au seuil sans l'éolienne,
- l'erreur est inférieure à la précision de 0,0469 pu,
- toutes les charges ballastes sont connectées.

Ceci est géré dans la boîte « Transmission de l'erreur et Commande de blocage de la sortie du régulateur ».

Réponse à un échelon du régulateur

A $t=1s$ on applique un échelon unité à l'entrée du régulateur ; la réponse est :

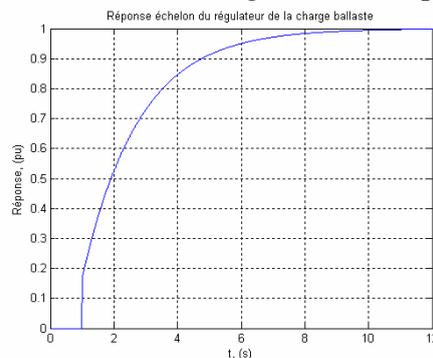


Figure E.3 : Réponse à un échelon du régulateur

La réponse correspond à ce qui a été défini auparavant. La variation de la référence de puissance nous permettra d'accélérer la réponse si le vent a tendance à augmenter en moyenne, ou si une nouvelle charge est connectée.