

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS

TABLE DES MATIERES	I
NOMENCLATURE	V
LISTE DES ABREVIATIONS	VII
LISTE DES FIGURES	IX
LISTE DES TABLEAUX	X
INTRODUCTION GENERALE	1
1. Contexte et problématique :	1
2. Motivation :	2
3. Objectifs :	2
4. Organisation du mémoire :	3
Chapitre I : ETAT DE L'ART SUR LES RESEAUX D'ENERGIE ELECTRIQUE	4
I.1 INTRODUCTION	4
I.2 PRODUCTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE	6
I.2.1 Les centrales thermiques	7
I.2.2 Les centrales nucléaires	8
I.2.3 Les centrales hydroélectriques	9
I.2.4 Les centrales solaires photovoltaïques	10
I.2.5 Les centrales éoliennes	11
I.3 LES STRUCTURES D'UN RESEAU ELECTRIQUE	12
I.3.1 Le réseau de transport et d'interconnexion	12
I.3.2 Le réseau de répartition	13
I.3.3 Les réseaux de distribution	14
I.4 LES CONSOMMATEURS DE L'ENERGIE ELECTRIQUE	15
I.4.1 Consommation ayant une puissance apparente supérieure à 10 MVA	15
I.4.2 Consommation ayant une puissance apparente entre 0,5 et 10 MVA	15
I.4.3 Consommation ayant une puissance apparente inférieure à 0,5 MVA	15
I.5 LES CLASSIFICATIONS DES TENSIONS DU RESEAU ELECTRIQUE	15
I.6 GRANDEURS CARACTERISTIQUES DES RESEAUX ELECTRIQUES	16
I.6.1 Stabilité des réseaux électriques	16
I.6.1.1 Stabilité en fréquence	17
I.6.1.2 Stabilité en tension	18
I.7 CONCLUSION PARTIELLE	18

Chapitre II : CONCEPTION DES RESEAUX ELECTRIQUES INTERCONNECTES DE LA REGION DIANA	19
II.1 INTRODUCTION	19
II.1.1 Avantages techniques	19
II.1.2 Avantages économiques	19
II.2 SITUATION DES RESEAUX ELECTRIQUES INTERCONNECTES A MADAGASCAR	20
II.2.1 Réseau Electrique Interconnecté d’Antananarivo.....	23
II.2.1.1 Fonctionnement	23
II.2.1.2 Eléments constitutifs des REIA	24
II.3 PERSPECTIVES A LONG TERME DE LA REGION DIANA	27
II.3.1 Situation géographique de la région DIANA	27
II.3.2 Vision de la région DIANA à l’horizon de 2030.....	29
II.3.2.1 Projet Mad’Eole.....	30
II.3.2.2 Projet ORE.....	30
II.3.3 Contribution au développement durable de la région DIANA	31
II.4 CONCLUSION PARTIELLE	32
Chapitre III : MODELISATION DES ELEMENTS CONSTITUANTS DU RESEAU D’ENERGIE ELECTRIQUE.....	33
III.1 INTRODUCTION	33
III.2 MISE EN EQUATION DU RESEAU D’ENERGIE ELECTRIQUE EN REGIME PERMANENT EQUILIBRE	33
III.2.1 Les équations du réseau d’énergie électrique	34
III.2.1.1 Matrice des admittances d’un réseau électrique à 2 nœuds.....	34
III.2.1.2 Les courants dans les lignes électriques	35
III.2.1.3 Les courants injectés aux nœuds électriques	35
III.2.1.4 Les puissances injectées aux nœuds électriques.....	36
III.2.1.5 Généralisation à un réseau électrique à n nœuds	38
III.2.2 Calcul de la répartition des puissances dans le REE	40
III.2.2.1 La répartition des puissances.....	40
III.2.2.2 Méthode de calcul de la répartition des puissances.....	42
III.3 MODELISATION DES GROUPES HYDROELECTRIQUES	43
III.3.1 Principe de conversion d’énergie hydraulique	43
III.3.2 Modèle de la turbine hydraulique.....	43
III.3.3 Modèle du générateur synchrone	44
III.4 MODELISATION DU RESEAU DE TRANSPORT D’ENERGIE	46

III.4.1 Modèle des lignes électriques.....	47
III.4.2 Modèle du transformateur de puissance.....	48
III.4.3 Modèle des charges	49
III.4.4 Modèle des nœuds du réseau électrique	49
III.5 CONCLUSION PARTIELLE.....	50
Chapitre IV : ETUDE DES RESEAUX ELECTRIQUES INTERCONNECTES DE LA REGION DIANA.....	51
IV.1 INTRODUCTION	51
IV.2 CHOIX DES EQUIPEMENTS ELECTRIQUES CONSTITUANTS LES REIDIANA	51
IV.2.2 Présentation du projet d'interconnexion des REIDIANA.....	53
IV.3 CHOIX DES TURBINES POUR LES CENTRALES HYDROELECTRIQUES	56
IV.3.1 Introduction.....	56
IV.3.2 Choix de type de turbine hydraulique	56
IV.4 PRESENTATION DU RESEAU ETUDIE	58
IV.5 CALCUL DE LA REPARTITION DES PUISSANCES DES REIDIANA	59
IV.5.1 Scénario 1.....	60
IV.5.1.1 Présentation des résultats	61
IV.5.1.2 Interprétation des résultats	65
IV.5.2 Scénario 2.....	66
IV.5.2.1 Présentation des résultats	67
IV.5.2.2 Interprétation des résultats	70
IV.5.3 Scénario 3.....	70
IV.5.3.1 Présentation des résultats	71
IV.5.3.2 Présentation des résultats	74
IV.5.4 Scénario 4.....	74
IV.5.4.1 Présentation des résultats	75
IV.5.4.2 Interprétation des résultats	78
IV.5.5 Scénario 5.....	79
IV.5.5.1 Présentation des résultats	80
IV.5.5.2 Interprétation des résultats	83
IV.6 CONCLUSION PARTIELLE.....	84
CONCLUSION GENERALE	85
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	87
ANNEXES.....	92
Annexe 1 : Domaines d'utilisation des niveaux de tensions normalisées dans le réseau électrique.....	92
Annexe 2 : Projet Mad'Eole pour le parc éolien	93
Annexe 3 : Potentiel hydroélectrique inférieur à 60 MW.....	94

Annexe 4 : Centrales thermiques de la JIRAMA dans la région DIANA	95
Annexe 5 : Répartition des flux de puissances des REIDIANA.....	96

Rapport-gratuit.com 
 LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

NOMENCLATURE

Lettres latines

Symboles	Désignations	Unités
a	: taux d'augmentation annuelle de la puissance	%/an
b	: nombre de branches	-
B	: susceptance	⁻¹
C ₀	: capacité transversale linéique de la ligne électrique	μF/km
E	: force électromotrice induite (f.e.m) du générateur	V
E'	: f.e.m induite transitoire du générateur	V
f	: fréquence d'alimentation	Hz
G	: conductance	⁻¹
H	: hauteur nette de la chute	m
[<u>I</u>]	: matrice du courant en notation complexe	A
I _{cc}	: courant de court-circuit	kA
I _D	: courant absorbé par la charge	A
I _G	: courant fourni par le générateur	A
[<u>I</u> _i [*]]	: matrice du courant conjuguée en notation complexe	A
J	: moment d'inertie	kg.m ²
n	: nombre de nœuds	-
p	: opérateur de Laplace	-
P	: pression de l'eau	Pa
P _D	: puissance active absorbé par la charge	MW
P _G	: puissance active fournie par le générateur	MW
P _{hyd}	: puissance hydraulique	MW
P _{inj}	: puissance active injectée au réseau électrique	MW
P _L	: puissance active à transporter	MW
P _m	: puissance mécanique développée par la turbine	MW
Q	: débit d'écoulement d'eau	m ³ /s
Q _D	: puissance réactive consommée par la charge	MVar
Q _G	: puissance réactive fournie par le générateur	MVar
Q _{inj}	: puissance réactive injectée au réseau électrique	MVar
R	: résistance statorique du générateur	

R_L	: résistance longitudinale de la ligne électrique	
R_0	: résistance linéique de la ligne électrique	/km
R_T	: résistance du transformateur	
S_{cc}	: puissance apparente de court-circuit	MVA ou GVA
S_D	: puissance apparente de la charge	MVA
S_G	: puissance apparente de la source	MVA
\underline{S}_i^*	: puissance apparente conjuguée en notation complexe	MVA
S_{pq}	: puissance apparente transitée entre les nœuds p et q	MVA
T_{em}	: couple électromagnétique	N.m
T_m	: couple mécanique	N.m
T_w	: constante de temps hydraulique	s
U	: tension composée	V
U_n	: tension normalisée de la ligne électrique	kV
$[\underline{V}]$: matrice de la tension en notation complexe	V
$[\underline{V}_i^*]$: matrice de tension conjuguée en notation complexe	V
X_d	: réactance synchrone du générateur	
X_d'	: réactance directe transitoire du générateur	
X_L	: réactance longitudinale de la ligne électrique	
X_0	: réactance longitudinale linéique de la ligne électrique	/km
X_T	: réactance du transformateur	
$[Y]$: matrice de l'admittance du réseau	-1
Z	: impédance	

Lettres grecques

θ_{ik}	: déphasage de l'admittance entre les nœuds i et k	° (degré)
f	: variation de fréquence	Hz
P_{pq}	: pertes de puissances actives entre p et q	MW
Q_{pq}	: pertes de puissances réactives entre p et q	MVar
U	: chute de tension relative	%
ω	: variation de pulsation	rad/s
ϕ	: déphasage de la tension	° (degré)
ω_e	: pulsation électrique	rad/s
Ω	: vitesse angulaire de rotation	rad/s ou tr/mn

LISTE DES ABREVIATIONS

AC	: Alternative Current (ou Courant Alternatif)
BTA	: Basse Tension de niveau A
BTB	: Basse Tension de niveau B
BT	: Basse Tension
DC	: Direct Current (ou Courant Continu)
DIANA	: Diégo - Ambilobe - Nosy-Be - Ambanja
EDM	: Electricité De Madagascar
ESPA	: Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo
GED	: Générateurs d'Energies Dispersées
GEEF	: Générateurs d'Electricité à base d'Energies Fossiles
GEER	: Générateurs d'Electricité à base d'Energies Renouvelables
GS	: Générateur Synchrone
HFF	: Henri Fraise et Fils
HTA	: Haute Tension de niveau A
HTB	: Haute Tension de niveau B
HT	: Haute Tension
ISED	: Ingénierie des Systèmes Electriques et Développement Durable
JIRAMA	: Jiro sy Rano Malagasy
Mad'Eole	: Madagascar Eolien
MATLAB	: MATrix LABoratory
MT	: Moyenne Tension
ORE	: Office de Régulation de l'Electricité
PIA	: Poste d'Interconnexion d'Ambohimambola
PIAM	: Poste d'Interconnexion d'Ambilobe
PIE	: Producteurs Indépendants d'Electricité
PTDU	: Production, Transport, Distribution et Utilisation d'énergie électrique
PQ	: Type de nœud où est connecté une charge
PV	: Type de nœud où est connecté un générateur
REE	: Réseau d'Energie Electrique
REIA	: Réseau Electrique Interconnecté d'Antananarivo
REIDIANA	: Réseau Electrique Interconnecté de la Région DIANA

REIF	: Réseau Electrique Interconnecté de Fianarantsoa
REIT	: Réseau Electrique Interconnecté de Toamasina
RIDA	: Réseau Interconnecté Antsiranana - Ambilobe
RINA	: Réseau Interconnecté Nosy-Be - Ambanja
SAVA	: Sambava - Andapa - Vohemar - Antalaha
SER	: Sources d'Energies Renouvelables
SRAT	: Schéma Régional d'Aménagement du Territoire
TBT	: Très Basse Tension
THT	: Très Haute Tension
V	: Type de nœud où est connecté un générateur de référence

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Centrales électriques (respectivement nucléaire et thermique)	4
Figure I.2 : Lignes électriques sur pylônes électriques	5
Figure I.3 : Transformateurs de puissance	5
Figure I.4 : Système de Production-Transport-Distribution-Utilisation (PTDU) de l'énergie	6
Figure I.5 : Exemple d'une centrale thermique.....	8
Figure I.6 : Exemple d'une centrale nucléaire	9
Figure I.7 : Exemple d'une centrale hydroélectrique.....	10
Figure I.8 : Exemple d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau électrique.....	11
Figure I.9 : Exemple d'une centrale éolienne raccordée au réseau électrique	12
Figure I.10 : Exemple de structure maillée d'un réseau de transport et d'interconnexion	13
Figure II.1 : Localisation des Réseaux Electriques Interconnectés d'Antananarivo	21
Figure II.2 : Localisation des Réseaux Electriques Interconnectés de Toamasina	22
Figure II.3 : Localisation des Réseaux Electriques Interconnectés de Fianarantsoa	23
Figure II.4 : Schéma général des Réseaux Electriques Interconnectés d'Antananarivo.....	26
Figure II.5 : Localisation de la Région DIANA	28
Figure III.1 : Schéma d'un réseau électrique à 2 nœuds.....	34
Figure III.2 : Schéma électrique monophasé en équivalent d'une ligne électrique	36
Figure III.3 : REE à plusieurs nœuds électriques	38
Figure III.4 : Schéma électrique monophasé en équivalent d'une ligne triphasée.....	40
Figure III.5 : Chaîne de conversion d'énergie hydraulique	43
Figure III.6 : Modèle transitoire d'une machine synchrone	45
Figure III.7 : Modèle classique d'une machine synchrone.....	45
Figure III.8 : Représentation schématique d'un générateur.....	46
Figure III.9 : Modèle simplifié des lignes de transmission électrique.....	47
Figure III.10 : Représentation d'un transformateur	48
Figure III.11 : Schéma équivalent d'une charge.....	49
Figure IV.1 : Carte du projet d'interconnexion des REIDIANA	54
Figure IV.2 : Pylône de ligne aérienne électrique à deux ternes.....	55
Figure IV.3 : Domaine d'utilisation des turbines dans les centrales hydrauliques	57
Figure IV.4 : Projet du schéma complet des REIDIANA	59

LISTE DES TABLEAUX

Tableau IV.1 : Caractéristiques des lignes de transports	52
Tableau IV.2 : Caractéristiques des transformateurs de puissances	52
Tableau IV.3 : Caractéristiques des turbines hydrauliques pour les REIDIANA.....	57
Tableau IV.4 : Evolution de la puissance de pointe en MW	60

INTRODUCTION GENERALE

L'utilisation de l'énergie s'avère incontournable dans les activités humaines, que celles-ci soient domestiques ou industrielles. Elle joue un rôle essentiel dans le développement économique et social et dans l'amélioration de la qualité de la vie. En effet, l'homme a toujours ressenti le besoin d'exploiter toutes les ressources énergétiques qui se présentent à lui. C'est ainsi par exemple que l'homme vint à utiliser le bois, le charbon, le pétrole, le gaz naturel, l'eau, etc, pour obtenir de l'énergie électrique. Cette dernière est produite dans les centrales électriques. Ensuite, elle est acheminée vers les consommateurs par l'intermédiaire des lignes électriques [27]. Par conséquent, l'énergie électrique tient aussi une place importante dans le développement durable d'un pays.

1. Contexte et problématique :

La situation actuelle de la fourniture de l'électricité de la région DIANA est assurée par des centrales thermiques conventionnelles. La puissance totale installée dans cette région est de 42,643 MW dont 21 MW est actuellement la puissance pour la ville d'Antsiranana, 0,343 MW pour Anivorano nord et 2,5 MW pour la centrale thermique d'Ambilobe et ensuite 5 MW pour celle d'Ambanja et enfin 13,8 MW est la puissance installée pour la ville de Nosy-Be [20], [Annexe 4].

L'électricité produite dans des centrales thermiques est obtenue par la combustion du gasoil ou du fuel lourd. Et cette production d'électricité à partir du gasoil et du fuel lourd fait l'objet de problèmes en matière d'impacts environnementaux. Cependant, des délestages sont observés dans tous les districts. Cette situation constitue une contrainte transversale au développement des secteurs économiques de cette région.

Dans la région DIANA, le coût de l'électricité est de 30 % supérieur à la tarification opérée sur les hautes terres, car ici, seule l'énergie thermique est produite [34]. Elle dispose donc d'un fort potentiel en matière d'énergies renouvelables : hydroélectrique, éolien et solaire. L'exploitation des potentiels aux sources d'énergies renouvelables contribuerait à abaisser le coût de l'énergie électrique. Et ce sera favorable au développement durable de cette région.

Des sites hydroélectriques ont déjà été identifiés dans la région DIANA [Annexe 3], [20]: le site de Bevary est situé à 25 km à l'est de la ville d'Ambanja. Il a une puissance de

12 MW. Ensuite, le site d'Andranomamofona à 45 km au sud-est d'Ambilobe. La puissance disponible est de 15 MW. Et le troisième site est celui d'Ampandriambazaha, situé sur la rivière Mahavavy nord à 30 km en amont du site d'Andranomamofona et il a une capacité de 50 MW.

La première idée qui vient à l'esprit est : comment devrait-on relier les centrales hydroélectriques afin d'approvisionner de l'électricité tous les districts dans cette région ? Et est-ce que l'exploitation des centrales hydroélectriques aux réseaux électriques interconnectés pourrait contribuer au développement durable au niveau du secteur de l'énergie électrique ?

2. Motivation :

Dans le cadre de la mise en œuvre de la nouvelle politique énergétique orientée vers la transition énergétique, le Gouvernement de la République de Madagascar engage actuellement le développement des infrastructures de production d'énergie électrique pérennes utilisant les SER (Sources d'Energies Renouvelables) disponibles, afin d'assurer une énergie durable pour tous [16]. Notons que dans les pays développés, cette politique énergétique a été déjà mise en œuvre depuis bien des années. Quant aux pays en voie de développement comme Madagascar, la concrétisation de cette innovation énergétique n'a pas encore trouvé sa véritable place, surtout dans la région nord de Madagascar. C'est ce qui m'avait conduit à vouloir mener mes travaux de recherche dans ce sens. L'énergie renouvelable est un sujet d'actualité qui attire de plus en plus de chercheurs de nos jours.

Sur le plan scientifique, l'étude contribuera à la faisabilité du projet d'interconnexion des REIDIANA (Réseaux Electriques Interconnectés de la région DIANA). Il s'agit de connaître les limites de fonctionnement, la répartition des flux des puissances des REIDIANA afin de fournir aux consommateurs la qualité de l'énergie électrique qui respecte la norme. Dans ce cas, nous nous intéresserons aux variables électriques à un instant donné (les tensions en phase et en module en chaque nœud, les transits des puissances et des courants admissibles dans les différentes branches électriques ainsi que les pertes des puissances en lignes électriques) pour un état donné de consommation et de production d'énergie électrique.

3. Objectifs :

L'objectif général de ce projet de recherche est l'étude de fonctionnement du réseau électrique interconnecté. Il s'agit d'analyser le comportement des REIDIANA à un instant donné pendant le fonctionnement normal équilibré en régime permanent. Donc, dans une première

étape, nous allons concevoir les réseaux de transport et d'interconnexion qui peuvent relier les consommateurs et les centres de production d'énergie électrique. Dans une dernière étape, nous allons étudier le comportement des REIDIANA en régime permanent équilibré par la méthode de calcul de la répartition des puissances. Différents scénarios seront traités afin de valider ce projet de recherche.

4. Organisation du mémoire :

Le présent mémoire se subdivise alors en quatre chapitres en plus de l'introduction générale.

- Ainsi le premier chapitre est consacré à l'état de l'art sur les réseaux d'énergie électrique axé essentiellement sur les concepts théoriques. Il s'agit de la présentation de la production, le transport, la distribution et l'utilisation (consommation) de l'énergie électrique. On parlera aussi des grandeurs électriques nécessaires pour le bon fonctionnement du réseau d'énergie électrique en régime normal.
- Le deuxième chapitre sera consacré à la conception des réseaux électriques interconnectés en exploitant les SER disponibles dans cette région pour garantir le développement durable du secteur de l'énergie électrique.
- Le troisième chapitre développera d'abord la mise en équation du réseau d'énergie électrique en régime permanent équilibré ainsi que la modélisation des composants qui constituent les réseaux électriques interconnectés comme les groupes hydrauliques et le réseau de transport d'énergie électrique.
- Le dernier chapitre détaille les calculs. Par nécessité, il a fallu faire les calculs en deux étapes. Dans un premier temps, nous dimensionnerons les niveaux de tensions pour les lignes de transport d'énergie HT qui peuvent transporter l'énergie produite par les unités de production aux districts concernés. Puis, dans un deuxième temps, nous ferons le calcul de la répartition des puissances à l'aide de la méthode de Gauss-Seidel pour connaître l'état de comportement des REIDIANA, à un instant donné, fonctionnement normal équilibré en régime permanent.

Enfin, la conclusion générale nous présentera les constats que nous avons pu tirer à partir des travaux effectués tout en nous menant également vers quelques perspectives de ce travail.

Chapitre I : ETAT DE L'ART SUR LES RESEAUX D'ENERGIE ELECTRIQUE

I.1 INTRODUCTION

De façon générale, un réseau est un ensemble de structures (physiques, biologiques, chimiques) formé par interconnexion en vue d'une tâche prédéfinie (par exemple le traitement ou le transport de l'énergie, de la substance ou de l'information). Les interconnexions, elles, apparaissent comme association, par connexion matérielle ou informationnelle, des systèmes distincts pour assurer une mise en commun des ressources visant un fonctionnement meilleur ainsi que la continuité du service en cas de défaut.

Un Réseau d'Energie Electrique (REE) est un système d'éléments interconnectés qui est conçu [23] :

- pour convertir d'une façon continue de l'énergie qui n'est pas sous forme électrique en énergie électrique (centrales électriques),



Figure I.1 : Centrales électriques (respectivement nucléaire et thermique)

Source : [23]

- pour transporter l'énergie électrique d'un point à un autre (lignes électriques),



Figure I.2 : Lignes électriques sur pylônes électriques

Source : [23]

- pour transformer l'énergie électrique sous des formes spécifiques soumises à des contraintes bien déterminées (transformateurs de puissance).



Figure I.3 : Transformateurs de puissance

Source : [23]

Dans sa définition technique, le REE (figure I.4) correspond à un ensemble formé par des centres de production qui sont les centrales électriques contenant les génératrices synchrones, les lignes électriques triphasées aériennes et souterraines exploitées à différents niveaux de tension, les transformateurs pour pouvoir élever ou abaisser le niveau d'une tension à une autre et les

utilisateurs qui sont les consommateurs de l'énergie électrique, connectés entre elles par ce qu'on appelle jeu de barres, point d'où partent les accès au réseau.

Traditionnellement, un réseau d'énergie électrique comprend toujours quatre grandes parties : la production, le transport, la distribution et enfin la consommation.

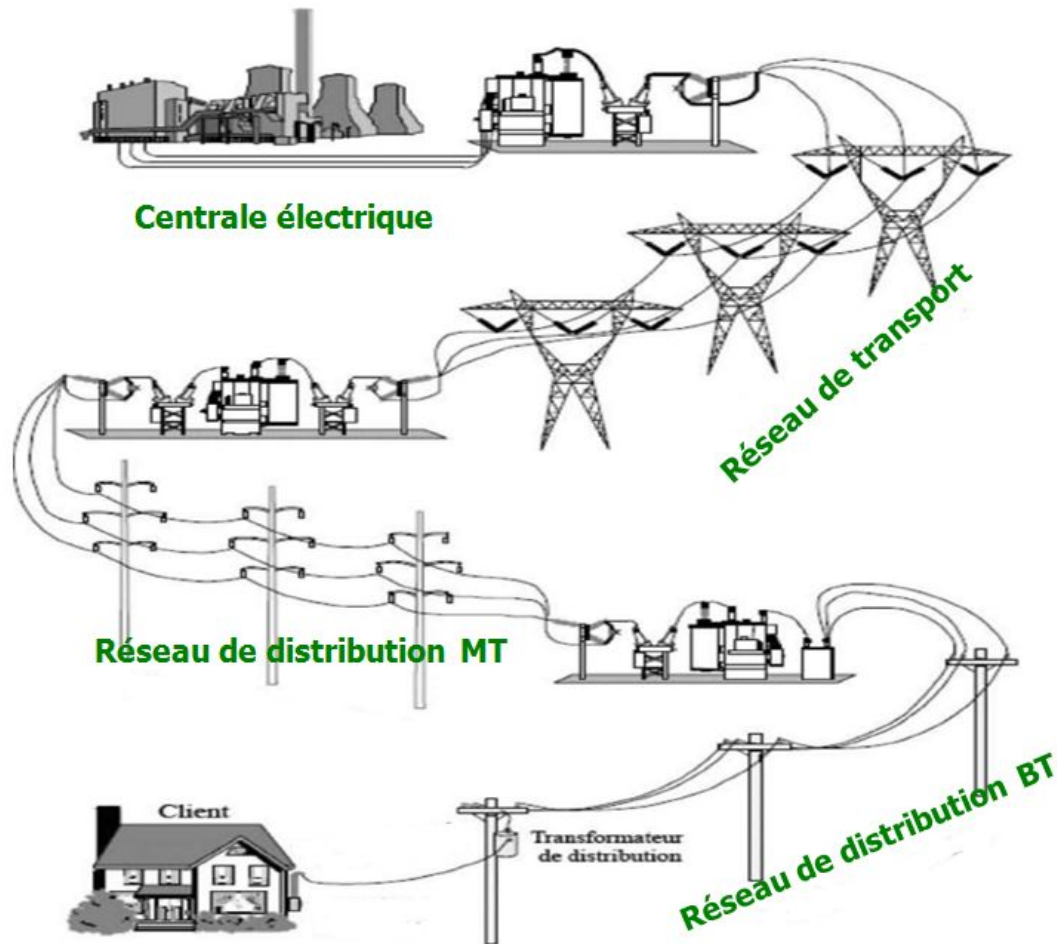


Figure I.4 : Système de Production-Transport-Distribution-Utilisation (PTDU) de l'énergie

Source : [11]

Maintenant, nous allons voir en détail le système de production, transport, distribution et la consommation de l'énergie électrique.

I.2 PRODUCTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

Une centrale (production d'énergie) électrique est un site industriel destiné à la production d'électricité. Les centrales électriques transforment différentes sources d'énergie naturelle en

énergie électrique afin d'alimenter en électricité les consommateurs, particuliers ou industriels relativement lointains.

Il existe (5) cinq principaux types de centrales électriques [1] :

- les centrales à combustible fossile (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermiques classiques,
- les centrales nucléaires qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermique,
- les centrales hydroélectriques,
- les centrales solaires ou photovoltaïques,
- les centrales éoliennes.

Pour toutes ces centrales, sauf pour les centrales photovoltaïques qui produisent l'électricité directement de la lumière, les éléments indispensables à la production de courant électrique sont les suivants :

- une turbine en mouvement,
- un alternateur, c'est-à-dire un aimant ou électro-aimant entraîné par la turbine et entouré d'une bobine qui produit le courant électrique.

Le principe de fonctionnement de chaque type de ces centrales électriques est présenté ci-dessous :

I.2.1 Les centrales thermiques

Les centrales thermiques brûlent des combustibles fossiles comme du charbon ou du gaz naturel pour produire de l'électricité [28].

Dans le cas des centrales au charbon, on stocke le combustible en tas immédiatement à l'extérieur. L'acheminement du produit vers l'intérieur de la centrale se fait par un convoyeur. Le charbon est ensuite chargé dans un immense pulvérisateur qui le broie en poudre fine. D'immenses ventilateurs soufflent la poudre de charbon dans une chambre de combustion géante où elle brûle en dégageant d'importantes quantités de chaleur. La température peut atteindre plus de 3000 °C.

La chambre de combustion est entourée de conduites d'eau. La chaleur dégagée par la combustion transforme en vapeur l'eau des conduites. La vapeur est ensuite transférée, sous

pression et à haute vitesse, par de gros tuyaux à une turbine dont elle fait tourner les ailettes. À partir de là, le processus est le même que dans une centrale nucléaire ou hydraulique : la turbine fait tourner l'alternateur, qui produit l'électricité.

La vapeur est condensée et retransformée au moyen de l'eau de refroidissement provenant généralement d'un lac ou d'un cours d'eau voisin. L'eau est ensuite recomptée et acheminée dans les conduites entourant la chambre de combustion pour reprendre le processus.

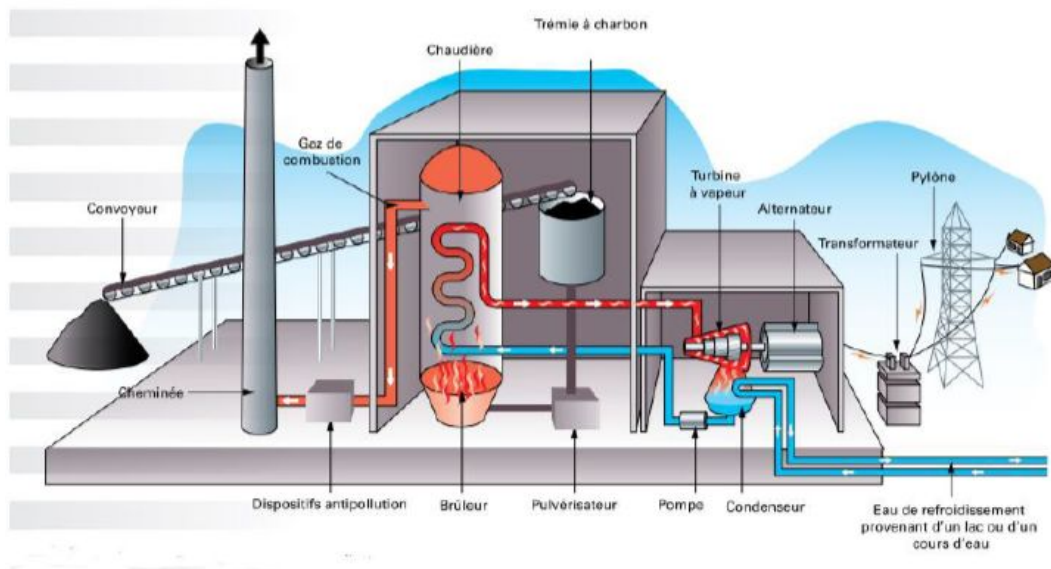


Figure I.5 : Exemple d'une centrale thermique

Source : [28]

I.2.2 Les centrales nucléaires

Quand les particules subatomiques appelées neutrons entrent en contact avec les atomes d'uranium, le noyau se fractionne, libérant alors de l'énergie sous forme de chaleur [28]. Cette réaction se produit en permanence dans la nature, mais à un rythme extrêmement lent. Les réacteurs nucléaires accélèrent énormément ce processus en ralentissant les neutrons et en augmentant la probabilité qu'ils heurtent et divisent le noyau des atomes d'uranium. Lors de la fission, le noyau libère d'autres neutrons qui iront heurter et diviser de nouveaux noyaux, provoquant ainsi une réaction en chaîne. C'est la fission nucléaire.

Les centrales nucléaires utilisent de l'uranium pour la production de l'énergie électrique : on introduit quelques milliers de grappes de combustible, c'est-à-dire l'uranium, dans le cœur du réacteur nucléaire, où la fission du noyau des atomes d'uranium créera une chaleur intense. Cette chaleur fera bouillir de l'eau pour produire de la vapeur qui entraînera une turbine et un alternateur, produisant ainsi de l'électricité.

Mais ces centrales présentent un inconvénient majeur car ces produits de fission sont hautement radioactifs. Il est donc essentiel que les grappes de combustible d'uranium retirées des réacteurs soient isolées de l'environnement pendant une longue période de temps.

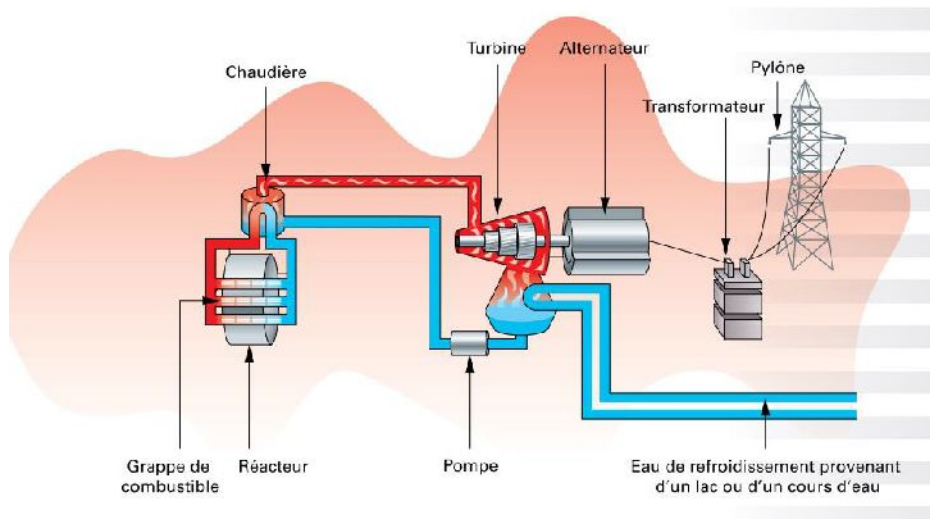


Figure I.6 : Exemple d'une centrale nucléaire

Source : [28]

I.2.3 Les centrales hydroélectriques

Les centrales hydrauliques convertissent en énergie électrique l'énergie cinétique d'un flot déversant.

Pour transformer en électricité cette énergie cinétique, la plupart des centrales hydrauliques ont recours soit à la dénivellation naturelle entre deux parties consécutives d'un cours d'eau, comme une chute, soit à l'aménagement d'un barrage sur le cours d'eau afin d'élever le niveau de l'eau et de créer ainsi la dénivellation requise pour obtenir la force motrice nécessaire.

L'eau est recueillie au sommet du barrage dans le réservoir de retenue. Ensuite, elle s'écoule dans une conduite forcée qui la transporte vers une turbine hydraulique.

La pression de l'eau augmente au fur et à mesure qu'elle s'écoule dans la conduite forcée. La pression et le débit de l'eau qui tombe actionnent la turbine qui fait tourner un alternateur. L'électricité ainsi créée par ce dernier est envoyée par les lignes de transport aux endroits où on en a besoin.

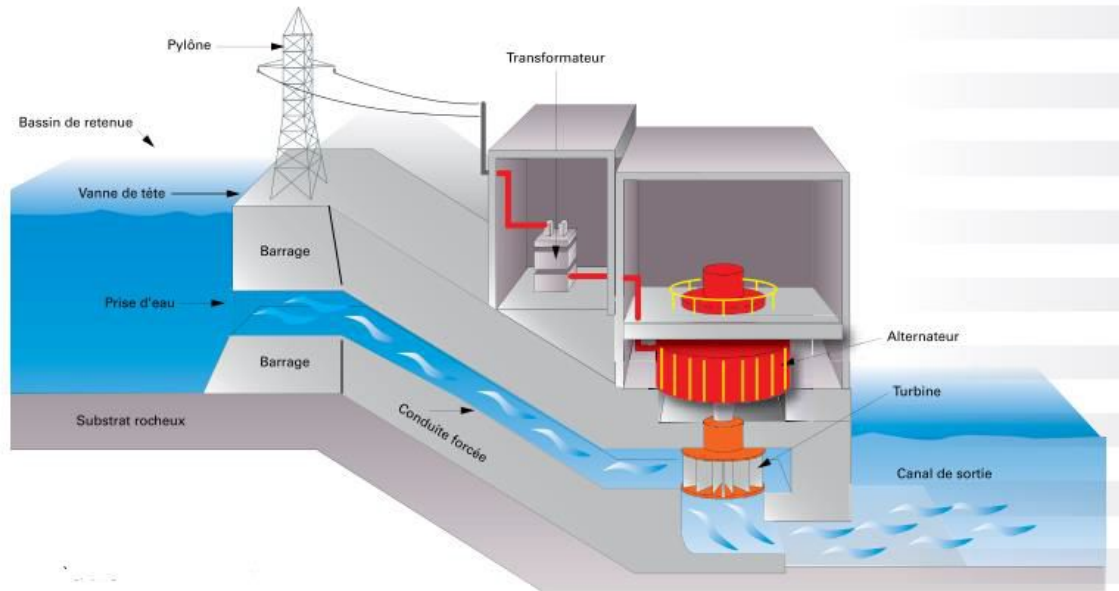


Figure I.7 : Exemple d'une centrale hydroélectrique

Source : [28]

I.2.4 Les centrales solaires photovoltaïques

L'énergie électrique est produite directement par la transformation du rayonnement solaire au niveau des panneaux photovoltaïques qui sont à base des cellules regroupées [13]. Ce phénomène physique est appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. Le courant résultant est continu, ce qui exige une intégration des onduleurs pour avoir un courant alternatif.

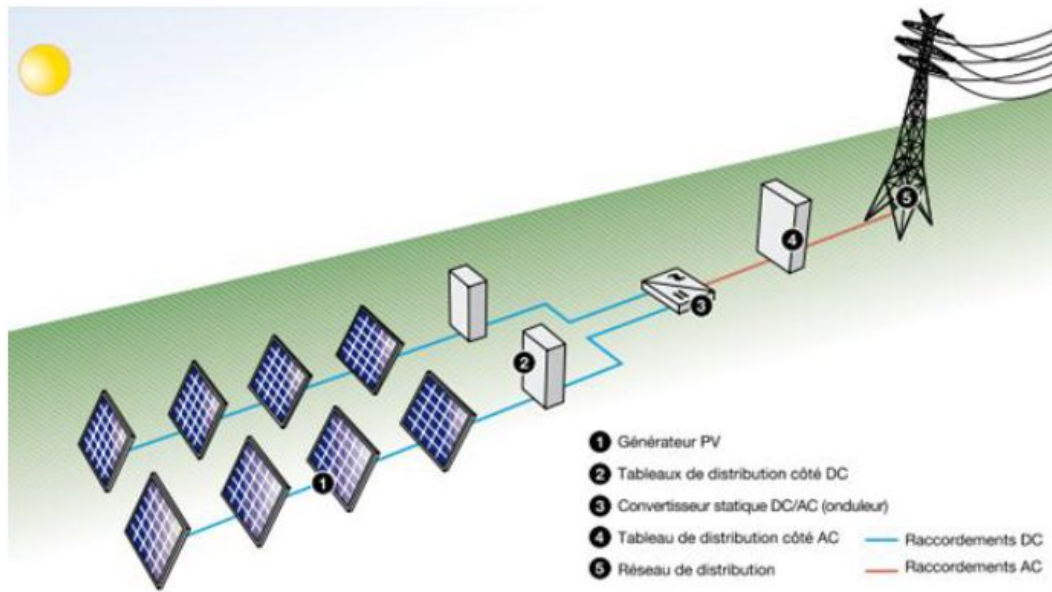


Figure I.8 : Exemple d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau électrique

Source : [2]

I.2.5 Les centrales éoliennes

L'énergie du vent est produite sous forme d'électricité par une turbine éolienne. Des éoliennes formées d'un mât surmonté d'un générateur électrique entraîné par une turbine comprenant des pales, sont positionnées idéalement sur les plans d'eau ou les collines ventées.

La figure suivante illustre un exemple d'une centrale éolienne.



Figure I.9 : Exemple d'une centrale éolienne raccordée au réseau électrique

Source : [2]

I.3 LES STRUCTURES D'UN RESEAU ELECTRIQUE

Dans les systèmes électriques actuels, on distingue, selon le niveau de tension, la fonction et la topologie, trois types de réseaux électriques [1] :

I.3.1 Le réseau de transport et d'interconnexion

Le réseau de transport est né de la réalité que les ressources énergétiques à partir desquelles l'énergie électrique est obtenue sont en général loin des zones de consommation de cette énergie. Ainsi, pour franchir la distance correspondante avec un minimum de pertes à effet Joule, la technique du transport par courant alternatif à THT s'est rapidement imposée.

En Europe, les réseaux de transport à 400 kV à 50 Hz ont été adoptés après la deuxième guerre mondiale comme le meilleur compromis entre le coût d'investissement, le coût d'exploitation (notamment la réduction des pertes Joule) et le service rendu. En réalité, les

réseaux de transport jouent un rôle incontournable dans les systèmes électriques car ils permettent non seulement le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation (villes, usines, etc), mais ils assurent également les interconnexions entre régions au niveau national et les échanges d'énergie électrique au niveau international.

En effet, l'utilisation des réseaux interconnectés ou maillés est important de manière à pouvoir demander secours à une région ou pays voisins en cas d'insuffisance d'énergie ou inversement de porter secours aux autres.

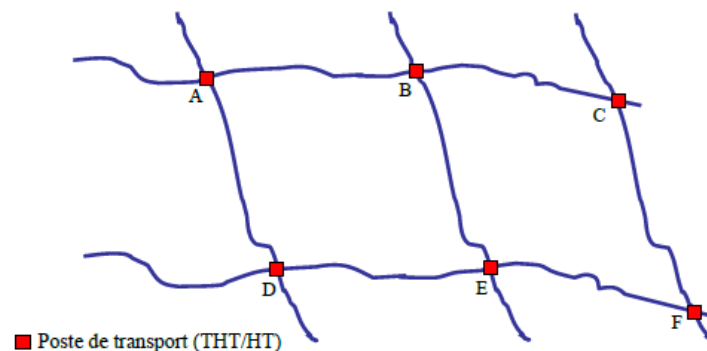


Figure I.10 : Exemple de structure maillée d'un réseau de transport et d'interconnexion
Source : [1]

Notons que ce travail de recherche sera axé sur le réseau électrique interconnecté de la région DIANA.

I.3.2 Le réseau de répartition

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation qui sont, soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution HTA, soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HTB. En effet, il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire, etc.

Outre leur fonction principale de réseau régional de transport d'énergie, les réseaux de répartition permettent d'évacuer la puissance produite par de petites centrales, en général de l'ordre de 250 MW et moins. En France, ce rôle est très important dans des régions comme le massif central où une production hydroélectrique abondante provient de nombreuses petites usines réparties le long des vallées.

En France, les réseaux de répartition sont caractérisés par deux niveaux de tension, 90 kV et 63 kV, plus quelques ouvrages à 150 kV. Par contre, en Europe, on trouve une grande variété de choix : 150 kV en Belgique, Italie, Portugal, 132 kV en Espagne, 110 kV en Allemagne et Finlande, etc.

En effet, les réseaux de répartition ont fréquemment une structure bouclée et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée (le réseau est dit bouclé), soit en boucle ouverte (le réseau est alors dit débouclé). Certaines alimentations se font aussi en antenne, ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes.

I.3.3 Les réseaux de distribution

Les utilisateurs finaux de l'énergie électrique peuvent être groupés d'une façon très dense comme dans les villes ou bien séparés les uns des autres par des distances plus ou moins grandes comme dans les campagnes. Ils sont desservis par un réseau de distribution alimenté par un poste de répartition qui reçoit l'énergie, provenant de centrales éloignées, par l'intermédiaire du réseau de transport. Des lignes de distribution à moyenne tension HTA (en France, le niveau de tension adopté pour les réseaux de distribution HTA est de 20 kV) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir ; ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable (400 V) pour alimenter le réseau de distribution publique basse tension BT auquel les abonnés sont raccordés.

Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée, une structure radiale est une structure arborescente. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible pour transiter du poste de transformation vers le point de consommation considéré. En effet, ce flux de puissance unidirectionnel caractérisant les réseaux de distribution s'est transformé en flux de puissance bidirectionnel avec l'apparition de GED (qui ont une puissance inférieure à 12 MVA) raccordées aux réseaux de distribution HTA.

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension :

- les réseaux à moyenne tension ;
- les réseaux à basse tension, sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques.

I.4 LES CONSOMMATEURS DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

Dans les systèmes électriques actuels, les consommateurs (ou charges) de l'énergie électrique peuvent être classés selon leur niveau de puissance apparente dans une des trois catégories suivantes [1] :

I.4.1 Consommation ayant une puissance apparente supérieure à 10 MVA

Pour les plus gros sites industriels, en raison de la consommation très importante, le client est directement raccordé en HTB (63 ou 90 kV). Dans ce cas, le client possède un réseau interne comprenant un poste de transformation HTB/HTA, un réseau HTA, des postes HTA/BT et différents réseaux BT.

I.4.2 Consommation ayant une puissance apparente entre 0,5 et 10 MVA

Cette catégorie comprend tous les consommateurs tels que les consommateurs domestiques, les petits sites industriels, etc. Dans ce cas, les consommateurs sont directement raccordés au réseau BT (230 V, 400 V).

I.4.3 Consommation ayant une puissance apparente inférieure à 0,5 MVA

Dans les installations de taille moyenne, le client est directement raccordé au réseau HTA. C'est le cas par exemple pour un hôpital ou un fabricant de matériel électronique. Ici, la structure du réseau électrique comprend une station HTA/BT et différents réseaux BT. Ce type d'installation intègre de plus en plus des sources d'alimentation autonomes.

I.5 LES CLASSIFICATIONS DES TENSIONS DU RESEAU ELECTRIQUE

On peut classer la tension d'un réseau de [24] :

- *basses tensions (BT)* : tensions inférieures à 1000 V, elles sont utilisées pour les appareils domestiques et la plupart des appareils industriels ;
- *moyennes tensions (MT)* : tensions comprises entre 1 et 35 kV, elles sont utilisées pour le transport d'énergie à moyenne distance et les réseaux industriels ;

- *hautes tensions (HT)* : tensions de 35 à 275 kV, elles sont utilisées pour le transport d'énergie à longue distance et au transit élevé ;
- *très hautes tensions (THT)* : tensions égales ou supérieures à 300 kV. Elles ont été rendues nécessaires par l'accroissement des puissances à transporter.

I.6 GRANDEURS CARACTERISTIQUES DES RESEAUX ELECTRIQUES

Dans l'exploitation des réseaux électriques, la tension U et la fréquence d'alimentation f doivent rester dans des marges admissibles : respectivement de 5 % en BT, 10 % en MT et 1 % en HT [23].

La pulsation est définie par la relation :

$$\omega = 2\pi \cdot f \quad (1-1)$$

Pour une fréquence de référence de 50 Hz, ω vaut environ 314,159 rad/s. Prenons le cas d'une ligne MT dont la marge de variation autorisée est de 1 %. Dans ce cas, les valeurs de la fréquence admissibles doivent être de 49,5 à 50,5 Hz.

Aussi, pour une variation Δf de la fréquence, la variation de pulsation correspondante vaudrait :

$$\Delta \omega = 2\pi \cdot \Delta f \quad (1-2)$$

I.6.1 Stabilité des réseaux électriques

Un système est stable s'il a tendance à fonctionner dans son mode normal (celui pour lequel il a été conçu) en régime permanent et s'il a tendance à revenir à son mode de fonctionnement à la suite d'une perturbation. Une perturbation sur un réseau peut être une manœuvre prévue, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou non prévue comme un court-circuit causé par la foudre entre une phase et la terre par exemple. Lors de la perturbation, l'amplitude de la tension aux différents jeux de barres du réseau électrique peut varier ainsi que la fréquence.

Un réseau d'énergie électrique est stable s'il est capable, en régime permanent à la suite d'une perturbation, de fournir la puissance qu'exigent les consommateurs tout en maintenant constante et près des valeurs nominales la fréquence, donc la vitesse de rotation des alternateurs

synchrones, et l'amplitude de la tension aux différents jeux de barres du réseau d'énergie électrique.

On définit les types de stabilité suivant [32], [26] :

- la stabilité statique :

C'est la capacité de garder le synchronisme que possède un réseau soumis à des perturbations de faible amplitude (enclenchement ou déclenchement de faible charge, faible variation de la puissance mécanique, ...). Son étude consiste en une linéarisation des équations du système autour de la position d'équilibre en vue de la détermination des solutions propres d'un système linéaire.

- la stabilité dynamique ou transitoire :

C'est la capacité de garder le synchronisme que possède un réseau soumis à des perturbations de grande amplitude (court-circuit, enclenchement ou déclenchement d'une centrale de grande puissance, ...). On passe par les déterminations successives du régime permanent stable avant l'enclenchement, du comportement du système pendant l'enclenchement et du comportement transitoire après l'enclenchement, si un nouvel état de régime stable est atteint ou s'il y a perte de synchronisme. Pour des perturbations importantes, on rencontre des équations non linéaires dont la résolution est difficile. On procède dans ce cas à des simulations numériques.

La stabilité des réseaux électriques peut donc être définie comme étant l'aptitude à maintenir les grandeurs de fréquence et de tension sur l'ensemble du réseau électrique. Sortir de cet état peut provoquer une instabilité généralisée du réseau électrique avec dégâts matériels (côté production, transport, distribution et clients) et/ou mise hors tension d'une partie ou de l'ensemble de ce réseau électrique. Comme dans tout problème physique de stabilité, des actions de contrôle automatique ou manuel dit d'asservissement peuvent être mises en place suite à l'écart par rapport à la valeur de référence de la fréquence et de la tension.

I.6.1.1 Stabilité en fréquence

La fréquence des réseaux électriques interconnectés est précisément contrôlée. La raison première du contrôle de la fréquence est de permettre la circulation d'un courant électrique alternatif fourni par plusieurs générateurs à travers le réseau électrique. Une variation de la fréquence du système correspond à un écart entre consommation et production. Une surcharge du réseau due à une perte d'un générateur va provoquer une baisse de la fréquence du réseau. La

perte d'une interconnexion avec un autre réseau d'énergie dans une situation d'export va provoquer une augmentation de la fréquence.

Pour les grands réseaux électriques, des systèmes automatisés permettent via des délestages, des déclenchements de lignes ou de manœuvres, d'assurer le maintien de la fréquence dans une zone acceptable. Pour des petits réseaux électriques, il n'est pas possible d'assurer une telle précision.

I.6.1.2 Stabilité en tension

Les raisons d'une stabilité en tension sont assez similaires à celles de la stabilité en fréquence. Une tension trop haute provoque la destruction du matériel. Une tension trop basse provoque un courant plus fort à puissance égale, donc des pertes Joule plus importantes avec risque de surintensité et de destruction du matériel. Une sous-tension peut provoquer aussi des problèmes de fonctionnement de l'équipement raccordé au réseau.

I.7 CONCLUSION PARTIELLE

Dans le cadre de ce chapitre, nous avons présenté l'état de l'art des REE : on a parlé des différents types de production d'énergies conventionnelles et d'énergies renouvelables, des structures des réseaux électriques, ainsi que des grandeurs caractéristiques des réseaux électriques.

Nous allons décrire dans le chapitre suivant comment construire le développement durable pour la région DIANA, une région se trouvant au nord de Madagascar, dans le domaine énergétique. Ce sera l'objet de ce travail de recherche.

Chapitre II : CONCEPTION DES RESEAUX ELECTRIQUES INTERCONNECTES DE LA REGION DIANA

II.1 INTRODUCTION

L'atout le plus important du producteur d'énergie électrique, pour faire face aux irrégularités de la demande d'électricité, réside dans la diversification des moyens de production. L'interconnexion de deux ou plusieurs réseaux électriques est la liaison qui permet de faire des échanges d'énergie électrique entre eux. Dans un réseau électrique interconnecté, les moyens de production d'énergie sont donc mis en commun [29].

L'interconnexion des réseaux électriques est, dans la plupart des cas, d'un intérêt économique majeur. L'électricité est un bien qui ne se stocke pas ; il faut donc, en temps réel, adapter l'offre à la demande. En mettant en commun les aléas affectant la production et la consommation, le réseau électrique permet, en qualité de service inchangé, de réduire très nettement les marges du parc de production et donc de diminuer substantiellement le volume du parc à construire.

Parmi les avantages qu'entraîne pour une région, une interconnexion étendue de ses moyens de production, les uns sont d'ordre technique, les autres, d'ordre économique.

II.1.1 Avantages techniques

Au point de vue technique, l'interconnexion du réseau électrique permet d'accroître la sécurité d'alimentation des consommateurs et d'améliorer la qualité de l'énergie qui leur est distribuée puisqu'elle impose le synchronisme entre les deux systèmes à interconnecter.

L'interconnexion du réseau électrique permet également d'étendre la distribution à des régions non desservies.

II.1.2 Avantages économiques

Sur le plan économique, l'interconnexion du réseau d'énergie électrique présente également des avantages incontestables résultant de ce que les problèmes qui se présentent au

cours de l'exploitation peuvent être résolus de façon moins onéreuse que lorsque chaque centrale électrique devait les résoudre isolément. Elle permet notamment une diminution des réserves tournantes et des dépenses de production.

II.2 SITUATION DES RESEAUX ELECTRIQUES INTERCONNECTES A MADAGASCAR

A Madagascar, il existe trois (3) réseaux électriques interconnectés qui sont opérationnels :

- Réseaux Electriques Interconnectés d'Antananarivo :

La puissance totale installée du parc de production des REIA est de 381,6 MW. Le parc de production est composé de [25] :

- six (6) centrales hydroélectriques d'une puissance installée au total de 145,2 MW (Andekaleka, Mandraka, Antelomita, Manandona pour la JIRAMA et Sahanivotry et Tsiazompaniry pour les Producteurs Indépendants d'Electricité) ;
- onze (11) centrales thermiques d'une puissance installée au total de 236,4 MW.

La JIRAMA possède les 89,5 % de la puissance installée soit 341,4 MW dont 47,3 % (161,4 MW) est produite par la JIRAMA elle-même et 52,7 % c'est-à-dire 180 MW est produite par les PIE et aussi vendue directement à la JIRAMA. Les 10,5 % restantes appartiennent à des PIE proprement dite.

Les 38,1 % de l'énergie produite sont assurées par les centrales hydroélectriques, tandis que les 61,9 % restantes sont produites par les groupes thermiques.

Voici la carte géographique illustrant les REIA et ses environnants :

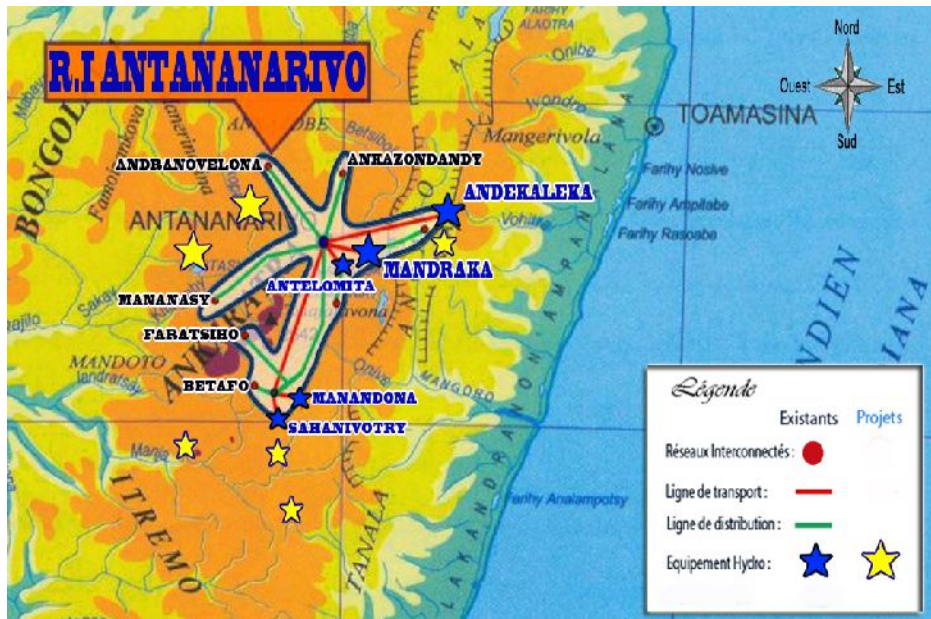


Figure II.1 : Localisation des Réseaux Electriques Interconnectés d’Antananarivo

Source : [25]

- Réseaux Electriques Interconnectés de Toamasina :

La puissance totale installée du parc de production des REIT est de 45,1 MW. Le parc de production est composé de :

- une (1) centrale hydroélectrique, appelée Volobe, d’une puissance installée de 6,8 MW ;
- des centrales thermiques d’une puissance installée au total de 38,3 MW dont 18 MW pour la JIRAMA et 20,3 MW pour les PIE.

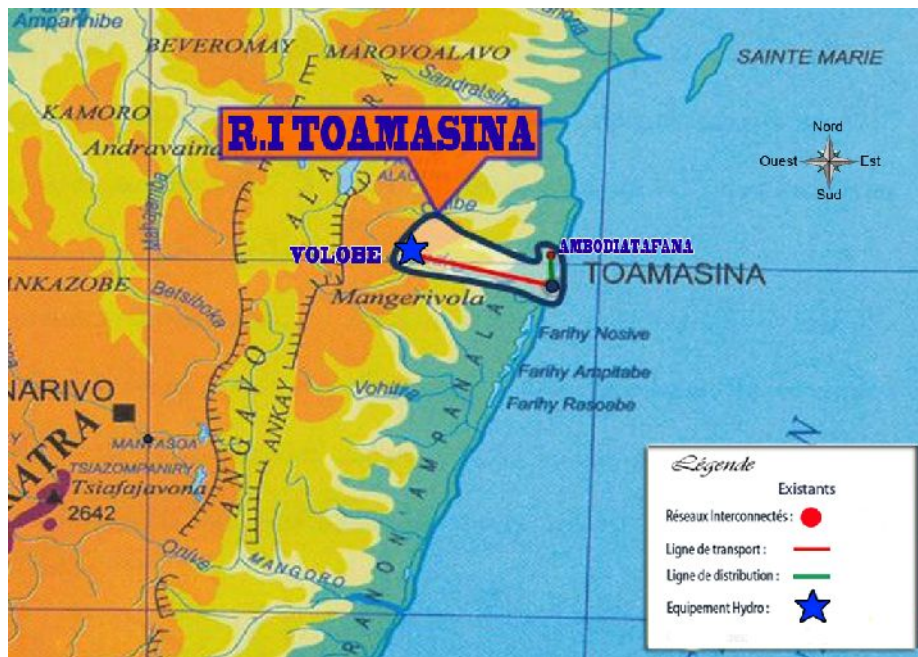


Figure II.2 : Localisation des Réseaux Electriques Interconnectés de Toamasina

Source : [20]

- Réseaux Electriques Interconnectés de Fianarantsoa :

La puissance totale installée du parc de production des REIF est de 9,95 MW.

Le parc de production est composé de :

- deux (2) centrales hydroélectriques d'une puissance installée au total de 6,1 MW dont 5,6 MW est produite par le site Namorona et 0,45 MW pour Manandray ;
- une (1) centrale thermique à Fianarantsoa d'une puissance installée de 3,85 MW.

Une grande partie de l'énergie produite à Namorona est injectée dans la ligne de transport à HT vers la ville de Fianarantsoa puis elle est distribuée à Ambalavao et Ambohimasoà par l'intermédiaire des lignes de distribution d'énergie.

Voici la carte géographique des REIF :

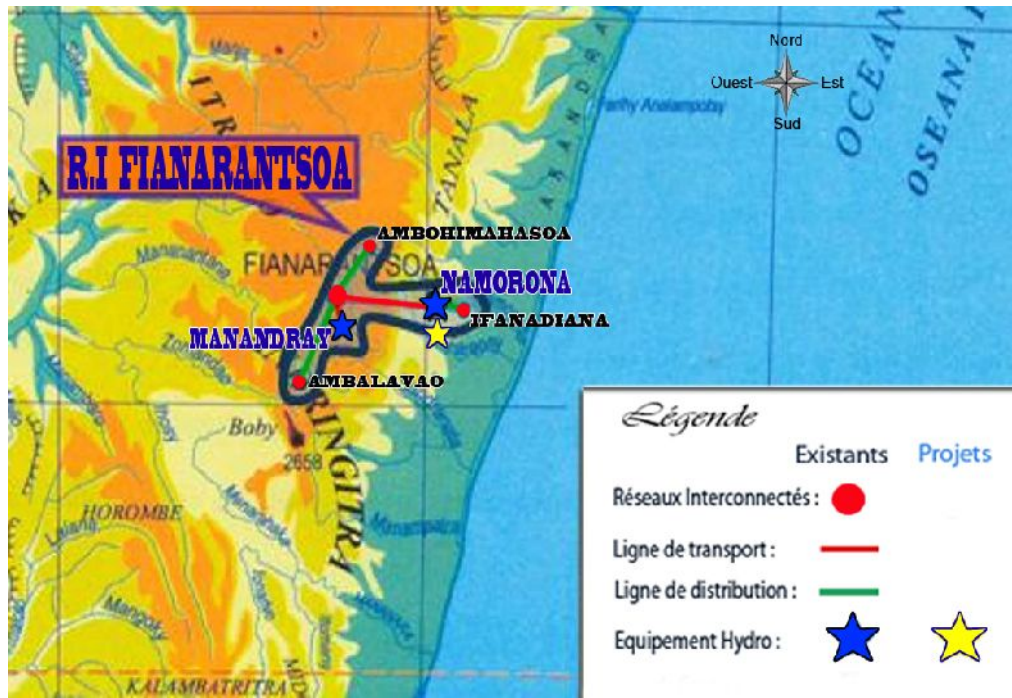


Figure II.3 : Localisation des Réseaux Electriques Interconnectés de Fianarantsoa

Source : [20]

Parmi les trois (3) réseaux électriques interconnectés, c'est le Réseau Electrique Interconnecté d'Antananarivo qui est le plus grand réseau interconnecté de Madagascar. Donc maintenant, nous allons voir ce REIA.

II.2.1 Réseau Electrique Interconnecté d'Antananarivo

II.2.1.1 Fonctionnement

Le REIA est alimenté par des centrales hydrauliques qui se trouvent à Andekaleka, Mandraka, Antelomita, Manandona et à Sahanivotry ; ainsi que des centrales thermiques d'Antsirabe, de Mandroseza et d'Ambohimambola. Toute l'énergie produite dans les deux grandes centrales hydroélectriques d'Andekaleka et de Mandraka est transportée vers le poste interconnecté d'Ambohimambola où se trouve la plus grande station de l'ensemble du réseau. C'est là aussi que sont installées la plupart des centrales thermiques (JIRAMA, HYDELEC, AGGREKO, HFF) soit 101,2 MW de la puissance installée. L'électricité est par la suite répartie vers les sous stations pour être distribuée aux consommateurs à des différents niveaux de tension.

Pour les deux autres centrales hydroélectriques, Antelomita et Manandona, leur production est transférée respectivement aux stations de Mandroseza et d'Antsirabe. Ces deux stations contiennent aussi des centrales thermiques. Une partie de la production est transportée vers d'autres sous-stations et une autre directement vers les utilisateurs selon leurs besoins.

Toutes les centrales de production sont reliées au Poste d'Interconnexion Ambohimambola (PIA) par une ou deux lignes HT aériennes de 138 kV et de 63 kV (constituant le réseau de transport) supportées par des pylônes métalliques. Pour des raisons historiques, la centrale thermique de Mandroseza et la centrale hydroélectrique d'Antelomita sont directement couplées à 35 kV à la poste source Mandroseza sans passer par le PIA.

Le réseau de répartition est le réseau qui relie le PIA aux postes sources et les postes sources entre eux par des lignes de répartition à 35 kV et 63 kV. Il assure aussi l'interconnexion et la répartition de l'électricité dans le REIA.

A Madagascar, le plus grand réseau de transport interconnecté est le REIA. Il s'étend sur trois (3) régions qui sont Analamanga, Vakinankaratra et Alaotra Mangoro. Le REIA constitue l'ensemble des installations électriques de la ville d'Antananarivo et de ses périphériques allant au sud jusqu'à Antsirabe, au sud-ouest jusqu'à Analavory, à l'est jusqu'à Moramanga et au nord jusqu'à Andranovelona [25].

II.2.1.2 Eléments constitutifs des REIA

Il y a quatre (4) grandes catégories d'ouvrages électriques dans les REIA [24] :

- les centrales de production ;
- le poste d'Interconnexion sis à Ambohimambola ;
- les postes sources ;
- les différentes lignes électriques qui relient tous ces éléments.

Le REIA comprend actuellement :

- dix-sept (17) *centrales électriques* : Andekaleka, Mandraka, Antelomita, Manandona, Sahanivotry, Tsiazompaniry, JIRAMA Ambohimambola, JIRAMA Antsirabe, Mandroseza, HFF Ambohimambola, EDM, MU,

AGGREKO Ambohimambola, HYDELEC Ambohimambola, AGGREKO Tana-Nord, AFL Power Tana-Nord, SMTP d'Antsirabe ;

- un (1) poste d'interconnexion assurant le dispatching électrique, c'est le PIA ;
- six (6) postes-sources s'occupant de la transformation et de la distribution électrique : Mandroseza, Tana-Sud, Tana-Ouest, Ambohijatovo, Ambodivona, Tana-Nord.

Le PIA est la jonction entre le réseau HT et MT et joue le rôle à la fois de :

- poste d'interconnexion qui a pour rôle de gérer et d'aiguiller l'électricité provenant des centrales de production vers les postes sources (dispatching).
- poste de transformation qui manipule des valeurs de tensions de 138 kV, 63 kV et 20 kV
- poste source qui gère sept (7) départs de distribution à 20 kV
- centre de prévision pour le REIA

Les postes sources sont des installations électriques servant :

- à la transformation puis à la distribution de l'énergie électrique vers les lieux de consommation ;
- à la connexion entre un autre poste source et/ou le poste d'interconnexion.

Dans le REIA, la société JIRAMA utilise des différents niveaux de tensions pour des *lignes électriques aériennes* pour réaliser le transport et la distribution de l'électricité.

Les tensions utilisées pour le transport et la distribution sont : 138 kV ; 63 kV ; 35 kV ; 20 kV ; 5 kV.

Voici le schéma unifilaire concernant les REIA :

II.3 PERSPECTIVES A LONG TERME DE LA REGION DIANA

II.3.1 Situation géographique de la région DIANA

La région DIANA constitue l'extrême nord de l'île de Madagascar (11° à 15° de latitude sud, 47° à 50° de longitude est) et couvre 20942 km² soit 3,6 % de la superficie du pays. Elle est limitrophe de la région SAVA dans sa partie orientale et de la région SOFIA dans sa partie méridionale [33], [34]. Elle constitue une des régions à très fortes potentialités économiques : richesses agricoles notamment en culture de rente (cacao, café, vanille, poivre, etc...), vivrières (principalement le riz, fruits et légumes) et industrielles (canne à sucre, ylang-ylang) ; ressources halieutiques (crevettes, thons, etc...) ; élevage bovin (300 000 têtes environ) ; ressources minières (or, saphir, etc...) ; industries (grosses unités de transformation des produits de pêche et agro-alimentaire, chantier naval, etc...) ; tourisme (présence de sites touristiques de renommée mondiale).

La Région DIANA compte cinq (5) districts :

- Antsiranana qui se compose d'Antsiranana I et Antsiranana II (Anivorano nord) ;
- Nosy-Be ;
- Ambilobe ;
- Ambanja.



Figure II.5 : Localisation de la Région DIANA

Source : [34]

La région DIANA donc, possède une diversité et une quantité d’atouts dont les autres régions de Madagascar souhaiteraient sans doute disposer... et certainement, suffisamment d’atouts pour permettre à une région de se développer davantage, et sur un mode plus équitable [33].

Elle compte 61 communes réparties dans cinq (5) districts abritant les quatre (4) centres urbains régionaux et fortement polarisée par la capitale régionale d’Antsiranana.

La fourniture de l’électricité de cinq (5) districts dans la région DIANA est assurée par des centrales thermiques conventionnelles. La puissance totale installée dans cette région est de 42,643 MW.

Voici la répartition de l’énergie électrique fournie par des centrales thermiques pour chaque district [Annexe 5] :

- Antsiranana : 21 MW
- Anivorano nord : 0,343 MW
- Ambilobe : 2,5 MW
- Ambanja : 5 MW
- Nosy-Be : 13,8 MW

II.3.2 Vision de la région DIANA à l'horizon de 2030

Dans le cadre de l'élaboration du Schéma Régional d'Aménagement du Territoire (SRAT) de la région DIANA, les objectifs sont le développement durable de cette région d'ici 2030 [33]. Il s'agit donc de rendre le territoire pertinent, économiquement viable, politiquement bien géré et techniquement bien administré. Chaque district pourra donc exploiter et valoriser ses positions stratégiques au niveau régional.

La population de la région DIANA sera doublée d'ici 2030. Ainsi, pour répondre aux demandes de cette population grandissante, la région a choisi d'intégrer les activités des territoires à des ensembles économiques régionaux voire nationaux, et à permettre le maximum d'ouverture sur les autres régions.

La DIANA 2030 est un territoire assurant une croissance économique forte, basée sur la valorisation durable de ses ressources et dont les richesses produites profitent équitablement à l'ensemble de la population.

Pour l'atteinte de la *vision régionale*, chaque territoire a proposé les objectifs qui reflètent au mieux son positionnement et a identifié des activités prioritaires :

- Antsiranana I, ville aménagée, capitale et moteur du développement industriel, touristique de la région, où la population vit dans le bien-être, la sécurité et la solidarité.
- Antsiranana II, véritable grenier, levier de l'économie de la région DIANA.
- Ambilobe, la ville carrefour bien structurée et bien aménagée, principal fournisseur en matières premières de tout genre de la région DIANA dont elle est la vitrine du développement local.
- Ambanja (saveur cacao), pilier du développement de la DIANA dans le respect de l'environnement et de la culture où vit une population solidaire, bien éduquée et responsable.

- Nosy-Be, insulaire solidaire, destination touristique incomparable, avec ses parfums inoubliables et ses richesses marines considérables, vitrine du développement durable, de la région DIANA.

Pour accompagner la vision de la région DIANA à l'horizon 2030, il faudrait exploiter les ressources renouvelables disponibles dans cette région. Dans ce cas, il est nécessaire de les interconnecter pour accroître la sécurité au niveau de l'énergie électrique.

Voici donc deux exemples de projets pour la vision du développement durable de la région DIANA du secteur de l'énergie électrique :

II.3.2.1 Projet Mad'Eole

L'organisme local Mad'Eole projette de construire un parc éolien d'une capacité totale de 1,2 MW à Ramena (à 25 km d'Antsiranana), dans le nord de Madagascar [Annexe 3]. Le projet, qui aboutira à l'établissement du premier parc éolien à Madagascar, vise à combler le manque d'approvisionnement en électricité par la construction d'une centrale éolienne connectée au réseau électrique de la ville d'Antsiranana. Cette éolienne comprendra six turbines d'une capacité de 200kW chacune.

Ce projet contribuera à combler le manque d'électricité et à créer des emplois pour les travailleurs locaux ainsi qu'à améliorer la qualité de l'air et de l'eau.

II.3.2.2 Projet ORE

L'établissement public à caractère administratif, dénommé Office de Régulation de l'Electricité, a lancé le projet d'interconnexion des réseaux électriques de la région DIANA. Il s'agit de projet d'interconnexions entre [9], [20] :

- Interconnexion Antsiranana - Ambilobe (RIDA) : le projet consiste à construire une ligne électrique aérienne HT de 125 km entre Antsiranana et Ambilobe. Le site d'Ampanambazaha permet de fournir une capacité de transit de puissance jusqu'à 50 MW.
- Interconnexion Nosy-Be - Ambanja (RINA) : le projet consiste à construire une ligne de transport HT de 30 km de long reliant Ambanja et Nosy-Be dont 8 km se fait par câble sous-marin.

La région DIANA dispose de trois (3) centrales hydroélectriques [20], [Annexe 3] :

- le site de Bevory au sud-ouest de la ville d'Ambanja de capacité de 12 MW ;
- le site d'Andranomamofona au sud d'Ambilobe se trouvant sur la rivière Mahavavy nord. Sa capacité de production est de 15 MW ;
- le site d'Ampandriambazaha est situé en amont du site d'Andranomamofona ayant une capacité de production de 50 MW.

II.3.3 Contribution au développement durable de la région DIANA

Dans l'optique de réduire la dépendance de la région DIANA aux énergies fossiles et à l'émission des gaz à effet de serre, la production de l'énergie électrique pourrait se tourner vers les énergies renouvelables et la diversification des ressources énergétiques à exploiter. Selon le paragraphe II.3.2.2, la région DIANA dispose d'un potentiel hydroélectrique de 77 MW. L'exploitation de ces ressources d'énergies renouvelables contribuerait à abaisser le coût de l'énergie électrique.

Ce projet d'interconnexion des réseaux électriques est principalement destiné à assurer la couverture de besoin en énergie électrique des populations, et aussi à développer des activités socio-économiques et industrielles de la région DIANA. L'acheminement de l'énergie entre les centres de production et les grandes zones de consommation est assuré par les réseaux de transport et d'interconnexion à HT.

L'objectif est de renforcer l'interconnexion entre les réseaux électriques interconnectés Ambilobe - Antsiranana (RIDA) et les réseaux électriques interconnectés Nosy-Be - Ambanja (RINA) de façon à permettre l'exportation de plus de puissance dans les districts de la région DIANA.

Dans une perspective à long terme, il appartient aux acteurs, aux partenaires et à l'ensemble de la population de les faire évoluer. Il s'agit dès maintenant de construire la DIANA de demain.

II.4 CONCLUSION PARTIELLE

D'après ce que nous avons vu précédemment, l'approvisionnement en énergie électrique dans la région DIANA repose essentiellement sur l'exploitation des combustibles fossiles. Les énergies renouvelables sont encore sous exploitées et ne contribuent pas à la production d'électricité jusqu'à maintenant surtout au niveau du réseau électrique interconnecté de la région nord de Madagascar.

Le secteur de l'énergie renouvelable devrait être développé si l'on voudrait améliorer cette situation afin de relancer l'économie du pays. En effet, les industries de production, le secteur du tourisme, de la santé et bien d'autres encore ont besoin d'énergie électrique pour fonctionner convenablement.

Nous allons décrire dans le chapitre suivant les équations mathématiques qui caractérisent l'état du réseau d'énergie électrique en régime permanent équilibré ainsi que la modélisation des générateurs hydroélectriques qui peuvent être raccordés directement aux réseaux d'énergie électrique.

Chapitre III : MODELISATION DES ELEMENTS CONSTITUANTS DU RESEAU D'ENERGIE ELECTRIQUE

III.1 INTRODUCTION

La modélisation d'un système physique consiste à établir une équation mathématique qui permet de décrire son comportement.

Un REE contient un ensemble de composants qu'il faut modéliser pour pouvoir établir les équations qui régissent le comportement de l'ensemble. Ce chapitre concerne la modélisation des unités de production d'énergie électrique (centrales hydrauliques) ainsi que des lignes de transport d'énergie, à l'aide des transformateurs de puissance.

Maintenant, nous pouvons faire la mise en équation du REE. Ce qui nous permettra d'entamer le calcul des tensions nodales, des transits de puissance, de courants et des pertes d'énergie dans les lignes électriques qui définissent l'état de fonctionnement d'un réseau d'énergie électrique en régime permanent équilibré. Pour la mise en équation et le calcul de la répartition de puissance, nous essayerons d'abord de considérer un cas très simple et après, nous passerons à la généralisation en traitant un réseau à n nœuds.

III.2 MISE EN EQUATION DU RESEAU D'ENERGIE ELECTRIQUE EN REGIME PERMANENT EQUILIBRE

Le réseau électrique contient des générateurs synchrones reliés entre eux par des lignes électriques via des transformateurs de puissance [27].

Aux jeux des barres sont branchés les charges et les générateurs et partent les lignes d'interconnexion et de répartition.

Les jeux de barres constituent les nœuds électriques. Les lignes électriques constituent les branches.

Aux mêmes types que les lignes électriques, les transformateurs de puissance constituent des branches.

On peut en définitive décompter n nœuds et b branches tel que :

$$n-1 \leq b \leq \frac{n(n-1)}{2} \quad (3-1)$$

pour le réseau maillé.

Pour le cas du réseau radial :

$$n-1 = b \quad (3-2)$$

Dans les inégalités précédentes, les lignes en parallèle et les transformateurs en parallèle ne sont décomptées que pour une branche.

III.2.1 Les équations du réseau d'énergie électrique

III.2.1.1 Matrice des admittances d'un réseau électrique à 2 nœuds

Considérons un réseau électrique établi par le schéma suivant [27] :

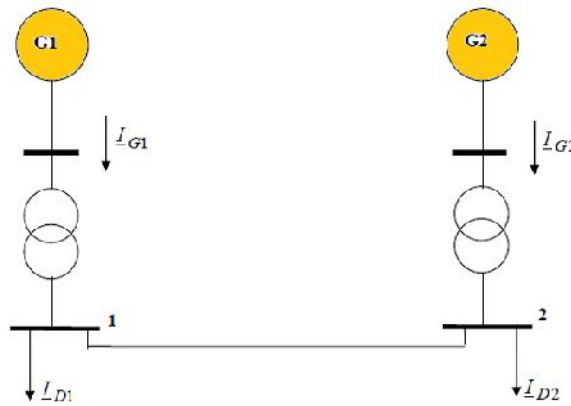


Figure III.1 : Schéma d'un réseau électrique à 2 nœuds

Source : [27]

D'après la théorie des circuits électriques, le réseau est complètement défini par la relation :

$$[I] = [Y] \times [V] \quad (3-3)$$

avec :

$[I]$: vecteur des courants injectés dans chaque jeu de barres.

$[Y]$: matrice d'admittance nodale du système.

$[V]$: vecteur des tensions nodales de chaque jeu de barres.

III.2.1.2 Les courants dans les lignes électriques

Le régime étant symétrique, on pourra choisir le schéma électrique équivalent en π en mode monophasé équilibré.

$$\begin{cases} \underline{I}_1 = \underline{Y}_T \cdot \underline{V}_1 + \underline{Y}_L \cdot (\underline{V}_1 - \underline{V}_2) = (\underline{Y}_T + \underline{Y}_L) \cdot \underline{V}_1 - \underline{Y}_L \cdot \underline{V}_2 \\ \underline{I}_2 = \underline{Y}_T \cdot \underline{V}_2 + \underline{Y}_L \cdot (\underline{V}_2 - \underline{V}_1) = -\underline{Y}_L \cdot \underline{V}_1 + (\underline{Y}_T + \underline{Y}_L) \cdot \underline{V}_2 \end{cases} \quad (3-4)$$

Sous forme matricielle, on a :

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_T + \underline{Y}_L & -\underline{Y}_L \\ -\underline{Y}_L & \underline{Y}_T + \underline{Y}_L \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \end{bmatrix} \quad (3-5)$$

où :

$$\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{22} = \underline{Y}_T + \underline{Y}_L \quad ; \quad \underline{Y}_{12} = \underline{Y}_{21} = -\underline{Y}_L$$

\underline{Y}_T : admittance transversale et \underline{Y}_L : admittance longitudinale

Donc, l'équation de la matrice des admittances d'un réseau électrique à deux nœuds est :

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \end{bmatrix} \quad (3-6)$$

III.2.1.3 Les courants injectés aux nœuds électriques

Le courant injecté se déduit de la différence entre les courants fournis par les générateurs et des courants soutirés par les charges connectées aux nœuds. Dans notre cas :

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{G1} - \underline{I}_{D1} \quad (3-7)$$

$$\underline{I}_2 = \underline{I}_{G2} - \underline{I}_{D2} \quad (3-8)$$

III.2.1.4 Les puissances injectées aux nœuds électriques

Dans la pratique, on connaît plutôt les puissances fournies par les générateurs et celles demandées par les utilisateurs (charges). On peut ainsi écrire l'équation de réseau électrique en fonction de ces puissances connues. La puissance injectée au nœud est égale à la différence entre les puissances fournies par les générateurs et les puissances demandées par les charges.

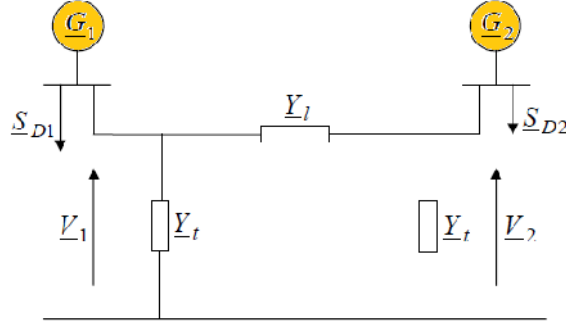


Figure III.2 : Schéma électrique monophasé en équivalent d'une ligne électrique

Source : Auteur

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{G1} - \underline{S}_{D1} = (P_{G1} + j.Q_{G1}) - (P_{D1} + j.Q_{D1}) = (P_{G1} - P_{D1}) + j(Q_{G1} - Q_{D1}) \quad (3-9)$$

De même pour \underline{S}_2 c'est-à-dire :

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{G2} - \underline{S}_{D2} = (P_{G2} + j.Q_{G2}) - (P_{D2} + j.Q_{D2}) = (P_{G2} - P_{D2}) + j(Q_{G2} - Q_{D2}) \quad (3-10)$$

Par définition, la puissance apparente au nœud i est :

$$\underline{S}_i = P_i + j.Q_i \quad (3-11)$$

Alors, les puissances nettes injectées aux nœuds 1 et 2 sont :

$$\begin{cases} \underline{S}_1 = P_1 + j.Q_1 \\ \underline{S}_2 = P_2 + j.Q_2 \end{cases} \quad (3-12)$$

La puissance nette injectée au nœud i en notation complexe s'écrit :

$$\underline{S}_i = \underline{V}_i \cdot \underline{I}_i^* \quad (3-13)$$

Sous forme conjuguée, on a :

$$\underline{S}_i^* = \underline{V}_i^* \cdot \underline{I}_i \quad (3-14)$$

Finalement, l'injection des puissances conjuguées aux nœuds 1 et 2 sont :

$$\begin{cases} \underline{S}_1^* = \underline{V}_1^* \cdot \underline{I}_1 \\ \underline{S}_2^* = \underline{V}_2^* \cdot \underline{I}_2 \end{cases} \quad (3-15)$$

En reportant les équations des courants (3 - 6) dans les équations (3 - 15), on obtient :

$$\begin{cases} \underline{S}_1^* = \underline{V}_1^* \cdot \underline{I}_1 = P_1 - j \cdot Q_1 = \underline{V}_1^* (\underline{Y}_{11} \cdot \underline{V}_1 + \underline{Y}_{12} \cdot \underline{V}_2) = \underline{Y}_{11} \cdot \underline{V}_1 \cdot \underline{V}_1^* + \underline{Y}_{12} \cdot \underline{V}_2 \cdot \underline{V}_1^* \\ \underline{S}_2^* = \underline{V}_2^* \cdot \underline{I}_2 = P_2 - j \cdot Q_2 = \underline{V}_2^* (\underline{Y}_{21} \cdot \underline{V}_1 + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{V}_2) = \underline{Y}_{21} \cdot \underline{V}_1 \cdot \underline{V}_2^* + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{V}_2 \cdot \underline{V}_2^* \end{cases} \quad (3-16)$$

Sous la forme compacte, l'équation (3 - 16) s'écrit :

$$\underline{S}_i^* = P_i - j \cdot Q_i = \sum_{k=1}^2 \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{V}_k \cdot \underline{V}_i^* \quad \text{avec } i = \overline{1,2} \quad (3-17)$$

avec

P_i : puissance active injectée au nœud i ,

Q_i : puissance réactive injectée au nœud i ,

Pour un nœud i , la tension nodale \underline{V}_i est caractérisée par son module V_i et son angle de phase θ_i définie selon une référence :

$$\underline{V}_i = V_i \times \exp^{j \cdot \theta_i} \quad (3-18)$$

aussi, les éléments de $[Y]$ sont aussi des notations complexes :

$$\underline{Y}_{ik} = Y_{ik} \times \exp^{j\alpha_{ik}} \quad (3-19)$$

L'équation (3 - 17) devient :

$$\underline{S}_i^* = P_i - j.Q_i = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^2 Y_{ik} \cdot V_k \cdot V_i \cdot \exp^{j(\theta_k - \theta_i + \alpha_{ik})} \quad \text{avec } i = \overline{1,2} \quad (3-20)$$

avec

$$\begin{cases} P_i = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^2 Y_{ik} \cdot V_k \cdot V_i \cdot \cos(\theta_k - \theta_i + \alpha_{ik}) \\ Q_i = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^2 Y_{ik} \cdot V_k \cdot V_i \cdot \sin(\theta_k - \theta_i + \alpha_{ik}) \end{cases} \quad (3-21)$$

III.2.1.5 Généralisation à un réseau électrique à n nœuds

Considérons le nœud suivant [27] :

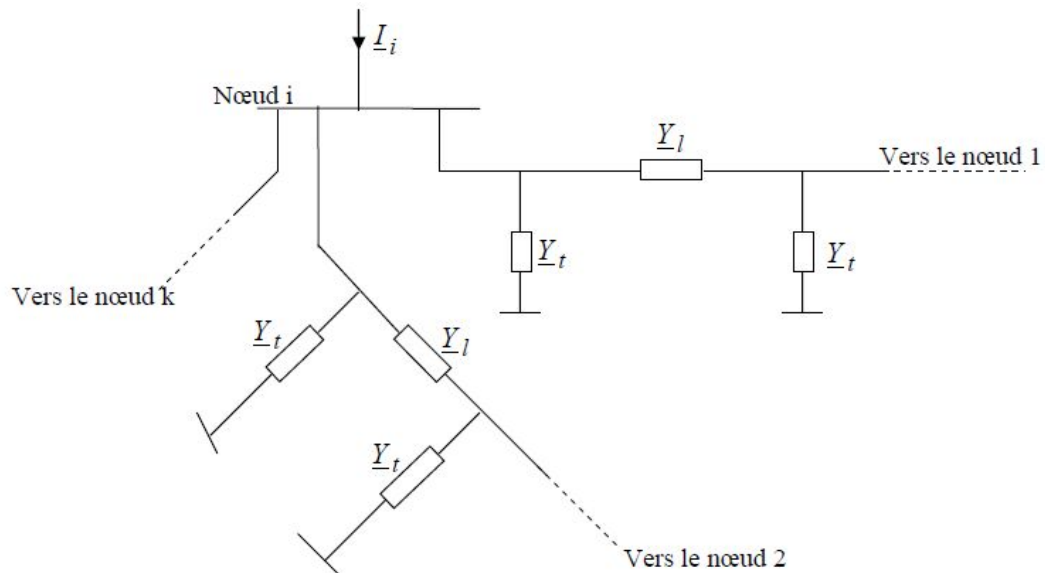


Figure III.3 : REE à plusieurs nœuds électriques

Pour un REE contenant n nœuds, la relation (3 - 6) peut s'écrire sous la forme matricielle généralisée :

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdot & \cdot & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdot & \cdot & \underline{Y}_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \cdot & \cdot & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \cdot \\ \underline{V}_n \end{bmatrix} \quad (3-22)$$

où

\underline{Y}_{ii} : élément de la diagonale de la matrice des admittances est égal à la somme des admittances qui aboutissent au nœud i.

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (\underline{Y}_{Tik} + \underline{Y}_{Lik}) \quad (3-23)$$

\underline{Y}_{ik} et \underline{Y}_{ki} , ($\underline{Y}_{ik} = \underline{Y}_{ki}$) : élément de la non-diagonale de la matrice des admittances est égal à la somme des admittances longitudinales entre les nœuds i et k affectée du signe (-).

$$\underline{Y}_{ik} = -\underline{Y}_{Lik} \quad (3-24)$$

avec $k = 1, \dots, n$ et $k \neq i$

Les éléments de la matrice de l'admittance vue des nœuds de réseaux sont en fonction des paramètres des lignes et des transformateurs.

Les équations du réseau sont :

$$\underline{S}_i^* = P_i - j.Q_i = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{V}_k \cdot \underline{V}_i \cdot \exp^{j(\theta_k - \theta_i + \alpha_{ik})} \quad (3-25)$$

avec

$$\begin{cases} P_i = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{V}_k \cdot \underline{V}_i \cdot \cos(\theta_k - \theta_i + \alpha_{ik}) \\ Q_i = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{V}_k \cdot \underline{V}_i \cdot \sin(\theta_k - \theta_i + \alpha_{ik}) \end{cases} \quad (3-26)$$

III.2.2 Calcul de la répartition des puissances dans le REE

Le calcul de la répartition des puissances (écoulement des puissances ou load flow) nous permet de déterminer les différentes tensions nodales, et par la suite les transits des courants, les puissances ainsi que les pertes de puissances active et réactive et le fonctionnement normal équilibré en régime permanent.

III.2.2.1 La répartition des puissances

III.2.2.1.1 Transits de courant et de puissance dans une ligne pq

Une ligne électrique triphasée de longueur $L \ll \frac{\lambda}{2}$ est représentée par le schéma électrique monophasé équivalent suivant [27] :

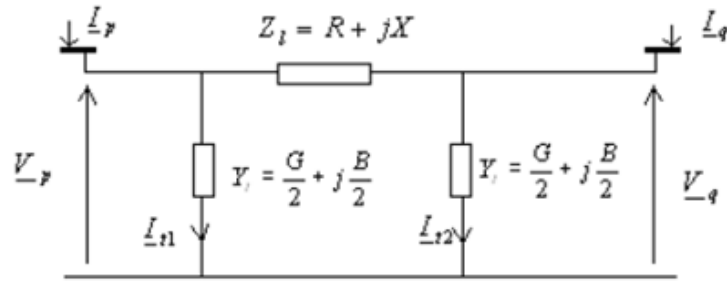


Figure III.4 : Schéma électrique monophasé en équivalent d'une ligne triphasée

A l'extrémité p de la ligne pq :

La puissance apparente complexe transitée est :

$$\underline{S}_{pq} = P_{pq} + j.Q_{pq} = V_p \cdot (\underline{I}_p + \underline{I}_{pq})^* \quad (3-27)$$

De l'autre extrémité q :

$$\underline{S}_{qp} = P_{qp} + j.Q_{qp} = V_q \cdot (\underline{I}_q + \underline{I}_{pq})^* \quad (3-28)$$

En général : $\underline{S}_{pq} \neq \underline{S}_{qp}$ c'est-à-dire $P_{pq} + j.Q_{pq} \neq P_{qp} + j.Q_{qp}$

Le courant transité est :

$$\underline{I}_{pq}^* = \left(\frac{\underline{R}_{pq} - j \cdot \underline{X}_{pq}}{\underline{R}_{pq}^2 + \underline{X}_{pq}^2} \right) \times (\underline{V}_p - \underline{V}_q)^* \quad (3-29)$$

A la fréquence industrielle, on peut négliger l'effet de la conductance ($G \approx 0$) devant celle de la susceptance B. L'injection de courant au nœud p peut s'écrire :

$$\underline{I}_p^* = -j \times \frac{1}{2} B_{pq} \cdot \underline{V}_p^* \quad (3-30)$$

de (3-27), (3-29) et (3-30), on aura :

$$\underline{P}_{pq} + j \cdot \underline{Q}_{pq} = \underline{V}_p^2 \left(\frac{\underline{R}_{pq} + j \cdot \underline{X}_{pq}}{\underline{R}_{pq}^2 + \underline{X}_{pq}^2} - j \times \frac{1}{2} \cdot B_{pq} \right) - \underline{V}_p \cdot \underline{V}_q^* \left(\frac{\underline{R}_{pq} + j \cdot \underline{X}_{pq}}{\underline{R}_{pq}^2 + \underline{X}_{pq}^2} \right) \quad (3-31)$$

ou encore

$$\underline{P}_{pq} + j \cdot \underline{Q}_{pq} = \underline{V}_p^2 \left(\frac{\underline{R}_{pq} + j \cdot \underline{X}_{pq}}{\underline{R}_{pq}^2 + \underline{X}_{pq}^2} - j \times \frac{1}{2} \cdot B_{pq} \right) - \underline{V}_p \cdot \underline{V}_q \left(\frac{\underline{R}_{pq} + j \cdot \underline{X}_{pq}}{\underline{R}_{pq}^2 + \underline{X}_{pq}^2} \right) \exp^{j(\theta_p - \theta_q)} \quad (3-32)$$

En séparant la partie réelle et la partie imaginaire de (3-32) et en posant $\theta_{pq} = \theta_p - \theta_q$, on aura :

$$\begin{cases} \underline{P}_{pq} = \left(\frac{\underline{R}_{pq}}{\underline{R}_{pq}^2 + \underline{X}_{pq}^2} \right) \underline{V}_p^2 - \frac{\underline{V}_p \cdot \underline{V}_q}{\underline{R}_{pq}^2 + \underline{X}_{pq}^2} \times \text{Re}\{(\underline{R}_{pq} + j \cdot \underline{X}_{pq})(\cos \theta_{pq} + j \cdot \sin \theta_{pq})\} \\ \underline{Q}_{pq} = -\left(\frac{1}{2} B_{pq} - \frac{\underline{X}_{pq}}{\underline{R}_{pq}^2 + \underline{X}_{pq}^2} \right) \underline{V}_p^2 - \frac{\underline{V}_p \cdot \underline{V}_q}{\underline{R}_{pq}^2 + \underline{X}_{pq}^2} \times \text{Im}\{(\underline{R}_{pq} + j \cdot \underline{X}_{pq})(\cos \theta_{pq} + j \cdot \sin \theta_{pq})\} \end{cases} \quad (3-33)$$

ou encore

$$\begin{cases} P_{pq} = \left(\frac{R_{pq}}{R_{pq}^2 + X_{pq}^2} \right) V_p^2 - V_p \cdot V_q \left(\frac{R_{pq}}{R_{pq}^2 + X_{pq}^2} \cos \varphi_{pq} - \frac{X_{pq}}{R_{pq}^2 + X_{pq}^2} \sin \varphi_{pq} \right) \\ Q_{pq} = - \left(\frac{1}{2} B_{pq} - \frac{X_{pq}}{R_{pq}^2 + X_{pq}^2} \right) V_p^2 - V_p \cdot V_q \left(\frac{R_{pq}}{R_{pq}^2 + X_{pq}^2} \sin \varphi_{pq} + \frac{X_{pq}}{R_{pq}^2 + X_{pq}^2} \cos \varphi_{pq} \right) \end{cases} \quad (3-34)$$

(3 - 34) exprime les transits de puissances de p vers q. Pour l'autre sens (q vers p), elle s'exprime par :

$$\begin{cases} P_{qp} = \left(\frac{R_{pq}}{R_{pq}^2 + X_{pq}^2} \right) V_q^2 - V_p \cdot V_q \left(\frac{R_{pq}}{R_{pq}^2 + X_{pq}^2} \cos \varphi_{qp} - \frac{X_{pq}}{R_{pq}^2 + X_{pq}^2} \sin \varphi_{qp} \right) \\ Q_{qp} = - \left(\frac{1}{2} B_{pq} - \frac{X_{pq}}{R_{pq}^2 + X_{pq}^2} \right) V_q^2 - V_p \cdot V_q \left(\frac{R_{pq}}{R_{pq}^2 + X_{pq}^2} \sin \varphi_{qp} + \frac{X_{pq}}{R_{pq}^2 + X_{pq}^2} \cos \varphi_{qp} \right) \end{cases} \quad (3-35)$$

III.2.2.1.2 Les pertes de puissance dans les lignes électriques

La somme algébrique de P_{pq} et P_{qp} (respectivement Q_{pq} et Q_{qp}) donnent les pertes de puissance dans la ligne pq. On obtient les pertes de puissance en ligne électrique par les formules suivantes :

$$\begin{cases} \underline{S}_{pq} + \underline{S}_{qp} = (P_{pq} + j \cdot Q_{pq}) + (P_{qp} + j \cdot Q_{qp}) = (P_{pq} + P_{qp}) + j \cdot (Q_{pq} + Q_{qp}) \\ \underline{S}_{pq} + \underline{S}_{qp} = \underline{S}_{pq} = P_{pq} + j \cdot \Delta Q_{pq} \end{cases} \quad (3-36)$$

III.2.2.2 Méthode de calcul de la répartition des puissances

Plusieurs méthodes permettent d'aboutir à une résolution numérique de la répartition des puissances dans un réseau électrique travaillant au fonctionnement normal équilibré en régime permanent. Nous en retiendrons quelques-unes à savoir [4], [35] :

- la méthode de Gauss
- la méthode de Gauss-Seidel
- la méthode de Newton-Raphson
- la méthode de relaxation ou technique des résidus

Dans ce travail de mémoire, nous avons choisi la méthode de Gauss avec matrice creuse Z_{bus} [5] afin de calculer la répartition des puissances des REIDIANA au fonctionnement normal équilibré en régime permanent.

Maintenant, nous allons voir en détail la modélisation des éléments qui constituent les réseaux d'énergie électrique interconnectés.

III.3 MODELISATION DES GROUPES HYDROELECTRIQUES

III.3.1 Principe de conversion d'énergie hydraulique

La turbine hydraulique est une machine qui transforme l'énergie cinétique ou l'énergie potentielle d'une masse d'eau en énergie mécanique [6]. Cette énergie mécanique est ensuite transformée en énergie électrique par l'intermédiaire d'un générateur d'électricité. L'ensemble énergie primaire (eau), turbine hydraulique et générateur constitue un aménagement hydroélectrique.

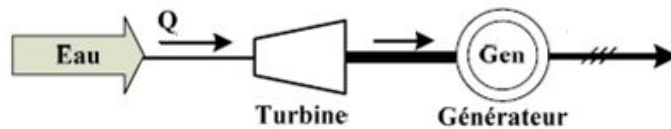


Figure III.5 : Chaîne de conversion d'énergie hydraulique

Source : [18], [27]

Dans cette partie, le modèle d'un groupe hydroélectrique, comprenant des équations pour la turbine hydraulique, le générateur synchrone sera présenté.

III.3.2 Modèle de la turbine hydraulique

Dans une turbine hydraulique, les vannes (ou distributeurs) sont actionnées par un servomoteur. L'eau pénètre dans une conduite forcée pour augmenter sa vitesse. À la sortie de la conduite, elle fait tourner une turbine qui entraîne un générateur synchrone (alternateur). L'eau est ensuite évacuée par une galerie de fuite [38], [21].

Les hypothèses faites pour la modélisation sont [6], [7] :

- La résistance hydraulique est négligeable dans la conduite forcée
- L'eau dans la conduite forcée est incompressible
- La puissance active de sortie de la machine est directement proportionnelle à la position des directrices de contrôle de la turbine
- L'utilisation du modèle linéaire est limitée à la région autour du point d'opération en puissance où il a été identifié
- La dynamique de la charge est négligée.

La turbine est représentée de manière simple, par la caractéristique d'une vanne :

$$Q = G_o \sqrt{P} \quad (3-37)$$

où :

G_o : position du cercle de vannage (ouverture du distributeur) en [°]

P : pression en amont de la turbine en [Pa]

En négligeant les pertes, la fonction de transfert d'une installation hydroélectrique (turbine, conduite forcée) est donnée ci-dessous :

$$\frac{P_m}{G_o} = \frac{1 - T_w \cdot p}{1 + 0,5T_w \cdot p} \quad (3-38)$$

où :

p : opérateur de Laplace

T_w : constante de temps hydraulique en [s]

P_m : puissance mécanique développée de la turbine en [W]

III.3.3 Modèle du générateur synchrone

Le générateur d'électricité est un élément fondamental dans un réseau d'énergie électrique. Il est composé d'une machine synchrone avec son excitatrice et d'une turbine hydraulique dont le vannage est contrôlé par un servomoteur.

La machine synchrone considérée dans des centrales hydrauliques représente un alternateur (ou générateur) synchrone à pôles saillants [21], [39]. Il est principalement composé de :

- trois (03) enroulements au stator ;
- un (01) enroulement au rotor et
- deux (02) enroulements amortisseurs.

Pour le générateur synchrone, on a adopté le modèle classique (à un axe) tout en posant comme hypothèse que l'enroulement d'excitation tend à conserver le flux qu'il traverse dès le début jusqu'à la fin d'une perturbation de courte durée [22].

En régime transitoire, elle est modélisée par sa force électromotrice E' derrière sa réactance transitoire X'_d supposée constante.

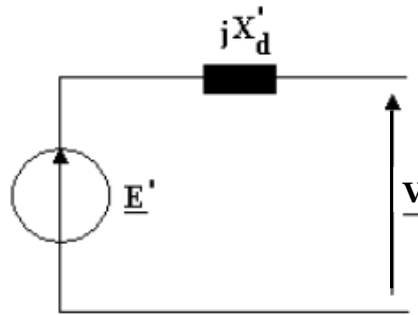


Figure III.6 : Modèle transitoire d'une machine synchrone

En régime permanent, le générateur synchrone est modélisé par sa force électromotrice E constante derrière sa réactance synchrone X_d .

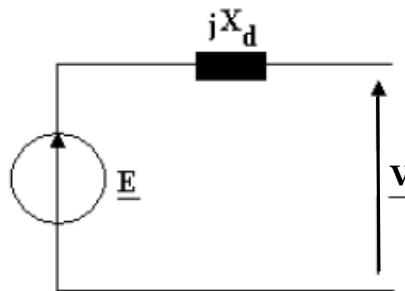


Figure III.7 : Modèle classique d'une machine synchrone

L'équation permettant de modéliser le comportement du générateur synchrone est :

$$\underline{V} = \underline{E} - j.X_d.\underline{I} \quad (3-39)$$

\underline{E} : tension interne du générateur

\underline{V} : tension de sortie aux bornes du générateur

X_d : réactance synchrone d'un enroulement

L'équation mécanique de la machine en dynamique (les frottements ont été négligés) est :

$$J.\frac{d}{dt} = T_m - T_{em} \quad (3-40)$$

où :

J : moment d'inertie totale ramené à l'arbre du générateur synchrone ;

T_m : couple mécanique fourni par la turbine hydraulique ;

T_{em} : couple électromagnétique ;

: vitesse angulaire de rotation.

Dans le calcul de la répartition des puissances, un générateur est représenté par une source de tension constante qui injecte, au niveau du nœud auquel il est connecté, une puissance active P_G et réactive Q_G . Les puissances active et réactive sont maintenues dans certaines limites[4].

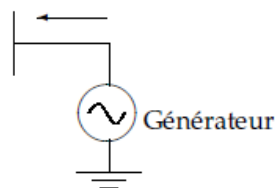


Figure III.8 : Représentation schématique d'un générateur

III.4 MODELISATION DU RESEAU DE TRANSPORT D'ENERGIE

L'énergie électrique est produite dans les centrales électriques. Cette énergie est utilisée dans des centres de consommation souvent éloignés des lieux de production d'énergie. Il est donc nécessaire de la transporter pour satisfaire la demande des consommateurs à l'aide des

lignes électriques. Le réseau de transport permet de mettre en relation l'ensemble du système de production avec celui de la consommation. Il permet un échange de l'énergie électrique produite à travers des lignes électriques interconnectées entre pays, régions ou grandes zones.

Pour modéliser les éléments du REE, on doit prendre en considération les hypothèses suivantes :

- le régime de fonctionnement du système de puissance est équilibré en permanence;
- la fréquence du système de puissance reste constante ;
- les lignes électriques aériennes sont complètement transposées ;
- les capacités des lignes de transport sont prises en compte si la longueur de la ligne est supérieure à 80km ou si la tension de service est supérieure à 69 kV [37].

III.4.1 Modèle des lignes électriques

Les lignes de transports d'énergie électrique assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation. Elles permettent aussi d'échanger de la puissance à travers les lignes d'interconnexion.

Le modèle mathématique d'une ligne aérienne ou souterraine peut être représenté sous la forme d'un schéma en π (figure III.9). Ce schéma en π possède une impédance longitudinale comprenant la résistance linéique et la réactance linéique de la ligne et deux admittances transversales d'extrémité reprenant chacune la moitié de la susceptance totale [27]. Ce schéma se met donc sous la forme :

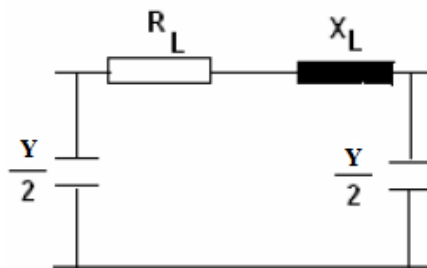


Figure III.9 : Modèle simplifié des lignes de transmission électrique

Source : [27]

où :

$$R_L = R_0 \times l \quad (3-41)$$

R_0 : la résistance linéique de la ligne /km ;

$$X_L = L_0 \cdot l \quad (3-42)$$

X_0 : la réactance longitudinale linéique de la ligne /km ;

$$\frac{Y_L}{2} = \frac{C_0 \cdot l}{2} \quad (3-43)$$

$\frac{Y_L}{2}$: l'admittance transversale S^{-1} ; l est la longueur de la ligne électrique en km.

III.4.2 Modèle du transformateur de puissance

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible à la sortie de l'unité de production pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. A l'autre extrémité de la chaîne, côté consommateurs, les transformateurs sont utilisés pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de distribution BT [40].

Chaque transformateur peut être modélisé par une résistance en série avec une réactance comme l'indique la Figure III.10 :

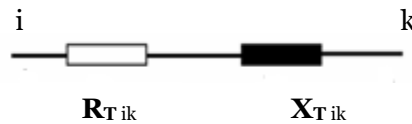


Figure III.10 : Représentation d'un transformateur

Source : [40]

Donc, le transformateur peut être considéré comme une ligne électrique, tel que :

$$Z_{tik} = R_{tik} + j.X_{tik} \quad (3-44)$$

$$Y_{tik} = \frac{1}{R_{tik} + j.X_{tik}} \quad (3-45)$$

avec :

Z_{tik} : impédance du transformateur en ;

Y_{tik} : admittance du transformateur en $^{-1}$ ou en S

III.4.3 Modèle des charges

Le modèle équivalent d'une charge est représenté par une impédance Z :

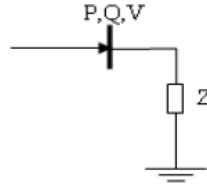


Figure III.11 : Schéma équivalent d'une charge

Source : [40]

L'admittance équivalente de charge est calculée après avoir déterminé les données nécessaires de l'étude de l'écoulement de puissance :

$$Z = \frac{1}{Y} = \frac{P - j.Q}{V^2} \quad (3-46)$$

avec :

V : tension aux bornes de la charge ;

P, Q : puissances active et réactive consommées par la charge ;

Z : impédance de la charge.

III.4.4 Modèle des nœuds du réseau électrique

Dans les études conventionnelles de flux d'énergie et de stabilité, on distingue trois (3) types de nœuds [19] :

- **nœud charge (PQ)** : c'est un nœud nettement connecté à la charge où la puissance active et réactive sont spécifiées et ne possède aucune source d'énergie ;
- **nœud générateur (PV)** : c'est un nœud connecté directement à un générateur ou à une source d'énergie réactive. La puissance active et la tension sont considérées connues. La

production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures, Q_{\min} et Q_{\max} respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère et le nœud devient alors un nœud PQ.

- **Nœud bilan ($V\theta$)** : c'est un nœud connecté à un générateur relativement puissant. Il est considéré dans le calcul de la répartition des puissances afin de compenser les pertes de puissance active et réactive dans les réseaux de transport et d'assurer l'équilibre entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un nœud bilan, l'amplitude et l'angle sont supposés connus.

III.5 CONCLUSION PARTIELLE

Ce chapitre nous a permis de présenter la mise en équation du REE en régime permanent équilibré et les modélisations des systèmes de générateurs hydroélectriques ainsi que leurs éléments essentiels qui les constituent pour produire de l'électricité injectée directement au réseau de transport d'énergie interconnecté.

Dans le chapitre suivant, nous nous intéresserons au calcul de la répartition des puissances par la méthode numérique pour connaître l'état de comportement des REIDIANA au fonctionnement normal équilibré en régime permanent.

Chapitre IV : ETUDE DES RESEAUX ELECTRIQUES INTERCONNECTES DE LA REGION DIANA

IV.1 INTRODUCTION

Les systèmes électriques sont dimensionnés pour transporter, dans de bonnes conditions de sécurité, l'énergie électrique depuis les centrales de production jusqu'aux points de consommation à travers les réseaux de transport et de distribution. L'exploitation des centrales hydroélectriques nécessite la réalisation des lignes de transport d'énergie électrique.

Dans ce dernier chapitre, nous allons étudier l'état de comportement des REIDIANA à l'aide de la méthode de calcul de répartition des puissances. Cette méthode permet de déterminer les différentes variables électriques à un instant donné (tensions nodales, transits des puissances, des courants en lignes et pertes en lignes) pour un état donné de consommation et de production. Cette méthode de calcul est aussi l'une des briques de base pour la compréhension et la prévision du comportement des systèmes électriques en régime normal équilibré.

IV.2 CHOIX DES EQUIPEMENTS ELECTRIQUES CONSTITUANTS LES REIDIANA

Le dimensionnement d'une ligne électrique aérienne dans le cadre d'un régime permanent équilibré se fait en deux parties [14] : choix de la section du conducteur et choix du gabarit des pylônes.

Le choix de la section du conducteur dépend des critères techniques (courant nominal et court-circuit ainsi que la chute de tension) et économiques tandis que le choix du gabarit des pylônes fait intervenir plutôt les aspects mécaniques.

La tension de service est choisie en fonction de la puissance à transporter et de la distance sur laquelle cette puissance doit être transportée en tenant compte du niveau de tension du point de raccordement à la source d'énergie et du coût des investissements prévus [14], [Annexe 1].

La société JIRAMA voudrait que nous utilisions les équipements électriques qui sont à leur disposition. Voici les caractéristiques de ces équipements :

Tableau IV.1 : Caractéristiques des lignes de transports

R[/km]	X[/km]	Y/2[μS/km]	Section[mm²]	Nature des conducteurs	I_{adm}[A]
0,139	0,393	1,442	265	Aluacier	500
0,176	0,407	1,363	228	Aluacier	460
0,262	0,381	1,019	228	Aluacier	390
0,167	0,333	8,750	181,6	Almelec	415
0,598	0,439	0,552	52,4	Cuivre	315

Tableau IV.2 : Caractéristiques des transformateurs de puissances

S_{nom} [MVA]	Tension [kV]	R[/km]	X[/km]	Y/2[μS/km]	u_{cc} [%]	P_{cc} [kW]	P₀ [kW]
32	10,5/220	0,300	4,335	19,6	9,9	2536	4045
7,5	10,5/90	0,314	5,672	23,8	10,2	8910	1160
4	20/90	0,314	5,494	9,8	12	5000	600
15	20/90	0,307	7,137	21	-	-	-
30	10,5/220	0,300	2,822	19,6	-	-	-
25	20/220	0,286	5,001	28	11,6	122,9	39

Dans le cadre de ce travail de mémoire, les hypothèses suivantes seront à prendre en considération :

- La proposition de la société JIRAMA sera prise en compte lors du calcul de la répartition des puissances ;
- Les dimensionnements mécaniques et géométriques ne seront pas considérés.

IV.2.2 Présentation du projet d'interconnexion des REIDIANA

Dans le cadre de la recherche scientifique, nous proposerons aussi d'exploiter et d'interconnecter les centrales électriques aux sources à renouvelables afin de pouvoir approvisionner chaque district, de l'électricité dont il a besoin. Et voici la carte du projet des réseaux électriques interconnectés de cette région selon les niveaux de tensions :



Figure IV.1 : Carte du projet d'interconnexion des REIDIANA

Source : Auteur

Ce projet d'interconnexion permettrait de garantir la sécurité de l'alimentation, de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, de faire face aux différents aléas potentiels dans le fonctionnement du système et d'exploiter les infrastructures de la façon la plus optimale. Il doit assurer la continuité et la qualité de l'alimentation électrique. Par exemple, s'il y a une baisse non prévue de la production d'une centrale électrique, les autres centrales électriques du réseau de transport doivent augmenter leurs capacités. Cette ligne doit donc supporter l'augmentation de cette puissance.

La ligne de transport qui relie la ville d'Ambilobe, Anivorano nord et celle d'Antsiranana est de tension nominale 220 kV. Cette ligne de transport venant de la centrale hydroélectrique d'Ampanambazaha passe à la centrale d'Andranomamofona sur 30 km de distance. Ensuite de la ligne de transport 45 km reliant la centrale d'Andranomamofona et du PIAM sous une tension de 220 kV est prévue par le pylône électrique à deux ternes (Figure IV.2). Sur le circuit n°1, cette ligne de transport qui part de la centrale d'Ampanambazaha peut transiter une puissance de 50 MW pour alimenter les cinq (5) districts de cette région par l'intermédiaire du PIAM. Pour la ligne de transport sous une tension de 90 kV, les pylônes électriques sont prévus à simple terne. Les caractéristiques des pylônes à deux ternes sont montrées :

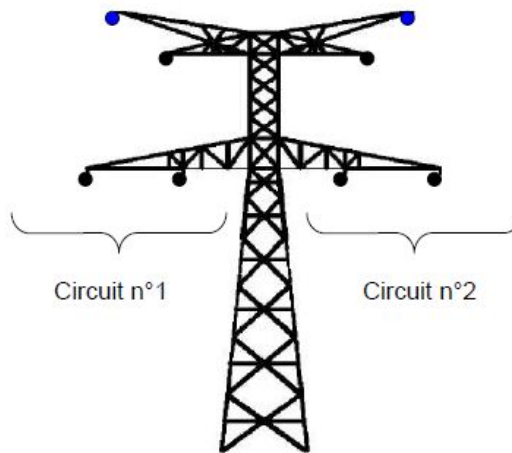


Figure IV.2 : Pylône de ligne aérienne électrique à deux ternes

Chaque pylône supporte deux (2) ensembles de trois (3) câbles conducteurs ainsi que deux (2) câbles de garde.

IV.3 CHOIX DES TURBINES POUR LES CENTRALES HYDROELECTRIQUES

IV.3.1 Introduction

L'installation d'une centrale hydroélectrique regroupe trois activités principales : le génie électrique, le génie mécanique et le génie civil. La turbine hydraulique convertit l'énergie de la chute de l'eau en énergie mécanique sur son arbre. La décision finale du choix de la turbine, de l'équipement électrique, du génie civil est déterminée par les potentialités du site et la puissance à installer.

IV.3.2 Choix de type de turbine hydraulique

En général, le choix du type de turbine dépend principalement du débit, de la hauteur de chute et de la vitesse de rotation de l'arbre. De plus, pour les installations où le débit est suffisamment constant tout au long de l'année, il est également possible d'utiliser des groupes turbopompes, ce système permettant de stocker une grande quantité d'énergie potentielle en amont de l'installation en heures creuses et de la restituer aux heures de forte consommation [17].

La figure IV.3 résume les domaines d'utilisation des turbines sur des courbes de débit, de hauteur de chute et de puissance [15] :

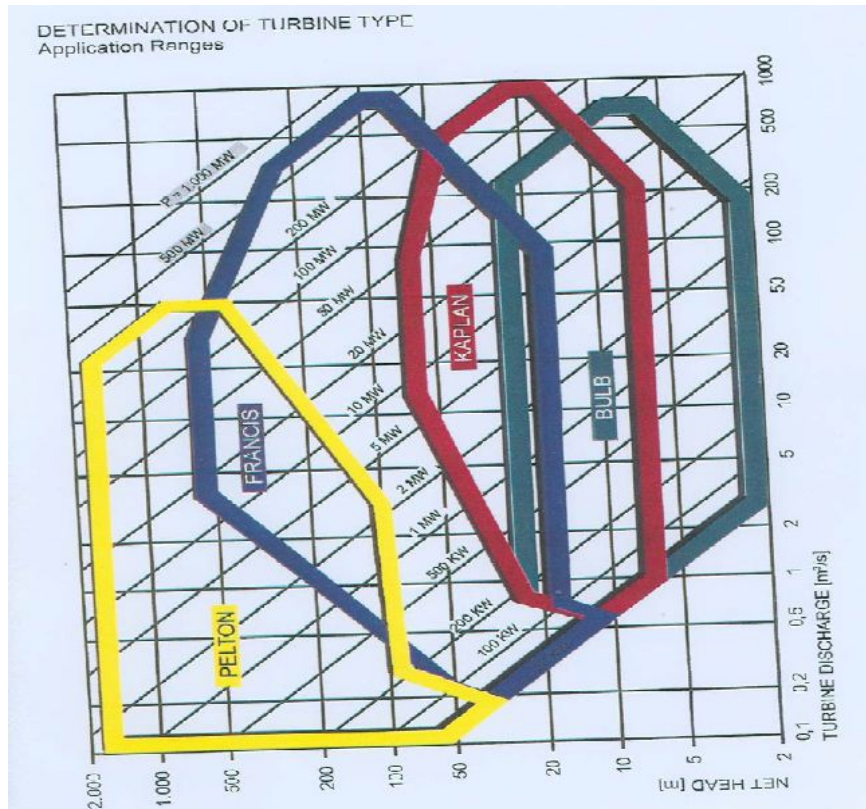


Figure IV.3 : Domaine d'utilisation des turbines dans les centrales hydrauliques

Source : [15]

Après avoir projeté les hauteurs de chutes en fonction des débits d'eau, nous avons le type de la turbine hydraulique qu'on peut utiliser. Le tableau suivant présente les caractéristiques des turbines hydrauliques pour les trois (3) centrales hydroélectriques :

Tableau IV.3 : Caractéristiques des turbines hydrauliques pour les REIDIANA

Centrale hydroélectrique	Nom de turbine	Puissance [MW]	Débit d'eau [m^3/s]	Hauteur de chute [m]	Vitesse de rotation [tr/mn]
Bevory	Francis	12	10	90	375
Andranomamofona	Francis	15	20	100	375
Ampandriambazaha	Francis	50	50	150	300

IV.4 PRESENTATION DU RESEAU ETUDIE

Le réseau REIDIANA étudié est représenté sur la figure IV.2. Il est composé de :

- Trois (3) centrales hydroélectriques (Ampandriambazaha est constitué de deux (2) unités de 25 MW ; Andranomamofona est constitué de trois (3) unités de 5 MW et Bevory est constitué de deux (2) unités de 6 MW) et cinq (5) centrales thermiques ;
- Vingt (20) branches électriques (sept (7) lignes de transport haute tension dont quatre (4) lignes de 90 kV, trois (3) lignes de 220 kV et quinze (15) transformateurs de puissance) ;
- Cinq (5) charges ;
- Vingt-un (21) nœuds.

Les nœuds de ce réseau REIDIANA se répartissent en trois (3) catégories suivantes :

- Un nœud de référence $V\theta$, (nœud 562ABL) où le module de sa tension est fixée et la phase de référence quant à elle est égale à 0° ;
- Deux (2) nœuds de génération (contrôle) PV aux numéros 263BEV et 164AND ;
- Cinq (5) nœuds de charge PQ, (321ANT, 421AVR, 521ABL, 621ABJ et 721NSB).

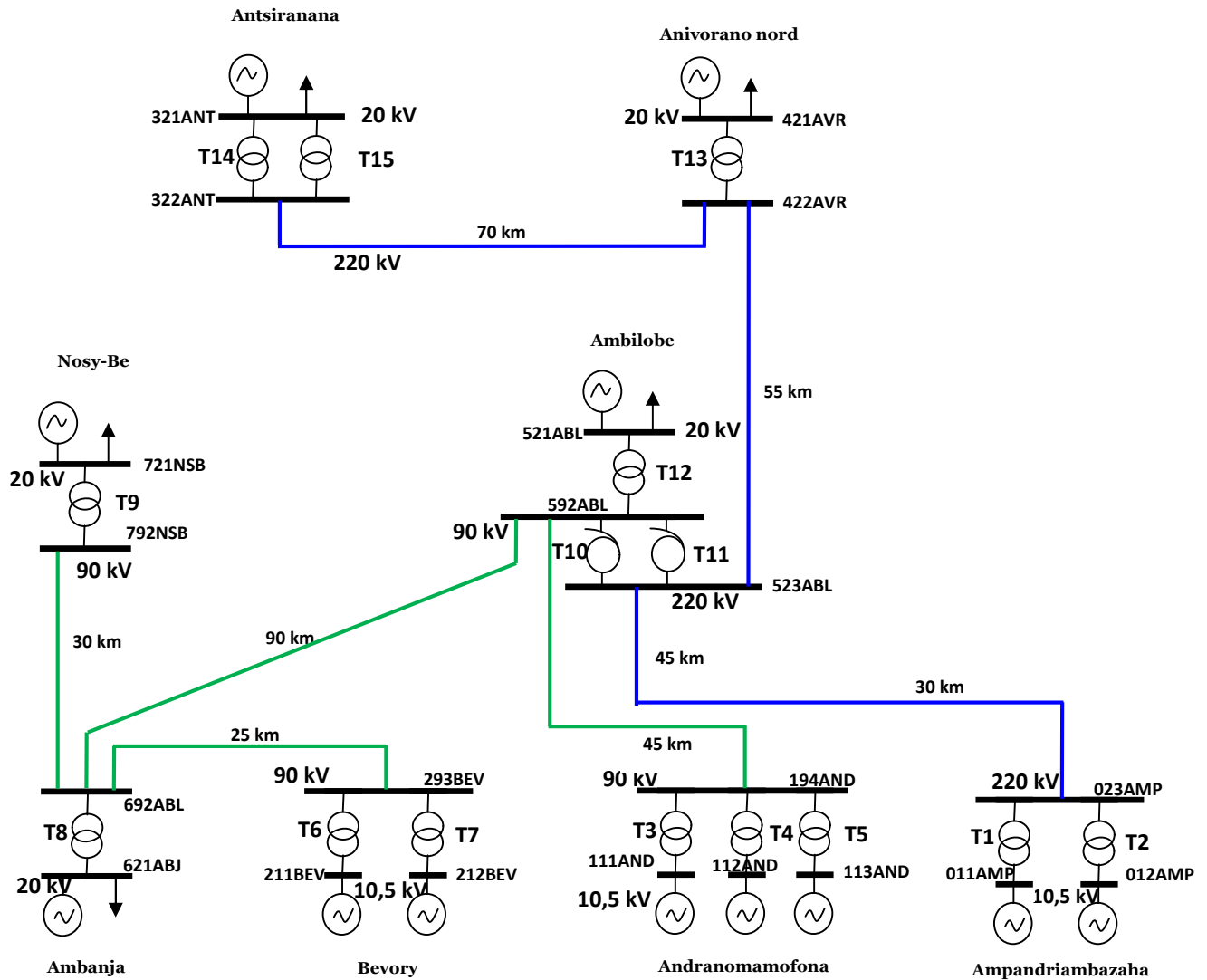


Figure IV.4 : Projet du schéma complet des REIDIANA

Source : Auteur

Maintenant, nous allons étudier les REIDIANA à l'aide de calcul de la répartition des puissances.

IV.5 CALCUL DE LA REPARTITION DES PUISSANCES DES REIDIANA

L'objectif du calcul de la répartition des puissances (écoulement des puissances) est de déterminer les puissances active et réactive qui transitent dans le réseau électrique, le transit du courant, les niveaux des tensions nodales ainsi que les pertes en lignes.

Pour un calcul de répartition des puissances, de nombreuses hypothèses simplificatrices sont retenues afin de conditionner à la fois la complexité et le domaine de validité du modèle. Les principales hypothèses sont [37] :

- Seul le comportement en régime permanent à 50 Hz est étudié.
- Le réseau est supposé linéaire.
- Le réseau est en fonctionnement équilibré. L'étude du réseau peut être menée à partir d'un schéma monophasé équivalent.
- La puissance fournie par le générateur reste constante durant le calcul.
- Le taux d'augmentation annuelle (a) pour la puissance reste le même pour chaque district.

En pratique, la consommation augmente toujours année par année. Pour pouvoir faire l'étude, nous allons utiliser les données de l'ORE [20]. Les puissances actives sont exprimées en [MW].

Tableau IV.4 : Evolution de la puissance de pointe en MW

Année	Antsiranana	Anivorano nord	Ambilobe	Ambanja	Nosy-Be
2013	10	0,130	1,13	1,48	5
2014	10,4	0,132	1,16	1,49	6
2015	10,9	0,134	1,20	1,49	6,7
2016	11,4	0,138	1,24	1,50	8

Nous avons utilisé un programme HT500 pour étudier l'état de comportement des REIDIANA en régime normal équilibré.

Cinq (5) scénarios sont considérés lors de la simulation numérique afin d'étudier le comportement des REIDIANA. Les résultats du calcul de la répartition des puissances des REIDIANA sont montrés ci-après selon la particularité de chacun de ces scénarios :

IV.5.1 Scénario 1

Les trois (3) centrales hydroélectriques (Ampandriambazaha, Andranomamofona et Bevory) et les centrales thermiques (Antsiranana, Ambilobe et Ambanja) sont en service. Les charges sont en début de vie (2016) :

- Antsiranana : 11,4 MW
- Anivorano nord : 0,138 MW
- Ambilobe : 1,24 MW
- Ambanja : 1,50 MW
- Nosy-Be : 8 MW

IV.5.1.1 Présentation des résultats

+-----+	
Programme HT500 - Version Novembre 1999 - 500 noeuds	
Calcul des flux de charges, des tensions, des courants	
et des pertes dans un reseau electrique HT/MT	
+-----+	
Dimensions : 500 noeuds	
1000 branches (lignes + transformateurs)	
250 transformateurs fixes ou réglables	
Noeuds type 1,2,3 et 5	
+-----+	
Methode : Gauss avec matrice creuse Zbus	
+-----+	
Auteur : P.-A. Chamorel (Tel/Fax: 021 / 801 95 21)	
Copyright (C) 1988-1999 PAC Ing.-conseil	
+-----+	
+-----+	
Fichier des donnees : DIANA.TXT	
Fichier des resultats : RDIANA	
+-----+	
Date du calcul : 15/4/2018	
Heure du calcul : 21 h 40 min 27 sec	
+-----+	

Titre du cas etudie

Reseau interconnecte de la region DIANA -Load Flow

1 - Parametres generaux

Noeud bilan : 023AMP
 Tension du noeud bilan : 220.00 kV
 Precision du calcul : .001 kV
 Niveau de charge : 100.0 %
 Nombre de noeuds : 21
 Nombre de lignes/cables : 7
 Nombre de transformateurs : 15

Programme HT500

RVPIA

2 - Resultats des noeuds

Nom	Zone	T	Tension [kV]	DU/U [%]	Angle [deg]	Pgen [MW]	Qgen [Mvar]	Pcons [MW]	Qcons [Mvar]
023AMP	SUD	3	220.00	.0	.00	.00	.00	.00	.00
523ABL	CTR	1	220.28	.1	-.07	.00	.00	.00	.00
422AVR	NOR	1	220.99	.5	-.31	.00	.00	.00	.00
322ANT	NOR	1	221.93	.9	-.62	.00	.00	.00	.00
592ABL	CTR	1	90.90	1.0	-.05	.00	.00	.00	.00
194AND	SUD	1	90.51	.6	-.06	.00	.00	.00	.00
293BEV	OES	1	90.45	.5	-.30	.00	.00	.00	.00
692ABJ	OES	1	90.23	.3	-.30	.00	.00	.00	.00
792NSB	OES	1	90.04	.0	-.38	.00	.00	.00	.00
521ABL	CTR	1	19.99	-.0	-.05	1.50	.61	1.24	.77
421AVR	NOR	1	20.09	.5	-.31	.00	.00	.14	.09
321ANT	NOR	1	20.00	.0	-.67	5.25	2.54	11.40	7.06
621ABJ	OES	1	20.06	.3	-.25	2.00	.97	1.50	.73
721NSB	OES	1	19.94	-.3	-.66	.00	.00	8.00	4.95
012AMP	SUD	2	10.61	1.0	-.01	2.20	5.45	.00	.00
011AMP	SUD	2	10.61	1.0	-.25	2.73	5.42	.00	.00
113AND	SUD	2	10.50	.0	.03	1.43	-5.73	.00	.00
112AND	SUD	2	10.50	.0	.00	1.50	-5.70	.00	.00
111AND	SUD	2	10.50	.0	.00	2.00	-5.70	.00	.00
211BEV	OES	2	10.50	.0	-.20	2.00	-5.01	.00	.00
212BEV	OES	2	10.50	.0	-.20	2.00	-5.01	.00	.00

3 - Resultats des branches

(P, Q, S referes au cote origine, I le plus eleve)

Origine	Extrem.	No	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	I [A]	% I adm
692ABJ	792NSB	0	8.01	5.03	9.46	57.	12.4
194AND	592ABL	0	4.93	-9.54	10.74	35.	7.6
592ABL	692ABJ	0	4.64	6.27	7.80	33.	7.2
293BEV	692ABJ	0	4.00	9.76	10.55	29.	6.3
523ABL	422AVR	0	6.34	-9.53	11.45	18.	3.6
422AVR	322ANT	0	6.18	-9.68	11.48	18.	3.6
023AMP	523ABL	0	4.93	10.86	11.93	14.	2.8

4 - Resultats des transformateurs

(P et Q referes au cote 1, % Snom le plus eleve)

Cote 1	Cote 2	No	P [MW]	Q [Mvar]	% Snom	U1 [kV]	U2 [kV]	Pos.
111AND	194AMP	0	2.00	-5.70	80.5	10.50	90.00	0
112AND	194AMP	0	1.43	-5.73	78.8	10.50	90.00	0
113AND	194AMP	0	1.50	-5.70	78.5	10.50	90.00	0
011AMP	023AMP	0	2.73	5.42	19.0	10.50	220.00	0
012AMP	023AMP	0	2.20	5.45	18.4	10.50	220.00	0
523ABL	592ABL	0	-.70	-8.89	29.7	220.00	90.00	0
523ABL	592ABL	0	-.70	-8.89	29.7	220.00	90.00	0
592ABL	521ABL	0	.31	.71	19.4	90.00	20.00	0
211BEV	293BEV	0	1.44	-5.01	69.5	10.50	90.00	0
212BEV	293BEV	0	1.44	-5.01	69.5	10.50	90.00	0
792NSB	721NSB	0	8.00	5.01	62.9	90.00	20.00	0
621ABJ	692ABJ	0	-.50	-.24	6.1	20.00	90.00	0
322ANT	321ANT	0	3.08	6.28	28.0	220.00	20.00	0
321ANT	321ANT	0	3.08	6.28	28.0	220.00	20.00	0
422AVR	421AVR	0	0.14	.09	.7	220.00	20.00	0

5 - Bilan des puissances par zone ou par region

Zone	Production		Consommation		Pertes		Exportation	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
SUD	9.9	6.3	.0	.0	.04	.09	9.9	-6.3
OES	6.0	4.8	9.5	5.7	.12	.36	4.5	9.6
CTR	1.3	.7	1.2	.8	.00	.00	-8.2	6.3
NOR	5.3	2.3	11.5	7.1	.02	.05	-6.2	-9.6
Tot.	22.5	14.1	22.2	13.6	.18	.50	.0	.0

6 - Bilan des échanges entre zones

Zones	Echanges	
	MW	Mvar
SUD - CTR	9.8	-6.3
CTR - NOR	6.3	-9.5
CTR - OES	4.6	6.3

7 - Pertes classees des branches

Rang	Origine	Extrem.	No	Pertes [MW]	Pertes [Mvar]	Lignes Transfos
1	592ABL	692ABJ	0	.052	.120	L
2	692ABJ	792NSB	0	.052	.120	L
3	194AND	592ABL	0	.029	.068	L
4	293BEV	692ABJ	0	.011	.025	L
5	422AVR	322ANT	0	.010	.027	L
6	523ABL	422AVR	0	.008	.002	L
7	023AMP	523ABL	0	.007	.002	L
8	792NSB	721NSB	0	.003	.070	T
9	211BEV	293BEV	0	.000	.027	T
10	211BEV	293BEV	0	.000	.027	T
11	111AND	194AND	0	.000	.004	T
12	112AND	194AND	0	.000	.002	T
13	113AND	194AND	0	.000	.002	T
14	322ANT	321ANT	0	.000	.001	T
15	322ANT	321ANT	0	.000	.001	T
16	011AMP	023AMP	0	.000	.001	T
17	012AMP	023AND	0	.000	.001	T
18	523ABL	592ABL	0	.000	.000	T
19	523ABL	592ABL	0	.000	.000	T
20	592ABL	521ABL	0	.000	.000	T
21	422AVR	421AVR	0	.000	.000	T
22	692ABL	621ABJ	0	.000	.000	T
Pertes lignes			:	.169	.364	L
Pertes transfos			:	.003	.136	T
Pertes totales			:	.172	.500	LT

IV.5.1.2 Interprétation des résultats

Les tableaux montrent les résultats des profils de tension nodale, les transits de puissance active et du courant et aussi les pertes d'énergie active des REIDIANA. On observe que la tension maximale est 1,01 pu au nœud 011AMP (10,61 kV) c'est-à-dire à la centrale d'Ampandriambazaha et le nœud 592ABL (PIAM). La minimale est 0,9997 pu (19,99 kV) pour la ville d'Ambilobe (nœud 521ABL). Toutes les valeurs de tensions des jeux de barres sont restées dans les limites admissibles, c'est-à-dire entre 0,95 pu et 1,05 pu.

On constate que le transit de puissance active sur la ligne 692ABJ-792NSB est maximale c'est-à-dire 8,01 MW. Cela est dû à la puissance fournie par les centrales hydroélectriques d'Andranomamofona et celle de Bevory. Le courant qui a transité sur cette ligne atteint 57 A. Pour la ligne 523ABL-422AVR, la valeur de la puissance active transitée est 6,34 MW afin d'alimenter les villes d'Anivorano nord et celle d'Antsiranana. La valeur du courant y transitant est 18 A. La perte de puissance active au niveau de cette ligne (523ABL-422AVR) atteint 0,008 MW. Les lignes 592ABL-692ABJ et 692ABJ-792NSB présentent les valeurs le plus élevées de la perte de puissance active 0,052 MW.

On observe que le transit de puissance active fournie par les centrales de production d'énergie électrique 22,5 MW. Les pertes de puissances actives totales ont été 0,18 MW soit 0,8 % de la puissance active fournie par les centrales électriques. Les lignes 692ABJ-792NSB et 293BEV-692ABJ transportent de l'énergie électrique respectivement de 12,4 % et 6,3 % de leur capacité pour alimenter les charges aux nœuds 621ABJ, 721NSB. De même pour la ligne 523ABL-422AVR, elle transporte de l'énergie électrique 3,6 % de sa capacité pour alimenter les villes d'Antsiranana (nœud 321ANT). Les transformateurs de puissances à la centrale d'Andranomamofona fonctionnent respectivement de 80,5 %, 78,8 % et 78,5 % de leur capacité. Pour les transformateurs qui alimentent les villes d'Antsiranana (T14-T15) et Nosy-Be (T9), ils fonctionnent respectivement de 28 % chacun et 62,9 % de leur capacité. Donc, ils fonctionnent dans les limites permises. Alors, toutes les valeurs des équipements de puissances restent encore en dessous des valeurs normalisées en régime permanent.

IV.5.2 Scénario 2

Les trois (3) centrales hydroélectriques (Andranomamofona, Ampandriambazaha et celle de Bevory) et les quatre (4) centrales thermiques (Antsiranana, Ambilobe, Nosy-Be et Ambanja) sont en service. Les charges sont augmentées de 30 % :

- Antsiranana : 14,82 MW
- Anivorano nord : 0,18 MW
- Ambilobe : 1,61 MW
- Ambanja : 1,95 MW
- Nosy-Be : 10,40 MW

IV.5.2.1 Présentation des résultats

Programme HT500

RVPIA

2 - Resultats des noeuds

Nom	Zone	T	Tension [kV]	DU/U [%]	Angle [deg]	Pgen [MW]	Qgen [Mvar]	Pcons [MW]	Qcons [Mvar]
023AMP	SUD	3	220.00	.0	.00	.00	.00	.00	.00
523ABL	CTR	1	220.29	.1	.27	.00	.00	.00	.00
422AVR	NOR	1	220.98	.4	-.32	.00	.00	.00	.00
322ANT	NOR	1	221.90	.9	-.76	.00	.00	.00	.00
592ABL	CTR	1	90.90	1.0	.05	.00	.00	.00	.00
194AND	SUD	1	90.52	.6	.11	.00	.00	.00	.00
293BEV	OES	1	90.48	.5	.02	.00	.00	.00	.00
692ABJ	OES	1	90.26	.3	-.01	.00	.00	.00	.00
792NSB	OES	1	90.08	.1	-.08	.00	.00	.00	.00
521ABL	CTR	1	19.99	-.1	.02	1.25	.61	1.62	.99
421AVR	NOR	1	20.09	.5	-.33	.00	.00	.18	.11
321ANT	NOR	1	20.00	.0	-.83	5.25	2.54	14.82	9.19
621ABJ	OES	1	20.05	.3	-.00	2.00	.97	1.95	1.21
721NSB	OES	1	19.98	-.3	-.33	3.45	1.67	10.40	6.45
012AMP	SUD	2	10.61	1.0	-.03	.00	.00	.00	.00
011AMP	SUD	2	10.61	1.0	.00	4.00	1.94	.00	.00
113AND	SUD	2	10.50	.0	.23	2.50	1.21	.00	.00
112AND	SUD	2	10.50	.0	.23	2.50	1.21	.00	.00
111AND	SUD	2	10.50	.0	.23	2.50	1.21	.00	.00
211BEV	OES	2	10.50	.0	.21	3.50	1.69	.00	.00
212BEV	OES	2	10.50	.0	.21	3.50	1.69	.00	.00

Programme HT500

RVPIA

3 - Resultats des branches

(P, Q, S referes au cote origine, I le plus eleve)

Origine	Extrem.	No	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	I [A]	% I adm
194AND	592ABL	0	7.50	-10.19	12.65	53.	11.5
293BEV	692ABJ	0	7.00	8.87	11.30	50.	10.9
692ABJ	792NSB	0	6.96	4.84	8.48	50.	10.9
523ABL	422AVR	0	9.82	-10.52	14.40	29.	5.8
422AVR	322ANT	0	9.61	-10.73	14.40	28.	5.6
023AMP	523ABL	0	2.69	11.47	11.78	8.	1.6
592ABL	692ABJ	0	-.03	7.46	7.46	.2	.0

4 - Resultats des transformateurs

(P et Q referes au cote 1, % Snom le plus eleve)

Cote 1	Cote 2	No	P [MW]	Q [Mvar]	% Snom	U1 [kV]	U2 [kV]	Pos.
111AND	194AMP	0	2.50	-5.92	85.7	10.50	90.00	0
112AND	194AMP	0	2.50	-5.92	85.7	10.50	90.00	0
113AND	194AMP	0	2.50	-5.92	85.7	10.50	90.00	0
011AMP	023AMP	0	2.69	5.66	19.6	10.50	220.00	0
012AMP	023AMP	0	.00	.00	.00	10.50	220.00	0
523ABL	592ABL	0	-3.57	-7.29	25.4	220.00	90.00	0
523ABL	592ABL	0	-3.57	-7.29	25.4	220.00	90.00	0
592ABL	521ABL	0	.38	.94	25.3	90.00	20.00	0
211BEV	293BEV	0	3.50	-5.45	86.4	10.50	90.00	0
212BEV	293BEV	0	3.50	-5.45	86.4	10.50	90.00	0
792NSB	721NSB	0	6.95	4.82	56.4	90.00	20.00	0
621ABJ	692ABJ	0	-.05	.24	6.3	20.00	90.00	0
322ANT	321ANT	0	4.80	6.18	31.3	220.00	20.00	0
321ANT	321ANT	0	4.80	6.18	31.3	220.00	20.00	0
422AVR	421AVR	0	0.18	.11	.8	220.00	20.00	0

5 - Bilan des puissances par zone ou par region

Zone	Production		Consommation		Pertes		Exportation	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
SUD	10.2	4.1	.0	.0	.07	.16	-2.5	-.6
OES	12.5	5.3	12.4	4.7	.04	.24	-7.5	-3.0
CTR	1.3	-.6	1.6	.8	.00	.00	.4	-1.1
NOR	5.3	2.5	15	5.3	.04	.12	9.6	4.7
Tot.	29.3	11.3	29	10.8	.15	.52	.0	.0

6 - Bilan des échanges entre zones

+-----+-----+		
Zones	Echanges	
	+-----+-----+	
	MW	Mvar
+-----+-----+		
SUD - CTR	10.8	-12.1
CTR - NOR	9.8	-10.5
CTR - OES	.0	7.5
+-----+-----+		

7 - Pertes classées des branches

Rang	Origine	Extrem.	No	Pertes [MW]	Pertes [Mvar]	Lignes Transfos
1	194AND	592ABL	0	.068	.157	L
2	293BEV	692ABJ	0	.033	.076	L
3	422AVR	322ANT	0	.023	.065	L
4	523ABL	422AVR	0	.019	.053	L
5	692ABJ	792NSB	0	.004	.090	L
6	792NSB	721NSB	0	.002	.053	T
7	023AMP	523ABL	0	.002	.005	L
8	211BEV	293BEV	0	.001	.011	T
9	211BEV	293BEV	0	.001	.011	T
10	322ANT	321ANT	0	.000	.003	T
11	322ANT	321ANT	0	.000	.003	T
12	111AND	194AND	0	.000	.000	T
13	112AND	194AND	0	.000	.000	T
14	113AND	194AND	0	.000	.000	T
15	523ABL	592ABL	0	.000	.001	T
16	523ABL	592ABL	0	.000	.001	T
17	011AMP	023AMP	0	.000	.001	T
18	592ABL	621ABJ	0	.000	.000	L
19	422AVR	421AVR	0	.000	.000	T
20	692ABL	621ABJ	0	.000	.000	T
21	592ABL	692ABJ	0	.000	.000	T
22	011AMP	023AMP	0	.000	.000	T
Pertes lignes			:	.149	.446	L
Pertes transfos			:	.004	.084	T
Pertes totales			:	.153	.530	LT

IV.5.2.2 Interprétation des résultats

Après simulation, on a les résultats suivants : les puissances générées ne sont pas réparties d'une façon équitable. La centrale hydroélectrique de Bevory fournit une puissance de 7 MW soit 58,3 % de sa capacité. La centrale d'Andranomamofona génère une puissance totale de 7,5 MW, soit 50 % de sa capacité. Sur ce tableau ci-dessus, on constate que le transit de puissance sur la branche 194AND-592ABL est de 7,50 MW afin d'alimenter les zones au centre (CTR) et celle du nord (NOR).

On remarque que la perte de puissance active sur la branche électrique 194AND-592ABL est élevée (0,068 MW). Cela est dû au courant fourni (53 A) par la centrale hydroélectrique d'Andranomamofona sur cette branche même.

Finalement, la valeur des pertes totales de puissance active des REIDIANA est 0,153 MW représentant 0,5 % de la puissance active fournie par les centrales de production d'énergie électrique. Les lignes de transport d'énergies 194AND-592ABL, 293BEV-692ABJ, 692ABJ-792NSB, 523ABL-422AVR et 422AVR-322ANT fonctionnent respectivement de 11,5 %, 10,9 %, 10,9 %, 5,8 % et 5,6 % de leur capacité. Pour les transformateurs de puissances, du côté de la charge, T12, T13, T14-T15, T8 et T9 représentent respectivement les 25,3 %, 0,8 %, 31,3 % de chacun, 6,3 % et 56,4 % de leur fonctionnement. En ce qui concerne les transformateurs pour la zone sud, T1 et T2 fonctionnent respectivement de 19,6 % et 0,0 % de leur capacité. Pour la centrale d'Andranomamofona, T3, T4 et T5 fonctionnent respectivement de 85,7 %. Les niveaux de tensions nodales sont dans les limites acceptables (0,95 à 1,05 pu).

IV.5.3 Scénario 3

Les trois (3) centrales hydroélectriques (Andranomamofona, Ampandriambazaha et Bevory) et les quatre (4) centrales thermiques (Antsiranana, Ambilobe, Ambanja et Nosy-Be) sont en service. Les charges sont augmentées de 50 % :

- Antsiranana : 17,10 MW
- Anivorano nord : 0,21 MW
- Ambilobe : 1,86 MW
- Ambanja : 2,25 MW
- Nosy-Be : 12 MW

IV.5.3.1 Présentation des résultats

2 - Resultats des noeuds

Nom	Zone	T	Tension [kV]	DU/U [%]	Angle [deg]	Pgen [MW]	Qgen [Mvar]	Pcons [MW]	Qcons [Mvar]
023AMP	SUD	3	220.00	.0	.00	.00	.00	.00	.00
523ABL	CTR	1	220.20	.1	-.03	.00	.00	.00	.00
422AVR	NOR	1	220.94	.4	-.29	.00	.00	.00	.00
322ANT	NOR	1	221.92	.9	-.62	.00	.00	.00	.00
592ABL	CTR	1	90.90	1.0	-.01	.00	.00	.00	.00
194AND	SUD	1	90.51	.6	.00	.00	.00	.00	.00
293BEV	OES	1	90.49	.5	-.13	.00	.00	.00	.00
692ABJ	OES	1	90.29	.3	-.13	.00	.00	.00	.00
792NSB	OES	1	90.14	.2	-.18	.00	.00	.00	.00
521ABL	CTR	1	19.98	-.1	-.07	1.25	.61	1.86	1.15
421AVR	NOR	1	20.09	.5	-.30	.00	.00	.21	.13
321ANT	NOR	1	20.00	.0	-.68	10.50	5.08	17.10	10.60
621ABJ	OES	1	20.06	.3	-.10	2.50	1.21	2.25	1.40
721NSB	OES	1	19.98	-.1	-.36	6.90	3.34	12.00	7.44
012AMP	SUD	2	10.50	.0	.00	.00	.00	.00	.00
011AMP	SUD	2	10.61	1.0	.00	2.40	1.21	.00	.00
113AND	SUD	2	10.50	.0	.10	1.83	.89	.00	.00
112AND	SUD	2	10.50	.0	.10	2.00	.97	.00	.00
111AND	SUD	2	10.50	.0	.10	2.00	.97	.00	.00
211BEV	OES	2	10.50	.0	-.03	2.00	.97	.00	.00
212BEV	OES	2	10.50	.0	-.03	2.00	.97	.00	.00

3 - Resultats des branches

(P, Q, S referes au cote origine, I le plus eleve)

Origine	Extrem.	No	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	I [A]	% I adm
194AND	592ABL	0	5.83	-9.80	11.40	42.	9.1
692ABJ	792NSB	0	5.11	4.14	6.57	36.	7.8
293BEV	692ABJ	0	4.00	8.92	9.78	29.	6.3
523ABL	422AVR	0	6.86	-9.96	12.09	20.	4.0
422AVR	322ANT	0	6.63	-10.15	12.13	19.	3.8
023AMP	523ABL	0	2.39	5.04	5.58	7.	1.4
592ABL	692ABJ	0	.86	6.63	6.69	6.	1.2

4 - Resultats des transformateurs

(P et Q referes au cote 1, % Snom le plus eleve)

Cote 1	Cote 2	No	P [MW]	Q [Mvar]	% Snom	U1 [kV]	U2 [kV]	Pos.
111AND	194AMP	0	2.00	-5.79	81.7	10.50	90.00	0
112AND	194AMP	0	2.00	-5.79	81.7	10.50	90.00	0
113AND	194AMP	0	1.83	-5.42	76.3	10.50	90.00	0
011AMP	023AMP	0	2.40	6.93	22.9	10.50	220.00	0
012AMP	023AMP	0	.00	.00	.00	10.50	220.00	0
523ABL	592ABL	0	-3.60	-8.16	29.7	220.00	90.00	0
523ABL	592ABL	0	-3.60	-8.16	29.7	220.00	90.00	0
592ABL	521ABL	0	.68	.97	29.5	90.00	20.00	0
211BEV	293BEV	0	3.50	-5.45	86.4	10.50	90.00	0
212BEV	293BEV	0	3.50	-5.45	86.4	10.50	90.00	0
792NSB	721NSB	0	5.10	4.13	43.7	90.00	20.00	0
621ABJ	692ABJ	0	-.25	.19	7.8	20.00	90.00	0
322ANT	321ANT	0	3.31	-7.79	33.8	220.00	20.00	0
321ANT	321ANT	0	3.31	-7.79	33.8	220.00	20.00	0
422AVR	421AVR	0	0.21	.13	1.0	220.00	20.00	0

Programme HT500

RVPIA

5 - Bilan des puissances par zone ou par region

Zone	Production		Consommation		Pertes		Exportation	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
SUD	8.23	-20.9	.0	.0	.04	.11	-8.2	-6.6
OES	13.4	-6.3	14.3	8.8	.04	.12	1.0	.5
CTR	1.3	.9	1.7	1.1	.00	.00	.6	.6
NOR	10.5	6.3	17.3	10.7	.02	.06	6.6	5.5
Tot.	33.4	20.9	33.5	20.6	.1	.29	.0	.0

6 - Bilan des échanges entre zones

+-----+-----+		
Zones	Echanges	
	+-----+-----+	
	MW	Mvar
+-----+-----+		
SUD - CTR	8.2	-4.8
CTR - NOR	6.9	-10.0
CTR - OES	.9	6.6
+-----+-----+		

7 - Pertes classees des branches

Rang	Origine	Extrem.	No	Pertes [MW]	Pertes [Mvar]	Lignes Transfos
1	194AND	592ABL	0	.041	.095	L
2	692ABJ	792NSB	0	.021	.049	L
3	422AVR	322ANT	0	.011	.031	L
4	293BEV	692ABJ	0	.011	.025	L
5	523ABL	422AVR	0	.009	.026	L
6	592ABL	692ABJ	0	.002	.004	L
7	023AMP	523ABL	0	.002	.004	L
8	792NSB	721NSB	0	.001	.003	T
9	113AND	194AND	0	.000	.003	T
10	111AND	194AND	0	.000	.003	T
11	112ANT	194AND	0	.000	.003	T
12	322ANT	321ANT	0	.000	.001	T
13	322ANT	321ANT	0	.000	.001	T
14	211BEV	293BEV	0	.000	.000	T
15	212BEV	293BEV	0	.000	.000	T
16	523ABL	592ABL	0	.000	.000	T
17	523ABL	592ABL	0	.000	.000	T
18	011AMP	023AMP	0	.000	.000	T
19	692ABJ	621ABJ	0	.000	.000	T
20	422AVR	421AVR	0	.000	.000	T
21	012AMP	023AMP	0	.000	.000	T
22	592ABL	521ABL	0	.000	.000	T
Pertes lignes			:	.097	.243	L
Pertes transfos			:	.001	.014	T
Pertes totales			:	.098	.248	LT

IV.5.3.2 Présentation des résultats

Selon les résultats obtenus concernant la valeur de tension de 20 kV, la valeur de la tension au nœud 721NSB (ville de Nosy-Be) est minimale (0,9988 pu) c'est-à-dire 19,98 kV. Pour les autres villes telles qu'Antsiranana, Anivorano nord, Ambanja et Ambilobe, les valeurs de tensions sont respectivement de 20 kV, 20,09 kV, 20,06 kV et 19,98 kV. On constate que toutes les tensions nodales pour les cinq (5) villes dans la région DIANA sont restées dans la valeur normalisée.

La charge pour la ville de Nosy-Be (nœud 721NSB) est de 12 MW. La centrale thermique branchée au nœud 721NSB ne fournit que 6,90 MW de l'énergie électrique. Par conséquent, elle a encore besoin de 5,10 MW pour combler le reste. Donc, la centrale hydroélectrique d'Andranomamofona se trouvant à 25 km de la ville d'Ambanja fournit une puissance active de 4 MW, soit 33,3% de sa capacité. C'est pourquoi l'énergie qui transite sur la ligne 692ABJ-792NSB ayant la valeur de 5,11 MW. La valeur du courant circulant sur cette ligne atteint 36 A. La perte de puissance active sur cette ligne est 0,021 MW.

Pour les lignes de transport de 220 kV, on observe que 023AMP-523ABL, 523ABL-422AVR et 422AVR-322ANT fonctionnent respectivement de 1,4 %, 4 % et 3,8 % de leur capacité. Pour les lignes de transport de 90 kV, c'est-à-dire, les lignes 194AND-592ABL, 592ABL-692ABJ, 293BEV-692ABJ et 692ABJ-792NSB, elles transportent de l'énergie respectivement de 9,1 %, 1,2 %, 6,3 % et 7,8 % de leur capacité. Les pertes de puissances actives totales atteignent 0,098 MW, soit 0,3 % de la puissance active fournie par les centrales de production d'énergie. Pour le cas des transformateurs de puissances raccordés aux villes, T8, T9, T12, T13 et T14 fonctionnent respectivement de 7,8 %, 43,7 %, 29,5 %, 1 % et 33,8 % de leur capacité. Donc, on voit que tous les équipements électriques des REIDIANA fonctionnent toujours en dessous des valeurs limites admissibles.

IV.5.4 Scénario 4

Les trois (3) centrales hydroélectriques (Andranomamofona, Ampandriambazaha et Bevory) et les quatre (4) centrales thermiques (Antsiranana, Ambilobe, Ambanja et Nosy-Be) sont en service. Les charges sont augmentées de 80 % :

- Antsiranana : 20,52 MW
- Anivorano nord : 0,25 MW
- Ambilobe : 2,23 MW

- Ambanja : 2,70 MW
- Nosy-Be : 14,4 MW

IV.5.4.1 Présentation des résultats

2 - Resultats des noeuds

Nom	Zone	T	Tension [kV]	DU/U [%]	Angle [deg]	Pgen [MW]	Qgen [Mvar]	Pcons [MW]	Qcons [Mvar]
023AMP	SUD	3	220.00	.0	.00	.00	.00	.00	.00
523ABL	CTR	1	220.20	.1	-.03	.00	.00	.00	.00
422AVR	NOR	1	220.91	.4	-.54	.00	.00	.00	.00
322ANT	NOR	1	221.85	.8	-1.18	.00	.00	.00	.00
592ABL	CTR	1	90.90	1.0	.02	.00	.00	.00	.00
194AND	SUD	1	90.57	.6	.25	.00	.00	.00	.00
293BEV	OES	1	90.46	.5	.04	.00	.00	.00	.00
692ABJ	OES	1	90.19	.2	-.05	.00	.00	.00	.00
792NSB	OES	1	89.96	.0	-.18	.00	.00	.00	.00
521ABL	CTR	1	19.97	-.2	-.10	.63	.30	2.23	1.08
421AVR	NOR	1	20.08	.4	-.55	.00	.00	.25	.12
321ANT	NOR	1	20.00	.0	-1.30	5.25	2.54	20.52	12.72
621ABJ	OES	1	20.01	.5	-.20	1.25	.61	2.70	1.31
721NSB	OES	1	19.92	-.4	-.57	3.45	1.67	14.40	6.97
012AMP	SUD	2	10.61	1.0	.00	.00	.00	.00	.00
011AMP	SUD	2	10.61	1.0	.00	2.43	1.22	.00	.00
113AND	SUD	2	10.50	.0	.52	5.00	2.42	.00	.00
112AND	SUD	2	10.50	.0	.52	5.00	2.42	.00	.00
111AND	SUD	2	10.50	.0	.52	5.00	2.42	.00	.00
211BEV	OES	2	10.50	.0	.37	6.00	2.90	.00	.00
212BEV	OES	2	10.50	.0	.37	6.00	2.90	.00	.00

Programme HT500

RVPIA

3 - Resultats des branches

(P, Q, S referes au cote origine, I le plus eleve)

Origine	Extrem.	No	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	I [A]	% I adm
194AND	592ABL	0	13.50	-12.14	18.16	96.	20.9
293BEV	692ABJ	0	12.00	9.13	15.08	86.	18.7
692ABJ	792NSB	0	10.97	5.43	12.24	78.	17.0
523ABL	422AVR	0	15.66	-12.53	20.06	46.	9.2
422AVR	322ANT	0	15.35	-12.83	20.01	45.	9.0
023AMP	523ABL	0	2.42	4.90	5.47	7.	1.4
592ABL	692ABJ	0	.42	8.28	8.29	3.	.7

4 - Resultats des transformateurs

(P et Q referes au cote 1, % Snom le plus eleve)

Cote 1	Cote 2	No	P [MW]	Q [Mvar]	% Snom	U1 [kV]	U2 [kV]	Pos.
111AND	194AMP	0	4.50	-6.53	105.7	10.50	90.00	0 <--
112AND	194AMP	0	4.50	-6.53	105.7	10.50	90.00	0 <--
113AND	194AMP	0	4.50	-6.53	105.7	10.50	90.00	0 <--
011AMP	023AMP	0	2.43	6.86	22.8	10.50	220.00	0
012AMP	023AMP	0	.00	.00	.00	10.50	220.00	0
592ABL	521ABL	0	1.25	2.41	67.8	90.00	20.00	0
523ABL	592ABL	0	-6.62	-9.73	39.2	220.00	90.00	0
523ABL	592ABL	0	-6.62	-9.73	39.2	220.00	90.00	0
211BEV	293BEV	0	6.00	-5.29	106.7	10.50	90.00	0 <--
212BEV	293BEV	0	6.00	-5.29	106.7	10.50	90.00	0 <--
792NSB	721NSB	0	10.95	5.39	81.3	90.00	20.00	0
621ABJ	692ABJ	0	1.45	.71	40.3	20.00	90.00	0
322ANT	321ANT	0	7.65	12.96	60.2	220.00	20.00	0
321ANT	321ANT	0	7.65	12.96	60.2	220.00	20.00	0
422AVR	421AVR	0	.25	.12	1.1	220.00	20.00	0

5 - Bilan des puissances par zone ou par region

Zone	Production		Consommation		Pertes		Exportation	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
SUD	17.7	8.1	.0	.0	.22	.57	-16.9	-11.3
OES	16.7	7.1	17.1	2.5	.20	.64	.4	.2
CTR	.6	.3	1.9	1.2	.00	.01	1.2	.9
NOR	5.3	2.5	20.8	12.8	.11	.32	15.3	10.2
Tot.	40.3	11.3	39.8	16.5	.53	1.54	.0	.0

6 - Bilan des échanges entre zones

Zones	Echanges	
	MW	Mvar
SUD - CTR	15.9	-7.2
CTR - NOR	15.7	-12.5
CTR - OES	.4	-1.2

7 - Pertes classees des branches

Rang	Origine	Extrem.	No	Pertes [MW]	Pertes [Mvar]	Lignes Transfos
1	194AND	592ABL	0	.220	.508	L
2	692ABJ	792NSB	0	.097	.224	L
3	293BEV	692ABJ	0	.097	.223	L
4	422AVR	322ANT	0	.059	.165	L
5	523ABL	422ARV	0	.048	.135	L
6	792NSB	721NSB	0	.006	.131	T
7	211BEV	293BEV	0	.002	.031	T
8	212BEV	293BEV	0	.002	.031	T
9	023AMP	523ABL	0	.002	.005	L
10	111AND	194AND	0	.001	.018	T
11	112AND	194AND	0	.001	.018	T
12	113AND	194AND	0	.001	.018	T
13	322ANT	321ANT	0	.000	.008	T
14	322ANT	321ANT	0	.000	.008	T
15	592ABL	692ABJ	0	.000	.001	L
16	523ABL	592ABL	0	.000	.003	T
17	523ABL	592ABL	0	.000	.003	T
18	692ABJ	621ABJ	0	.000	.002	T
19	011AMP	023AMP	0	.000	.001	T
20	592ABL	521ABL	0	.000	.000	T
21	592ABL	692ABJ	0	.000	.000	T
22	012AMP	023AMP	0	.000	.000	T
Pertes lignes			:	.523	1.260	L
Pertes transfos			:	.013	.270	T
Pertes totales			:	.536	1.530	LT

IV.5.4.2 Interprétation des résultats

La tension au nœud 011AMP est maximale (1,01 pu) et la tension minimale qui se trouve au nœud 721NSB (ville de Nosy-Be) est 0,9958 pu soit 19,92 kV. Toutes les valeurs de tensions du REIDIANA sont restées dans les limites admissibles (0,95 pu à 1,05 pu) pour les charges augmentées de 80 %.

Sur la ligne de transport d'énergie 220 kV, la charge totale aux nœuds 321ANT et 421AVR est de 20,77 MW. La centrale d'Antsiranana ne fournit que 5,25 MW, soit les 25 % de

sa capacité. Pour combler le reste, la centrale hydroélectrique d'Andranomamofona qui se trouve sur la ligne de 90 kV fonctionne à 90 % de sa capacité. C'est la raison pour laquelle le transit de puissance active sur la branche 523ABL-422AVR, venant de la zone, atteint 15,66 MW (valeur maximale). La valeur du courant transitant sur cette ligne de transport HT est de 46 A. La valeur de la perte de puissance active correspondante est 0,009 MW. La ligne de transport 194AND-592ABL, du côté 90 kV, présente la valeur la plus élevée de la perte de puissance active, c'est-à-dire, 0,041 MW.

On observe que le transit de puissance active totale fournie par les sept (7) centrales électriques est de 40,3 MW. Les pertes totales de puissance active atteignent 0,536 MW soit 1,3 % de la puissance active fournie par les sept (7) centrales électriques. Les lignes du côté 220 kV, 523ABL-422AVR et 422AVR-322ANT transportent de l'énergie électrique respectivement de 9,2 % et 9 % de leur capacité pour alimenter la zone du nord c'est-à-dire la ville d'Antsiranana et Anivorano nord. Pour les lignes de transport de 90 kV, 194AND-592ABL, 592ABL-692ABJ et 692ABJ-792NSB, elles transportent de l'énergie électrique respectivement de 20,9 %, 0,7 %, 17 % de leur capacité pour alimenter les zones centrale et ouest.

Pour la zone sud, les transformateurs de puissance cotés de la centrale d'Andranomamofona fonctionnent 105,7 % de leur capacité. De même pour la centrale d'Ampandriambazaha, il fonctionne de 22,8 %. Pour la zone ouest, ils fonctionnent 106,7 %. Donc, ils sont surchargés. Par contre, tous les autres équipements électriques des REIDIANA restent toujours en dessous des valeurs limites admissibles en régime permanent.

IV.5.5 Scénario 5

Les trois (3) centrales hydroélectriques (Andranomamofona, Ampandriambazaha et Bevary) et les quatre (4) centrales thermiques (Antsiranana, Ambilobe, Ambanja et Nosy-Be) sont en service. Les charges sont augmentées de 100 % :

- Antsiranana : 22,80 MW
- Anivorano nord : 0,28 MW
- Ambilobe : 2,48 MW
- Ambanja : 3 MW
- Nosy-Be : 16 MW

IV.5.5.1 Présentation des résultats

2 - Resultats des noeuds

Nom	Zone	T	Tension [kV]	DU/U [%]	Angle [deg]	Pgen [MW]	Qgen [Mvar]	Pcons [MW]	Qcons [Mvar]
023AMP	SUD	3	220.00	.0	.00	.00	.00	.00	.00
523ABL	CTR	1	220.21	.1	-.22	.00	.00	.00	.00
422AVR	NOR	1	220.89	.4	-.80	.00	.00	.00	.00
322ANT	NOR	1	221.83	.8	-1.52	.00	.00	.00	.00
592ABL	CTR	1	90.90	1.0	-.18	.00	.00	.00	.00
194AND	SUD	1	90.57	.6	.05	.00	.00	.00	.00
293BEV	OES	1	90.35	.4	-.22	.00	.00	.00	.00
692ABJ	OES	1	90.04	.0	-.31	.00	.00	.00	.00
792NSB	OES	1	89.73	-.3	-.44	.00	.00	.00	.00
521ABL	CTR	1	19.95	-.3	-.36	.63	.30	2.48	1.54
421AVR	NOR	1	20.08	.4	-.80	.00	.00	.28	.17
321ANT	NOR	1	20.00	.0	-1.66	5.25	2.54	22.80	14.14
621ABJ	OES	1	19.96	-.2	-.48	1.25	.61	3.00	1.86
721NSB	OES	1	19.83	-.9	-.88	3.45	1.67	16.00	9.92
012AMP	SUD	2	10.50	.0	.07	5.00	2.42	.00	.00
011AMP	SUD	2	10.61	1.0	.00	2.32	6.28	.00	.00
113AND	SUD	2	10.50	.0	.32	4.50	2.18	.00	.00
112AND	SUD	2	10.50	.0	.32	5.00	2.42	.00	.00
111AND	SUD	2	10.50	.0	.32	5.00	2.42	.00	.00
211BEV	OES	2	10.50	.0	.10	6.00	2.90	.00	.00
212BEV	OES	2	10.50	.0	.10	6.00	2.90	.00	.00

3 - Resultats des branches

(P, Q, S referes au cote origine, I le plus eleve)

Origine	Extrem.	No	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	I [A]	% I adm
194AND	592ABL	0	14.40	-12.14	18.83	103.	22.4
692ABJ	792NSB	0	12.58	8.45	15.16	90.	19.6
293BEV	692ABJ	0	12.00	11.39	16.54	86.	18.7
523ABL	422AVR	0	18.01	-13.21	22.33	53.	10.6
422AVR	322ANT	0	17.05	-13.60	22.28	51.	10.2
023AMP	523ABL	0	7.31	3.43	8.07	21.	4.2
592ABL	692ABJ	0	1.84	9.61	9.78	13.	2.8

4 - Resultats des transformateurs

(P et Q referes au cote 1, % Snom le plus eleve)

Cote 1	Cote 2	No	P [MW]	Q [Mvar]	% Snom	U1 [kV]	U2 [kV]	Pos.
111AND	194AMP	0	5.00	-6.54	109.7	10.50	90.00	0 <--
112AND	194AMP	0	5.00	-6.54	109.7	10.50	90.00	0 <--
113AND	194AMP	0	4.50	-6.13	101.3	10.50	90.00	0 <--
011AMP	023AMP	0	2.32	6.28	20.9	10.50	220.00	0
012AMP	023AMP	0	5.00	-2.60	17.6	10.50	220.00	0
592ABL	521ABL	0	1.86	6.80	176.3	90.00	20.00	0 <--
523ABL	592ABL	0	-5.35	-8.54	33.6	220.00	90.00	0
523ABL	592ABL	0	-5.35	-8.54	33.6	220.00	90.00	0
792NSB	721NSB	0	12.56	8.39	100.7	90.00	10.50	0 <--
211BEV	293BEV	0	6.00	-4.16	97.3	10.50	90.00	0
212BEV	293BEV	0	6.00	-4.16	97.3	10.50	90.00	0
621ABJ	692ABJ	0	1.75	1.26	54.0	20.00	90.00	0
322ANT	321ANT	0	8.79	13.12	63.2	220.00	20.00	0
321ANT	321ANT	0	8.79	13.12	63.2	220.00	20.00	0
422AVR	421AVR	0	.28	.17	1.3	220.00	20.00	0

5 - Bilan des puissances par zone ou par region

Zone	Production		Consommation		Pertes		Exportation	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
SUD	21.8	14.5	.0	.0	.27	.69	-21.7	-12.1
OES	19	11.8	19.0	11.8	.24	.71	4.2	-.7
CTR	.6	.3	2.5	1.5	.00	.00	1.9	1.2
NOR	5.3	2.5	22.8	14.1	.14	.43	17.6	11.6
Tot.	45.0	29.2	44.9	27.4	.65	1.83	.0	.0

Programme HT500

RVPIA

6 - Bilan des échanges entre zones

+-----+		
Zones	Echanges	
	+-----+	
	MW	Mvar
+-----+		
SUD - CTR	21.7	14.4
CTR - NOR	18.0	8.7
CTR - OES	1.8	.9
+-----+		

7 - Pertes classees des branches

Rang	Origine	Extrem.	No	Pertes [MW]	Pertes [Mvar]	Lignes Transfos
1	194AND	592ABL	0	.254	.578	L
2	692ABJ	792NSB	0	.127	.295	L
3	293BEV	692ABJ	0	.097	.223	L
4	422AVR	322ANT	0	.077	.219	L
5	523ABL	422ARV	0	.063	.179	L
6	023AMP	523ABL	0	.014	.040	L
7	592ABL	692ABJ	0	.008	.019	L
8	792NSB	721NSB	0	.007	.133	T
9	211BEV	293BEV	0	.002	.031	T
10	212BEV	293BEV	0	.002	.031	T
11	111AND	194AND	0	.001	.022	T
12	112AND	194AND	0	.001	.022	T
13	113AND	194AND	0	.001	.022	T
14	322ANT	321ANT	0	.001	.001	T
15	322ANT	321ANT	0	.001	.001	T
16	012AMP	023AMP	0	.000	.003	T
17	592ABL	521ABL	0	.000	.003	T
18	523ABL	592ABL	0	.000	.002	T
19	523ABL	592ABL	0	.000	.002	T
20	692ABJ	621ABJ	0	.000	.003	T
21	011AMP	023AMP	0	.000	.001	T
22	422AVR	421AVR	0	.000	.000	T
Pertes lignes			:	.640	1.562	L
Pertes transfos			:	.016	.277	T
Pertes totales			:	.656	1.839	LT

IV.5.5.2 Interprétation des résultats

On remarque que la tension au nœud 721NSB (ville de Nosy-Be) est minimale (0,9912 pu soit 19,83 kV) par rapport aux autres villes. Toutes les valeurs de tensions des REIDIANA sont restées dans les limites admissibles (0,95 pu à 1,05 pu) quand les charges sont augmentées de 100 %.

Dans la zone nord, la valeur de la charge totale est de 23,08 MW. La centrale thermique de la ville d'Antsiranana ne fournit que 5,25 MW. On constate que la ligne de transport 220 kV (523ABL-422AVR) transite une puissance active de 18,01 MW venant des centrales hydroélectriques d'Ampanambazaha et d'Andranomamofona qui se situent dans zone sud pour combler le reste. Cette ligne de transport 220 kV présente la valeur la plus élevée de la puissance active transitée. La valeur du courant y transitant est 53 A. De même pour la perte en ligne, elle atteint de 0,179 MW.

On constate aussi que la zone sud échange de l'énergie de 21,7 MW pour pouvoir alimenter les trois (3) zones. Pour la zone centrale, elle soutire de 1,85 MW ; la zone ouest n'a besoin que 1,84 MW pour combler le reste et la zone nord soutire de 18,01 MW.

On observe que le transit de puissance active totale fournie par les trois (3) centrales hydroélectriques est de 33,82 MW soit 43,9 % de la production d'énergie installée. Les pertes totales de puissance active atteignent 0,656 MW soit 1,5 % de la puissance active fournie par les sept (7) centrales de production d'énergie électrique. Les lignes de transport 220 kV, 023AMP-523ABL et 523ABL-422AVR transportent de l'énergie électrique respectivement de 4,2 % et 10,6 % de leur capacité pour alimenter les charges aux nœuds 421AVR et 321ANT. Pour les lignes de transport 90 kV, 194AND-592ABL, 592ABL-692ABJ, 293BEV-692ABJ et 692ABJ-792NSB, elles transportent de l'énergie électrique respectivement de 22,4 %, 2,8 %, 18,7 % et 19,6 % de leur capacité pour alimenter les charges aux nœuds 521ABL, 421AVR et 321ANT ainsi qu'aux nœuds 621ABJ et 721NSB. Pour les transformateurs de puissances, les centrales hydroélectriques d'Ampanambazaha (T1 - T2), d'Andranomamofona (T3 - T4 - T5) et de Bevory (T6 - T7) fonctionnent respectivement de 20,9 % - 17,6 %, 109,7 % - 109,7 % - 101,3 % et 97,3 % de chacun. Donc, T3, T4 et T5 sont surchargés. Pour les transformateurs cotés des charges, T9 et T14-T15 fonctionnent respectivement de 100,7 % et 63,2 % de chacun. Alors T9 est aussi surchargé. Par contre, les autres équipements électriques restent toujours en dessous des valeurs normalisées en régime permanent.

IV.6 CONCLUSION PARTIELLE

Ce chapitre a fait l'objet de l'étude de fonctionnement du réseau électrique interconnecté alimentés par des centrales thermiques conventionnelles et hydroélectriques. Les résultats de simulations obtenus nous montrent que l'exploitation des ressources énergétiques disponibles pourra contribuer au développement socio-économique dans la région DIANA. On constate que les transformateurs de puissance dans les centrales d'Andranomamofona et Bevory sont surchargés lorsque les charges sont augmentées de 80 % et 100 % ; par contre, les autres équipements électriques des REIDIANA fonctionnent dans les limites permises. Donc, le calcul de la répartition des puissances nous permet de connaître le comportement des REIDIANA jusqu'à la fin de la durée de vie, en régime permanent équilibré.

CONCLUSION GENERALE

Ce travail de mémoire a pour objet de concevoir et d'étudier le fonctionnement du réseau interconnecté de la région DIANA alimenté par des sources d'énergies fossiles et renouvelables.

Nous avons présenté dans le premier chapitre les différents types de productions d'énergies conventionnelles et d'énergies renouvelables, les structures des réseaux électriques ainsi que les grandeurs caractéristiques des réseaux d'énergie électrique.

Dans le deuxième chapitre, nous avons étudié l'exploitation des centrales hydroélectriques aux réseaux électriques interconnectés pour contribuer au développement durable de la région DIANA dans le domaine des énergies renouvelables.

Dans le troisième chapitre, nous avons modélisé mathématiquement les équations de la répartition des puissances, les générateurs hydroélectriques ainsi que les lignes de transport d'énergie électrique afin de les raccorder aux réseaux électriques.

Dans le dernier chapitre, nous avons utilisé les lignes de transport HT disponible à la société de la JIRAMA pour pouvoir transporter l'énergie électrique produite par les centrales de production dans les réseaux électriques. Nous avons aussi utilisé le programme HT500 pour analyser l'état de comportement des réseaux électriques interconnectés de la région DIANA à l'aide de calcul de la répartition des puissances. Pour cela, différents scénarios ont été étudiés afin de connaître le comportement et les limites de fonctionnement des REIDIANA en régime permanent équilibré.

A la suite des simulations numériques, on peut faire les constats suivants :

- Les centrales hydroélectriques de Bevory et d'Andranomamofona fournissent de l'énergie électrique maximale, car ils sont proches des consommateurs et leurs capacités de production d'énergie électrique sont inférieures par rapport à celles d'Ampandriambazaha.
- L'exploitation des centrales hydroélectriques pourrait diminuer le frais de l'énergie électrique pour la région DIANA.

Ces résultats obtenus nous mènent aux conclusions suivantes :

- L'exploitation des centrales hydroélectriques dans les réseaux électriques interconnectés est une solution efficace pour améliorer les performances électriques et énergétiques des réseaux d'énergie électrique. Cette solution permettrait de réduire les coûts d'exploitation des réseaux de production d'énergie électrique et ne polluerait pas l'environnement.

- On pourrait planifier les réseaux de production d'énergie électrique. Cette planification consisterait à déterminer la taille, l'emplacement et la date de mise en service des centrales de production d'énergie électrique à moyen ou à long terme.
- Les unités de production d'énergie électriques les plus proches des consommateurs fournissent de l'énergie électrique maximale.
- Les niveaux de tensions de 220 kV et 90 kV conviennent bien aux REIDIANA.

Ainsi, à l'issu de ces travaux de recherche, nous pouvons mentionner quelques perspectives et pistes d'études futures :

- Il serait nécessaire d'étudier les dimensionnements mécaniques et géométriques des pylônes (ou supports) des lignes de transport HT afin de transporter de l'énergie électrique produite jusqu'aux zones des consommateurs.
- Il faudrait aussi d'étudier le comportement des REIDIANA en régime dynamique pour connaître sa stabilité lors des perturbations.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] **ALCHEIKH HAMOUD Khaled.** *Modélisation des grands systèmes électriques interconnectés : Application à l'analyse de sécurité dans un environnement compétitif.* Thèse de Doctorat en Génie électrique de l'Institut National Polytechnique de l'Université de Grenoble, 06 avril 2010.
- [2] **ANDRIAHITRIKA Feno Sitraka.** *Etude de faisabilité d'une centrale photovoltaïque d'une puissance de 4MWc installée dans la région Ihorombe.* Mémoire de Master en Ingénierie géo-énergie de l'Ecole Supérieure Polytechnique de l'Université d'Antananarivo, 22 octobre 2015.
- [3] **ANDRIAMANANA Njaka Niaina.** *Planification du réseau d'énergie électrique à MT.* Mémoire d'Ingénieur en Génie industriel de l'Ecole Supérieure Polytechnique de l'Université d'Antananarivo, 23 mars 2005.
- [4] **BENYAHIA Mohammed.** *Approche neuro-génétique pour le problème du dispatching économique et environnemental.* Thèse de Doctorat en Electrotechnique de la Faculté des Sciences et de la Technologie du Département de l'Electrotechnique de l'Université d'Oran Mohamed Boudiaf, 03 juillet 2012.
- [5] **CHAMOREL Pierre-André.** *Optimisation des puissances actives et réactives par la programmation linéaire dans les réseaux électriques à haute tension.* Thèse de Doctorat ès Sciences Techniques de l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne Suisse, 1983.
- [6] **CLAEYS Gérald.** *Modélisation de la production indépendante dans les réseaux de distribution.* Thèse de Doctorat en Génie électrique de l'Institut National Polytechnique de l'Université de Grenoble, 06 juillet 2001.
- [7] **CYR Charles.** *Développement d'algorithmes de détection de défauts pour la maintenance prédictive de générateurs hydroélectriques.* Mémoire de Maîtrise en Génie électrique de la Faculté des Etudes Supérieures de l'Université Laval de Québec, mars 2004.
- [8] **DAHMANI Ouahid.** *Evaluation de l'architecture optimale du réseau électrique d'un champ éolien offshore.* Journée des Jeunes Chercheurs en Génie Electrique (JCGE), Saint Nazaire, 5-6 juin, 2003.
- [9] **EUEI PDF et RECP.** *Projet d'assistance pour le développement d'une nouvelle politique et d'une stratégie de l'énergie pour la République de Madagascar.* 60 pages, septembre 2014, disponible sur le site de : www.euei-pdf.org/
- [10] **HASSANA ISSA Kodio.** *Optimisation du plan de tension par les manœuvres des équipements statiques du réseau interconnecté de Manantali.* Mémoire d'Ingénieur d'Etat en

Electrotechnique de la Faculté de Génie électrique et d'Informatique de l'Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, 05 mars 2009.

[11] **HE Yujun.** *Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs : Apport de la flexibilité de la demande.* Thèse de Doctorat en Energie de l'Ecole Centrale Supélec, 05 mars 2015.

[12] **KARA Mohamed.** *Optimisation de la consommation de l'énergie électrique dans les éléments du système d'alimentation.* Thèse de Doctorat d'Etat en Electromécanique de la Faculté des Sciences de l'Ingénieur de l'Université Badji Mokhtar Annaba, décembre 2007.

[13] **LABED Imen.** *Dispatching économique dans un système de puissance électrique par l'intelligence artificielle.* Mémoire de Magister en Electrotechnique de la Faculté des Sciences de la Technologie du Département d'Electrotechnique de l'Université de Constantine 1, 02 décembre 2013.

[14] **LILIE Jean-Louis.** *Transport et distribution de l'énergie électrique.* Manuel de travaux pratiques de la Faculté des Sciences Appliquées de l'Université de Liège, 1999-2000.

[15] **MAHGOUB EISA Khaliel.** *Study of turbine governor controller (PID) of Roseires hydropower station.* Master in Power engineering the Faculty of Engineering and Architecture Electrical and Electronics to the University of Khartoum.

[16] **MINISTERE DE L'ENERGIE DES HYDROCARBURES.** *Lettre de politique de l'énergie à Madagascar 2015-2030*, 32pages, septembre 2015, disponible sur le site de : www.ore.mg/Publication/Rapports/LettreDePolitique.pdf

[17] **NASSER Mohamed.** *Supervision de sources de production d'électricité hybrides éolienne-hydraulique dans les réseaux d'énergie interconnectés ou isolés.* Thèse de Doctorat en Génie électrique de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers ParisTech, 05 mai 2011.

[18] **NGUYEN NGOC Phuc Diem.** *Optimisation de systèmes de production intermittents et non conventionnels couplés au réseau électrique.* Thèse de Doctorat en Génie électrique de l'Institut National Polytechnique de l'Université de Grenoble, 20 avril 2001.

[19] **OLOULADE Arouna.** *Contribution à l'étude de la stabilité des alternateurs raccordés au réseau interconnecté de la CEB : Application au cas des alternateurs de la centrale de Nongbéto.* Mémoire d'Ingénieur de Conception de l'Université de Bénin.

[20] **ORE**, disponible sur le site de : <http://www.ore.mg/DonneesTechniques/>

[21] **OURAMDANE Khaled.** *Modélisation et optimisation du système d'excitation du groupe turbine-alternateur du simulateur analogique d'Hydro-Québec.* Mémoire de Maîtrise en Ingénierie de l'École de Génie de l'Université de Québec, mai 2015.

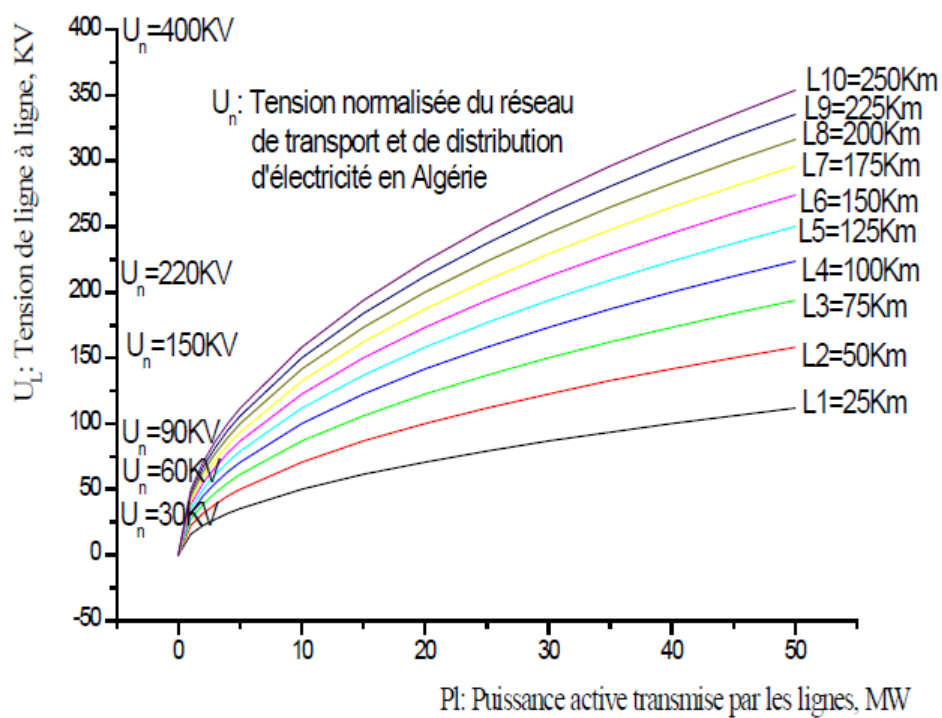
- [22] **RAFANOMITSIVA Liva Falisoa.** *Comportement d'un réseau électrique îloté suite à l'enclenchement d'une GAS entraînée par éolienne et alimentant un redresseur contrôlé. Synthèse des lois de commande et critères de performance : Cas de la Compagnie Salinière de Madagascar.* Mémoire de DEA en Electromécanique de l'Ecole Supérieure Polytechnique de l'Université d'Antsiranana, 16 décembre 2006.
- [23] **RAFANOMITSIVA Liva Falisoa.** *Etude de commandes non linéaires pour réseaux électriques. Application à un système SMIB.* Thèse de Doctorat en Génie électrique de l'Ecole Supérieure Polytechnique de l'Université d'Antsiranana, 22 juillet 2013.
- [24] **RAHARIJAONA Vonihassina Bernard.** *Analyse d'un réseau radial d'un renforcement de puissance.* Mémoire d'Ingénieur en Génie industriel de l'Ecole Supérieure Polytechnique de l'Université d'Antananarivo, 18 septembre 2010.
- [25] **RAKOTOARISOA Ny Toky.** *Modélisation et prédiction de séries temporelles par les modèles BATS et TBATS : Application à la prévision à court-terme de la consommation d'électricité du réseau interconnecté d'Antananarivo.* Mémoire de Master Recherche en Physique des hautes énergies de la Faculté des Sciences du Département de Physique de l'Université d'Antananarivo, 28 octobre 2016.
- [26] **RAMAHALEOMIARANTSOA Fanjason Jacques.** *Comportement d'un réseau électrique îloté suite à l'enclenchement d'une GAS entraînée par éolienne et alimentant un redresseur contrôlé. Modélisation et paramétrisations : Cas de la Compagnie Salinière de Madagascar.* Mémoire de DEA en Electricité de l'Ecole Supérieure Polytechnique de l'Université d'Antsiranana, novembre 2006.
- [27] **RAMANANTENA Gilbert.** *Optimisation des pertes d'énergie des réseaux de distribution électrique par des sources d'énergies renouvelables à l'aide d'algorithme génétique.* Mémoire de Master Recherche en Energétique de la Faculté des Sciences du Département de Physique de l'Université d'Antananarivo, 03 octobre 2015.
- [28] **RANAIVOSON Dama Mikendrisoa.** *Etude comparative du load flow par la méthode de simplification du réseau d'énergie électrique.* Mémoire de Master Recherche en Génie électrique de l'Ecole Supérieure Polytechnique de l'Université d'Antananarivo, 29 septembre 2015.
- [29] **RAZAFIMILIARANTSOA Andriamisandratra Victor.** *Optimisation de la production de puissance active dans un réseau d'énergie électrique.* Mémoire d'Ingénieur en Génie industriel de l'Ecole Supérieure Polytechnique de l'Université d'Antananarivo, 20 juin 2003.

- [30] **REDJEM Radia.** *Etude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne.* Mémoire de Magister en Electrotechnique de la Faculté des Sciences de l'Ingénieur de l'Université Mentouri de Constantine, 04 juillet 2009.
- [31] **RUIZ GOMEZ Lina Maria.** *Intégration de la production éolienne aux réseaux électriques : Approches techniques et économiques.* Thèse de Doctorat en Génie électrique de l'Institut National Polytechnique de l'Université de Grenoble, 24 octobre 2012.
- [32] **SABIR Messalti.** *Analyse de la stabilité transitoire des réseaux de transport à courant continu en haute tension (HVDC).* Thèse de Doctorat en Electrotechnique de la Faculté de Technologie du Département d' Electrotechnique de l'Université Ferhat Abbas-Setif, 23 juin 2011.
- [33] **SRAT DIANA.** *Schéma Régional d'Aménagement du Territoire de la Région DIANA.* 190 pages, disponible sur le site de : <https://regiondiana.files.wordpress.com/2013/09/rc3a9gion-diana.pdf>
- [34] **SRDE DIANA.** *Schéma Régional du Développement Economique de la Région DIANA.* 107 pages, 2012, disponible sur le site de : <https://regiondiana.files.wordpress.com/2013/09/srde-region-diana-word.pdf>
- [35] **TAMMA Mohammed Elhadi.** *Application des algorithmes génétiques à l'optimisation de la production énergie active dans réseau électrique.* Mémoire de Master Académique en Génie électrique de la Faculté des Sciences et de Technologies de l'Université d'EL-Oued, juin 2014.
- [36] **VERGNOL Arnaud.** *Intégration dans le réseau électrique et le marché de l'électricité de production décentralisée d'origine renouvelable : Gestion des congestions locales.* Thèse de Doctorat en Génie électrique de l'Ecole Centrale de Lille, 29 novembre 2010.
- [37] **VU Thang.** *Répartition des moyens complémentaires de production et de stockage dans les réseaux faiblement interconnectés ou isolés.* Thèse de Doctorat en Génie électrique de l'Institut National Polytechnique de l'Université de Grenoble, 14 février 2011.
- [38] **ZABAIYOU Tarik.** *Compensation des délais de commutation d'une commande globale de réseaux électriques.* Mémoire de Maîtrise en Génie de la production automatisée de l'Ecole de Technologie Supérieure de l'Université de Québec, 13 décembre 2005.
- [39] **ZABAIYOU Tarik.** *Coordination des régulateurs conventionnels des machines synchrones et des compensateurs statiques (SVCS).* Thèse de Doctorat en Génie de l'Ecole de Technologie Supérieure de l'Université de Québec, 21 décembre 2010.

[40] **ZITOUNI Fares.** *Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par l'utilisation des systèmes FACTS.* Mémoire de Magister en Electrotechnique de la Faculté de Technologie de l'Université Ferhat Abbas-Setif, 15 décembre 2010.

ANNEXES

Annexe 1 : Domaines d'utilisation des niveaux de tensions normalisées dans le réseau électrique



Annexe 2 : Projet Mad'Eole pour le parc éolien

Mad'Eole, première centrale éolienne à Madagascar



L'organisme local Mad'Eole projette de construire un parc éolien d'une capacité totale de 1.2 MW à Ramena, dans le Nord de Madagascar. Ce projet contribuera à réduire la déforestation et à combler le manque d'électricité, à créer des emplois pour les travailleurs locaux ainsi qu'à améliorer la qualité de l'air et de l'eau.

Les sources d'énergie sont instables dans la ville d'Antsiranana (Diego-Suarez), à l'extrémité nord de Madagascar, et dans ses environs. Les prix élevés du pétrole et de l'électricité ont stimulé la demande en bois de chauffage et en charbon, ce qui met en péril les ressources forestières locales.

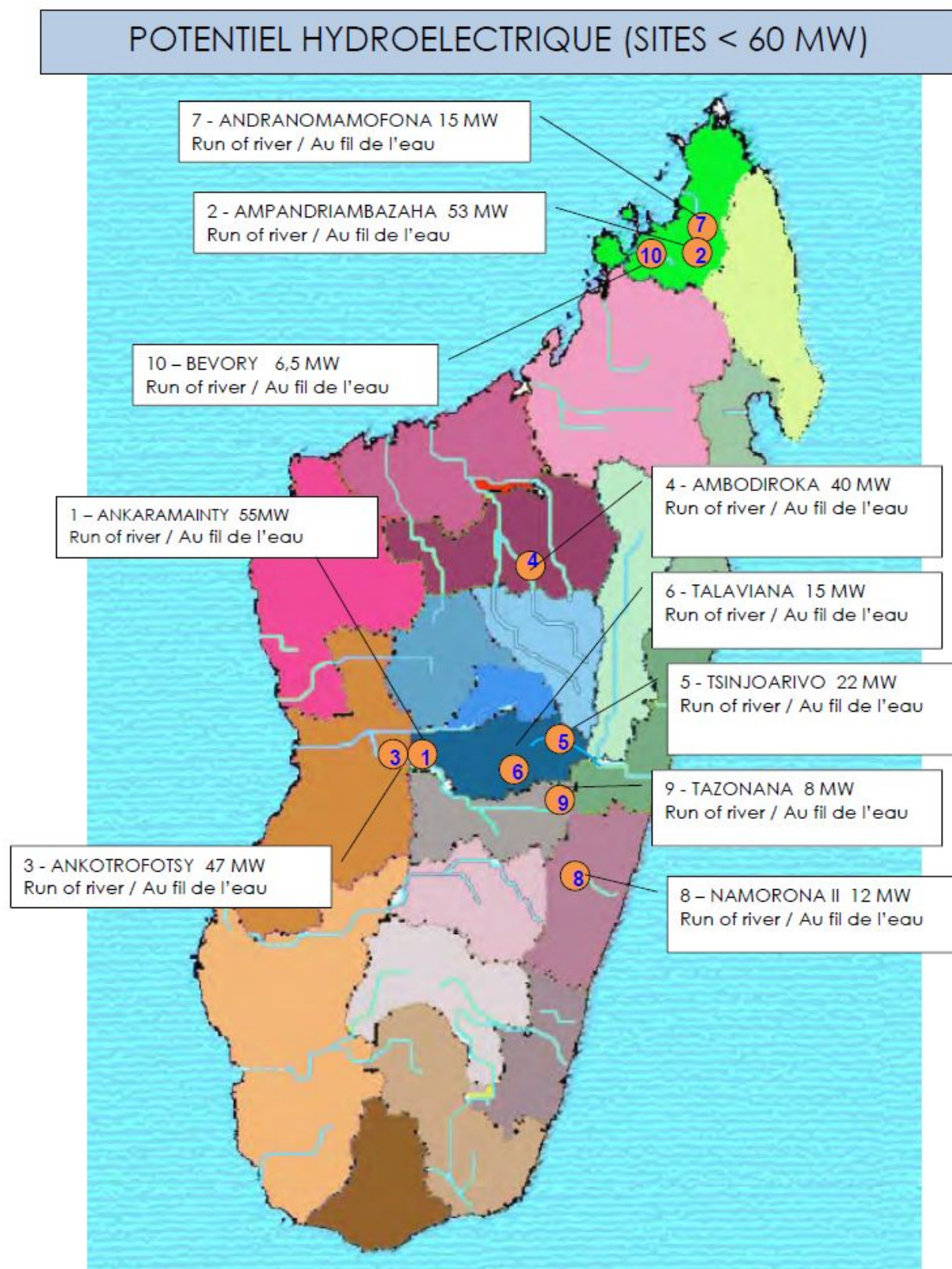
Le projet, qui aboutira à l'établissement du premier parc éolien à Madagascar, vise à combler le manque d'approvisionnement en électricité par la construction d'une centrale éolienne connectée au réseau électrique de Ramena (à 25 km d'Antsiranana). Par ailleurs, ce projet engendrera la production d'une énergie à la fois renouvelable et carboneutre. Cette éolienne comprendra six turbines d'une capacité de 200 kW chacune.

Ce parc éolien constitue une première étape d'un vaste programme mené par l'organisme Mad'Eole visant à approvisionner le marché du secteur de l'Océan Indien en turbines éoliennes d'une haute qualité sur le plan technologique et produites localement en utilisant le savoir-faire régional. Ainsi, ce projet constitue le premier pas vers un transfert de technologie.

Chaque turbine permettra de réduire les émissions d'environ 350 tonnes d'équivalent CO₂ par an, ce qui entraînera une réduction globale de 14 700 tonnes d'équivalent CO₂ sur les sept années qui suivront le début de la production d'électricité.

Type :	Projet Gold Standard REV (validation : à établir)
Endroit :	Ramena, région d'Antsiranana, Madagascar
Type de projet & activités :	Production d'énergie au moyen de turbines éoliennes
Cible :	Réseau électrique d'Antsiranana (groupe générateur à moteur diesel)
Volume du projet :	2 100 tonnes d'équivalent CO ₂
Date de mise en œuvre :	2007
Période d'accréditation :	7 ans

Annexe 3 : Potentiel hydroélectrique inférieur à 60 MW



Annexe 4 : Centrales thermiques de la JIRAMA dans la région DIANA



Région DIANA



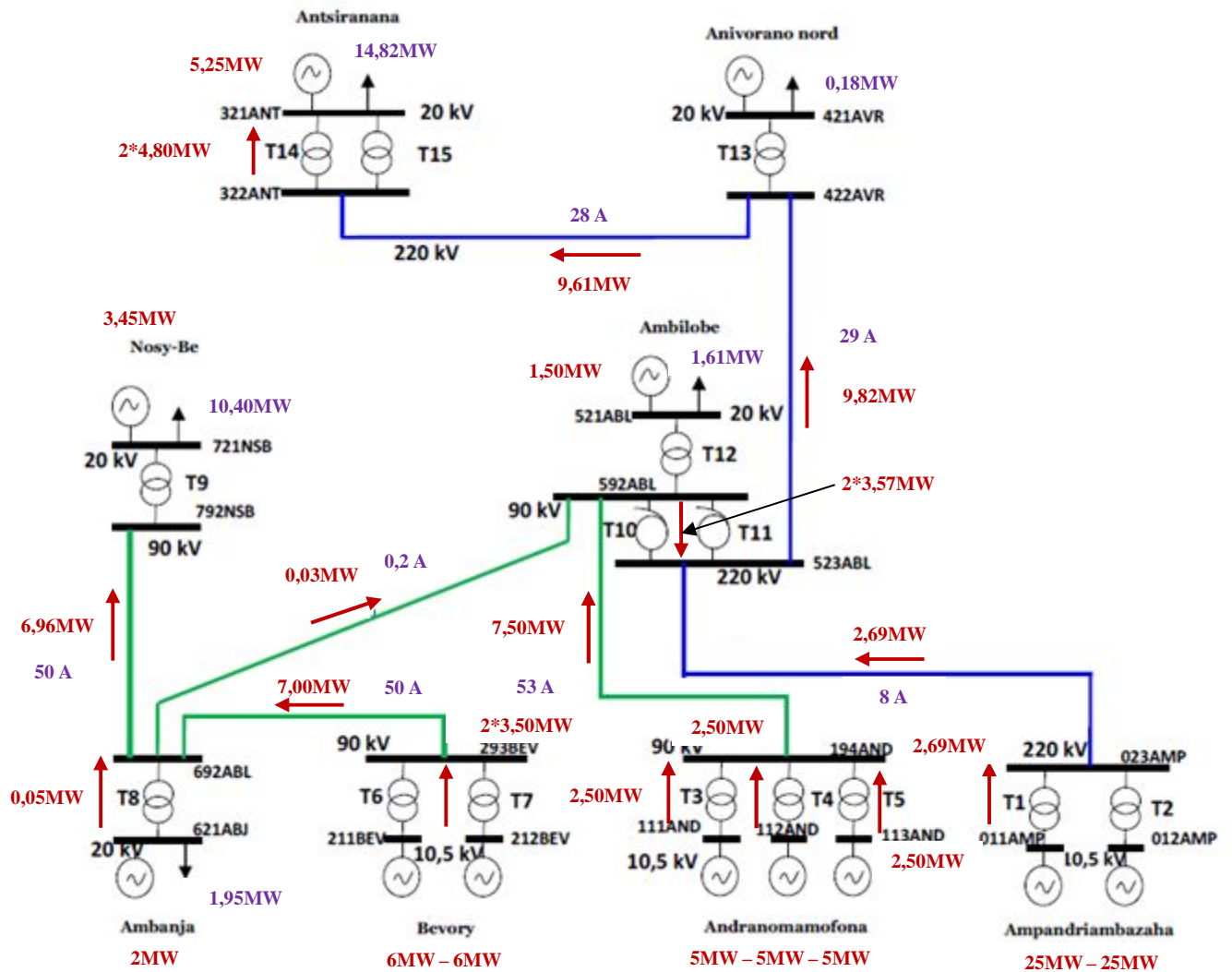
JIRAMA

Centres Autonomes



- **ANTSIRANANA** : Centrale Thermique de 21 MW
- **ANIVORANO NORD** : Centrale Thermique de 343 kW
- **AMBILOBE** : Centrale Thermique de 2,5 MW
- **AMBANJA** : Centrale Thermique de 5 MW
- **NOSY BE** : Centrale Thermique de 13,8 MW

Annexe 5 : Répartition des flux de puissances des REIDIANA



Titre : Conception et étude de fonctionnement du réseau interconnecté. Cas du réseau de la région DIANA

Résumé :

Ce travail de recherche présente l'étude de fonctionnement du réseau électrique à haute tension. Il s'agit d'interconnecter les trois centrales hydroélectriques de 77 MW aux réseaux électriques en vue d'approvisionner de l'électricité la région DIANA. La modélisation de chaque composant a été élaborée à partir des modèles bien définies afin de les raccorder aux réseaux d'énergie électrique.

Pour atteindre cet objectif, la conception du réseau électrique interconnecté a été effectuée. Ensuite, nous avons fait le calcul de la répartition des puissances en régime permanent équilibré, à l'aide d'un programme HT500, afin de planifier et analyser l'état de comportement des réseaux électriques interconnectés de la région DIANA.

Les résultats de simulations obtenus ont montré clairement que le fonctionnement des réseaux électriques interconnectés hautes tensions de la région DIANA était satisfaisant.

Mots-clés : centrales hydroélectriques, répartition des puissances, lignes de transport, région Diana, réseaux interconnectés.

Title : Design and operational study of the interconnected power system. Case of the network of the DIANA region.

Abstract :

This research develops the study of the operation of the high voltage electricity network. It is based the interconnection the three hydroelectric power plants of 77 MW to supply electricity to the DIANA region. The modeling of each component was elaborated from its specific design in order to connect them to electrical power systems.

To achieve this goal, the design of the interconnected power system has been completed. Then, we performed the calculation of the balanced steady-state power system in order to plan and analyze the state of behavior the interconnected power systems the DIANA region. Calculation has been applied on REIDIANA and run under program HT500.

The results of the simulations obtained clearly showed that the functioning of the high voltage interconnected power systems of the DIANA region was satisfactory.

Keywords : hydroelectric power plants, load flow, transmission lines, Diana region, interconnected networks.

Directeur de mémoire :


ANDRIANAHARISON Yvon

Professeur Titulaire

Directeur de l'ESP de l'Université
d'Antananarivo

Impétrant :

RAMANANTENA Gilbert

 : 032 07 932 27 / 034 47 462 37

 : ramagilbert@yahoo.fr

Lot A 186 bis Faravohitra - Antananarivo
