



**ANALYSER L'ENSEMBLE DU PLAN DE PROTECTIONS DU RIO
ET LES REGLES D'EXPLOITATION AFIN DE FAIRE DES
RECOMMANDATIONS CONDUISANT A UNE PLUS GRANDE
STABILITE DU SYSTEME EXISTANT ET FUTUR**

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
MASTER SPECIALISE EN
GENIE ELECTRIQUE, ENERGETIQUE ET
ENERGIES RENOUVELABLES**

**OPTION: PRODUCTION ET DISTRIBUTION
D'ELECTRICITE**

Présenté et soutenu publiquement le 03/11/2011 par

Idrissa DIOP

Travaux dirigés par :

Henri KOTTIN Enseignant, Maitre de Mémoire
UTER : GENIE ENERGETIQUE ET INDUSTRIEL

Moulaye M. TRAORE, Ingénieur du Dispatching
Eskom Energie Manantali-sa, Maitre de Stage

Jury d'évaluation du stage :

Président : Mariam SIDO

Membres et correcteurs : Ahmed BAGRE
Henri KOTTIN
Anselme RUGUNDU

Promotion [2010/2011]

CITATIONS

" On n'y prend pas garde, mais aujourd'hui et de plus en plus, toute notre vie repose en partie sur elle. Autant indispensable que banale dans notre vie moderne que savons-nous vraiment de l'électricité ? Banale, oui, dans son utilisation, l'électricité est pourtant l'une des choses les plus fascinantes et les plus dangereuses dont les scientifiques n'ont pas fini de découvrir tous les secrets.

...La seconde moitié du XVIIIe siècle – le siècle des Lumières – se passionna pour l'électricité naissante. Les générations futures de scientifiques n'ont pas fini de la rendre plus sûre et moins dangereuse pour nous."

REMERCIEMENTS

Je tiens en tout premier lieu à rendre grâce au Tout Puissant.

Je tiens ensuite à remercier la Direction Générale et tous ceux qui m'ont soutenu et encouragé à suivre mes études : mes parents, mes amis, collègues et proches...

Je tiens à remercier mon directeur de mémoire le Professeur KOTTIN Henri, Enseignant Chercheur au 2iE, sous la direction duquel le travail à été réalisé et auprès duquel j'ai beaucoup appris, pour la confiance, la patience et la compréhension qu'ils m'ont toujours manifesté.

Je tiens également à remercier Monsieur TRAORE Moulaye (Ingénieur du dispatching EEM-SA), mon Encadreur qui n'a pas lésiné sur les moyens et sur son temps pour m'apporter son aide précieuse et qui m'a permis de mener à bien ce travail.

Je tiens aussi à remercier Monsieur MALLE Koni, Directeur de l'Energie EEM-SA pour ces orientations et ses conseils judicieux.

Je remercie chaleureusement tous mes collègues de Eskom Energie Manantali-sa plus particulièrement Monsieur SANGARE Ismaila et Monsieur DEMBELE Mamadou.

J'adresse mes remerciements aux président et membres du Jury qui ont accepté d'examiner ce mémoire en lui apportant de l'intérêt

Je veux aussi exprimer ma vive reconnaissance envers tous les enseignants du 2iE.

Enfin, je ne saurais oublier mon épouse qui m'a apporté soutien et encouragement durant cette année et mes enfants.

DEDICACES

*A mes très chers Parents Bally DIOP et Bintou SIDIBE,
je dédie ce mémoire.*

RESUME

Le travail dans cette étude a consisté à la simulation au moyen de logiciel approprié (Eurostag) du fonctionnement du Réseau Interconnecté de l'OMVS (RIO). Ceci s'est fait par l'identification des black-out du RIO de 2008 à 2010 et la modélisation de son réseau HT.

Pour cela, il était nécessaire d'avoir les caractéristiques internes et externes des équipements haute tension ainsi que la topologie du réseau. Les résultats ainsi obtenus permettent de comprendre et d'agir sur le fonctionnement du réseau dans le but d'une optimisation du transit de l'énergie, d'une amélioration de la sécurité de l'exploitation et d'une meilleure continuité de service sur l'ensemble du RIO. La finalité est d'harmoniser les réglages du plan de protection et d'avoir des règles d'exploitation adéquates lui permettant de mieux s'adapter aux nouvelles exigences des extensions et du processus d'interconnexion future avec d'autres réseaux (Burkina Faso, Cote d'Ivoire ou Guinée).

Mots Clés :

1 - Réseau HT

2 - Plan de protection

3 - Règles d'exploitation

4 - Modélisation

5 - Simulation

ABSTRACT

Work in this study consisted in simulation of the OMVS Grid or Interconnected Network operation with appropriate software, namely Eurostag. This was done by identifying the blackout on the said grid from 2008 to 2010 and the HV grid modeling. For this purpose, it was necessary to have both internal and external HV equipment characteristics as well as network topology. The results thus obtained help to understand and act on the operation of the grid for optimizing energy transmission, improving operating safety and continuity of service on the whole grid. The final aim is to harmonize protection plan settings and have appropriate operating rules that will allow the system to better respond to new extension requirements and future interconnection with other networks such as those in Burkina Faso, Ivory Coast or Guinea Conakry.

Key words:

- 1 - HV Network**
- 2 - Protection Plan**
- 3 - Operating Rules**
- 4 - Modeling**
- 5 - Simulation**

LISTE DES ABRÉVIATIONS

EDM-SA : Energie du Mali SA

EEM-SA : ESKOM Energie Manantali SA, l'Opérateur Indépendant du réseau interconnecté de Manantali

HT: Haute tension

ISO: International System Organisation

MALT : Mise à la Terre

NOSA : National Occupational Safety Association

OMVS: Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal

ORHVS: Operating Regulations for High Voltage Systems

PGRIO : Principes Généraux d'Exploitation du RIO

RIMA: Réseau interconnecté de Manantali

RIO : Réseau interconnecté de l'OMVS (RIO): L'ensemble du réseau interconnecté de l'OMVS comprenant, le Réseau de Manantali et les réseaux des SdE

SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition

SdE : Sociétés d'Electricité: EDM-SA au Mali, SENELEC au Sénégal et SOMELEC en Mauritanie

Senelec : Société Nationale d'Electricité du Sénégal

SOGEM : Société de Gestion de l'Energie de Manantali

SOMELEC : Société Mauritanienne d'Electricité

SOMMAIRE

I.	Introduction et Généralités	5
1.1	Introduction.....	5
1.2	Généralités.....	7
1.2.1	Définition et éléments du réseau électrique.....	7
1.2.2	Réglage et fonctionnement du réseau.....	7
1.2.3	Protection des réseaux électriques.....	8
1.2.4	Sûreté des réseaux électriques.....	8
1.3	Réseau Interconnecté de l'OMVS (RIO).....	9
1.4	Réseau des Sociétés Nationales d'Electricité de l'OMVS.....	10
1.4.1	Réseau EDM-sa	10
1.4.2	Réseau SOMELEC.....	11
1.4.3	Réseau Senelec	11
II.	Hypothèse de travail et Objectifs du travail.....	13
III.	Matériels et Méthodes.....	16
3.1	Réseau interconnecté de Manantali (RIMA)	16
3.2	Dispatching de Manantali.....	18
3.3	Recueils des rapports techniques d'incidents du RIMA de 2008 à 2010.....	18
3.4	Cas de Black-out total sur le RIO de 2008 à 2010.....	19
3.5	Outils de supervision et de contrôle (SCADA) du RIMA.....	20
3.5.1	SCADA.....	20
3.5.2	Outils de Simulation.....	21
3.6	Plan de protection du RIMA.....	21
3.6.1	Relais de protections utilisés sur le RIMA.....	21
3.6.2	Régime de neutre.....	22
3.6.3	Plan de délestage appliqué dans le Réseau Interconnecté de l'OMVS (RIO)...	22
3.6.4	Protections utilisées dans le Réseau Interconnecté de Manantali (RIMA)	22
3.6.4.1	Groupes de Manantali.....	22
3.6.4.2	Lignes HT.....	24
3.6.4.3	Transformateurs de puissance.....	27
3.6.4.4	Réactances lignes et réactances barres.....	28
3.6.4.5	Jeux de barres 225 kV.....	28
3.6.4.6	Capacités séries.....	28

3.6.4.7	<i>Départs 30 kV</i>	29
3.6.4.8	<i>Automates d'exploitation</i>	29
3.7	<i>Règles d'exploitation du RIMA</i>	30
3.7.1	<i>Présentation des règles d'exploitation ORVHS</i>	30
3.7.2	<i>Présentation de la norme NOSA</i>	30
3.7.3	<i>Les règles de conduite du système électrique de Manantali</i>	31
3.7.4	<i>Principes fondamentaux</i>	31
3.7.5	<i>Conditions requises pour une exploitation sûre</i>	31
3.7.6	<i>Le formulaire d'instructions</i>	32
3.7.7	<i>Système de certificat de consignation</i>	32
3.7.8	<i>Le registre des travailleurs ou d'agent</i>	32
3.7.9	<i>Habilitation électrique</i>	32
3.7.10	<i>Principes Généraux d'exploitation du Réseau Interconnecté de l'OMVS (PGRIO)</i> ..	33
3.8	<i>Utilisation du logiciel EUROSTAG 4.3</i>	34
3.8.1.	<i>Présentation du Menu Général du logiciel EUROSTAG 4. 3</i>	34
3.8.2.	<i>Simulation Dynamique Eurostag 4.3</i>	34
IV.	<i>Résultats</i>	35
4.1	<i>Exécution du calcul du load flow</i>	35
4.1.1	<i>Scenario de faible charge</i>	36
4.1.2	<i>Scenario de moyenne charge</i>	36
4.1.3	<i>Scenario de forte charge</i>	37
4.2	<i>Exécution de la simulation dynamique</i>	38
4.3	<i>Visualisation des Résultats</i>	42
4.3.1	<i>Première simulation dynamique</i>	43
4.3.2	<i>Deuxième simulation dynamique</i>	43
4.3.3	<i>Troisième simulation dynamique</i>	44
V.	<i>Discussion et Analyses</i>	46
5.1.	<i>Analyse de la simulation du premier incident</i>	46
5.2.	<i>Analyse de la simulation du deuxième incident</i>	47
5.3.	<i>Analyse de la simulation du troisième incident</i>	47
VII.	<i>Conclusions</i>	49
VI.	<i>Recommandations et Perspectives</i>	50
VIII.	<i>Bibliographie</i>	52
IX.	<i>Annexes</i>	54

LISTE DES TABLEAUX

Tableau N° 1 : Centrales du réseau interconnecté de EDM-SA

Tableau N° 2 : Système Est RIMA

Tableau N° 3 : Système Ouest RIMA

Tableau N° 4 : Longueurs et tension des lignes du RIMA

Tableau N° 5.1 : Déclenchement de Groupe de Manantali 2008

Tableau N° 5.2 : Déclenchement de Groupe de Manantali 2009

Tableau N° 5.3 : Déclenchement de Groupe de Manantali 2010

Tableau N° 6.1 : Déclenchement de Ligne HT RIMA 2008

Tableau N° 6.2 : Déclenchement de Ligne HT RIMA 2009

Tableau N° 6.3 : Déclenchement de Ligne HT RIMA 2010

Tableau N° 7 : Black-out sur le RIMA 2008 - 2010

Tableau N° 8 : Types d'incident de réseau électrique

Tableau N° 9 : Load Flow à faible charge

Tableau N° 10 : Load Flow à moyenne charge

Tableau N° 11 : Load Flow à forte charge

LISTE DES FIGURES

- Figure N°1 : Diagramme unifilaire d'un réseau électrique.
- Figure N°2 : Schéma unifilaire du réseau interconnecté de l'OMVS
- Figure N°3 : Carte géographique du RIMA
- Figure N°4 : Schéma unifilaire du réseau EDM-SA
- Figure N°5 : Schéma unifilaire du réseau SOMELEC
- Figure N°6 : Schéma unifilaire du réseau Senelec
- Figure N° 7 : Mécanismes des blackouts.
- Figure N° 8 : Statistique des Incidents du RIMA 2008 - 2010
- Figure N° 9 : Configuration matérielle du SCADA
- Figure N° 10 : Menu principal Eurostag 4.3
- Figure N°11 : Schéma principal du régulateur de tension ManAVR
- Figure N°12 : Schéma d'initialisation du régulateur de tension ManAVR
- Figure N°13 : Paramètres du régulateur de tension ManAVR
- Figure N°14 : Schéma principal du régulateur de vitesse Govhydr
- Figure N°15 : Schéma d'initialisation du régulateur de vitesse Govhydr
- Figure N°16 : Paramètres du régulateur de vitesse Govhydr
- Figure N° 17 : Première simulation dynamique
- Figure N° 18.1 : Deuxième simulation dynamique
- Figure N° 18.1 : Deuxième simulation dynamique
- Figure N° 19 : Troisième simulation dynamique
- Figure N°20 : Résultats de la première simulation
- Figure N°21 : Résultats de la deuxième simulation
- Figure N°22 : Résultats de la troisième simulation

I. INTRODUCTION ET GENERALITES

1.1 Introduction:

Dans le monde actuel, l'électricité est devenue une ressource essentielle et même vitale pour la sécurité nationale, la santé, les communications, le transport, l'approvisionnement de nourriture et d'eau, le chauffage, la climatisation, l'éclairage, l'informatique, les entreprises commerciales, et même pour les divertissements qui deviennent de plus en plus importants dans la vie moderne.

Nous constatons actuellement que le réseau interconnecté de l'OMVS devient de plus en plus vulnérable aux phénomènes désastreux, de grandes pannes d'électricité (blackouts).

Les conséquences des blackouts sont à la fois économiques et sociales. Même de courtes interruptions d'électricité peuvent endommager de façon importante des processus industriels, car la remise en marche de ces processus peut prendre plusieurs heures selon les cas. De longues interruptions arrêtent les systèmes de communication, de transport, la distribution de l'eau, le chauffage, etc.

Aujourd'hui, il n'est tout simplement pas possible de travailler sans électricité dans les sociétés modernes et une interruption d'alimentation électrique peut provoquer instantanément la paralysie complète de pays, voire de continents entiers.

La stabilité du réseau est fonction du réglage de la fréquence et de la tension afin de contrôler la production pour satisfaire la demande ou charge.

De nos jours nous avons recours à des automates et des relais de protections installés dans les réseaux électriques pour la sécurité des hommes et du système électrique.

Pour garantir une qualité de service à leurs clients, les compagnies électriques ont mis au point des règles de planification et d'exploitation de sorte que le réseau électrique soit capable de faire face à chaque instant aux aléas courants, tels que la perte d'un ou plusieurs ouvrages de transport ou de production d'énergie électrique. Ces règles sont calées sur un compromis « coût / risque de puissance coupée » acceptable.

Le système de protection peut éliminer l'élément du réseau en défaut en ouvrant les organes de coupure adéquats, après avoir détecté et localisé le défaut et protéger les équipements pendant les défauts.

Le plan de défense du réseau électrique est constitué pour stopper les incidents majeurs et limiter leurs conséquences quand un enchaînement d'incidents apparaît et que le réseau se retrouve en situation d'instabilité.

Le délestage de charge peut empêcher l'écroulement de fréquence. La séparation du réseau en sous-réseaux peut sauver le système dans le cas d'une rupture de synchronisme.

Bien que les automates, les protections et le plan de défense aient été installés dans les réseaux électriques et qu'ils pourraient normalement assurer la stabilité et la fiabilité du système électrique, des blackouts se sont souvent produits.

Ces situations, heureusement rares, vont très au-delà de celles prises en compte pour mettre au point les règles de planification ou d'exploitation. On a cependant pu les déplorer par exemple en France en 1978 et 1987, au Japon en 1987, ou, plus récemment, sur la côte ouest des États-Unis en juillet et août 1996. Pour le réseau OMVS on peut citer l'incident du 29 juillet 2009, du 21 août 2010 et celui du 15 décembre 2010.

Ce thème a été proposé pour assurer au Réseau Interconnecté de l'OMVS, le point de fonctionnement du réseau dans un régime stable afin d'éviter les blackouts dans un maximum de cas (le risque zéro n'existe pas).

Nous organisons ce mémoire en sept chapitres:

Dans le premier chapitre, nous présentons le réseau électrique (définition et éléments de constitution), réglage et fonctionnement, les protections et la sûreté des réseaux. On présente le réseau interconnecté de l'OMVS.

Le deuxième chapitre, l'hypothèse et les objectifs du thème traité. Il retrace l'idée générale de la méthode et des résultats escomptés.

Dans le troisième chapitre, nous proposons la connaissance du RIMA, le fonctionnement du Dispatching de Manantali, le choix des black-out à travers les rapports d'incidents. Nous parlerons de l'outil de simulation pour notre étude, du plan de protection et des règles d'exploitation du RIMA.

Le quatrième chapitre présente les résultats des méthodes proposées dans le troisième chapitre.

Dans le cinquième chapitre, nous analysons les résultats obtenus et proposerons des stratégies optimales pour différentes situations du réseau.

Le sixième chapitre présente les recommandations à l'ensemble du RIO et propose un nouveau système de défense contre les blackouts utilisant les méthodes développées dans les chapitres précédents, un système plus stable.

Enfin, nous concluons ce mémoire et proposons des perspectives de travaux pour poursuivre et améliorer le nouveau système de prévention des blackouts et surtout un réseau futur plus stable.

1.2 Généralités:

1.2.1 Définition et éléments du réseau électrique:

Un réseau d'énergie électrique désigne un système interconnecté permettant d'acheminer de l'énergie électrique des centrales de production vers les lieux de consommation d'électricité.

Généralement, le réseau haute tension est composé des centrales de production, des lignes de transport, des postes électriques, des transformateurs et les équipements de commandes et protections.

A l'annexe I, la figure N°1 nous montre les différentes étapes de la production jusqu'à la consommation.

1.2.2 Réglage et fonctionnement du réseau :

La tension et la fréquence sont considérées comme les paramètres fondamentaux du fonctionnement de tout système d'énergie électrique.

Le respect des caractéristiques contractuelles de la tension et de la fréquence est, avec la continuité du service, l'un des critères essentiels qui permettent d'apprécier la qualité du service, souci majeur du producteur et du distributeur.

Pour l'exploitant du réseau, le plan de tension et la puissance maximale qu'une ligne peut transporter sont des grandeurs très importantes à surveiller.

La fréquence est directement liée à la vitesse de rotation des alternateurs.

En régime établi, les alternateurs, rendus solidaires par les phénomènes électromagnétiques qui régissent leur comportement, tournent tous à la même vitesse électrique (qui est la vitesse de rotation réelle multipliée par le nombre de paires de pôles de l'alternateur considéré). Il y a alors égalité entre le couple moteur C_m , fourni par la turbine, et le couple résistant C_r (égal au couple électrique opposé par le réseau), autrement dit égalité entre la production et la consommation de puissance active. Tout déséquilibre de ce bilan entraîne une variation de vitesse, donc de fréquence.

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 dans une situation d'export va provoquer une augmentation de la fréquence.

Pour les grands réseaux électriques nationaux, des dispositifs automatisés permettent via des délestages, des déclenchements de lignes ou des manœuvres d'équipements d'assurer le maintien de la fréquence dans une zone acceptable ($\pm 0,5$ Hz autour de 50 Hz ou 60 Hz selon le pays). Des réserves tournantes peuvent être également mobilisées.

Contrairement à ce qui se passe pour la tension, la tenue de la fréquence est un problème intéressant l'ensemble d'un système électrique interconnecté.

La tension en un point du réseau est fonction des forces électromotrices des générateurs, des charges et autres impédances shunt et des chutes de tension dans les divers éléments série du système : machines, transformateurs, lignes, etc.

Les seules sources de tension sont constituées par les alternateurs dont les fem (forces électromotrices) internes sont commandées par leur système d'excitation.

La variation de la tension est obtenue par des changements manuels ou automatiques de la configuration du réseau et des variations de transits dues aux modifications du plan de production ou aux variations de charges. Elle peut être affectée également par l'apparition de courts-circuits ou de défauts d'isolement donnant lieu à des creux de tension et à des coupures provoquées par le fonctionnement des protections et des automatismes.

Une tension trop haute provoque la destruction du matériel. Une tension trop basse provoque un courant plus fort à puissance égale, par conséquent des pertes Joule plus importantes avec risques de surintensité et de destruction du matériel. Une sous-tension peut provoquer aussi des problèmes de fonctionnement de l'équipement raccordé au réseau.

1.2.3 Protection des réseaux électriques:

Le réseau électrique comprend trois grandes composantes, la production de l'énergie électrique, le transport et la distribution. Chaque équipement est doté d'un ensemble de protections souvent de nature complémentaire et à caractère instantané ou différé.

Un système de protection électrique doit :

- Préserver la sécurité des personnes et des biens.
- Eviter la destruction partielle ou totale des matériels.
- Assurer la meilleure continuité de fourniture possible

L'objectif primordial de la protection est d'éliminer le défaut par l'action instantanée d'un relais électromagnétique ou retardée par un relais temporisé. Selon le type du défaut, la protection intelligente émet un signal de déclenchement du disjoncteur, et par conséquence la mise hors tension de l'installation ou un signal de signalisation pour informer les opérateurs sur la nature du défaut et de prendre les mesures adéquates.

1.2.4 Sûreté des réseaux électriques:

La sûreté de fonctionnement est la science de défaillances des systèmes. Elle inclut ainsi leur connaissance, leur évaluation, leur prévision, leur mesure et leur maîtrise. Ses principaux concepts sont: la fiabilité, la disponibilité, la sécurité et la maintenabilité.

La sûreté d'un système électrique est définie comme l'aptitude à :

- assurer le fonctionnement normal du système électrique ;
- limiter le nombre des incidents et éviter les grands incidents ;
- limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent

La dégradation de la sûreté peut être liée à plusieurs facteurs tels que :

- Aléas de consommation
- Aléas météorologiques
- Pannes et agressions extérieures (origines naturelles, malveillance, accidents, attentats ou faits de guerre)
- Facteurs humains
- Prolifération des sources d'énergie décentralisées

1.3 Réseau Interconnecté de l'OMVS (RIO) :

Le réseau interconnecté de l'OMVS est constitué de la centrale hydroélectrique de Manantali, des lignes de transport haute tension reliant la centrale de Manantali aux réseaux de transport des Sociétés d'électricité des pays membres de l'OMVS, à savoir le Mali, la Mauritanie et le Sénégal.

Le réseau dit Est alimente Bamako et comprend les postes haute tension 225kV de Kita et Kodialani et une ligne 150kV de 22km reliant Kodialani au poste de Sirakoro. Le réseau Ouest part de Manantali à Kayes puis Matam où une dérivation est faite en 90kV pour alimenter Kaédi et Boghé en Mauritanie. La ligne continue de Matam à Dagana en 225kV. A partir du poste HT de Dagana, le réseau Ouest alimente Dakar via les postes de Sakal et Tobène sur la rive gauche et Nouakchott via le poste de Rosso sur la rive droite.

La retenue du lac de Manantali a une capacité utile de 7 milliards de m³ d'eau (hauteur du barrage : 65m).

Les caractéristiques de la centrale sont :

- ◆ Puissance installée : 5× 40 MW
- ◆ Energie productible : 800 GWh /an
- ◆ Débit équipé : 5× 115m³ / s

La clé de répartition de l'énergie productible (proportionnelle au charges d'investissement par Etat) s'établit ainsi :

- Mauritanie : 15%
- Sénégal : 33%
- Mali : 52%

A l'annexe I nous pouvons voir la figure N°2 : Schéma unifilaire du réseau interconnecté de

l'OMVS et la figure N°3 : la carte géographique du RIMA qui nous donnent ainsi une présentation du réseau interconnecté de l'OMVS.

1.4 Réseau des Sociétés Nationales d'Electricité de l'OMVS :

1.4.1 Réseau EDM-sa :

Le système électrique du Mali comprend un Réseau Interconnecté (RI) desservant un certain nombre de localités autour de la capitale Bamako et des centres isolés (CI) de production autonome par localité.

Le réseau interconnecté existant comprend principalement :

- Une ligne 150kV qui relie Bamako aux villes de Fana, Ségou à l'Est en provenance de la centrale de Sélingué. A partir de Sélingué, la ville de Yanfolia est alimentée par une ligne 63kV puis Kalana en 30 kV. D'autre part, La ville de Koulikoro est reliée par une ligne 30kV à Balingué.
- Une ligne 225kV en provenance de Manantali qui dessert les villes de Kayes et Kita à l'Ouest.

Le transport de l'énergie s'effectue dans les tensions 225kV, 150kV, 63kV et 30kV ; Il existe actuellement 485km de lignes 225kV, 379,5km de lignes 150kV, 71,9km de lignes 63kV et 211,8km de lignes 30kV. Les lignes 225kV sont principalement les lignes d'interconnexion avec le réseau OMVS.

On notera que la ligne d'interconnexion Mali-RCI est en cours de construction.

Le parc de production du RI comprend : trois (3) centrales hydroélectriques et quatre (4) centrales thermiques.

En plus de la production du réseau interconnecté, EDM possède sur 19 sites isolés de l'Est et du Sud du pays des centrales d'une capacité totale de près de 50MW.

Centrales du Réseau Interconnecté				
Site	Puissance instantanées (MW)	Puissance garantie à la pointe (MW)	Nombres de groupe	Type
Sélingué	46,24	27	4	Hydroélectrique
Sotuba	5,7	5	2	Hydroélectrique
Sopam	56	55	5	Diesel
Darsalam	44,64	30	10	Diesel
BID	60	57	6	Diesel
Balingué	32,65	21	9	Diesel

Manantali	104	72,8	5	Hydroélectrique
Total	349,23	267,8	41	

Tableau N° 1 : Centrales du réseau interconnecté de EDM-SA

A l'annexe II, nous donnons une présentation du réseau EDM-SA par la figure N°4 : Schéma unifilaire du réseau EDM-SA

1.4.2 Réseau SOMELEC :

Les sites de production ne sont pas interconnectés à cause de l'étendu du territoire et de l'éparpillement des villes électrifiées ainsi que la faiblesse de leurs demandes en énergie électrique.

Toute la production de SOMELEC est d'origine thermique Diesel (fuel et gas-oil).

Les deux centrales les plus importantes sont :

- Nouakchott équipée de 6 groupes de 7MW chacun
- Nouadhibou (4groupes de 5,5MW).

La puissance installée du parc national constitué de 27 centrales est 96,62MW.

Le réseau de transport est essentiellement composé :

- des lignes d'interconnexion de l'OMVS qui comportent 933km de Lignes en 225kV et de 187km de lignes en 90kV sur le territoire mauritanien ;
- de la ligne de 90kV Rosso à la Station de Pompage Keur Messine
- des postes du RIMA Kaédi, Boghé, Rosso et Nouakchott.

Le réseau OMVS couvre le tiers des besoins de Nouakchott et alimente également les villes mauritaniennes de Rosso, Kaédi, Boghé situées dans la vallée du fleuve Sénégal.

A l'annexe II, nous donnons une présentation du réseau SOMELEC par la figure N°5 : Schéma unifilaire du réseau SOMELEC

1.4.3 Réseau Senelec :

Le système électrique du Sénégal comprend un Réseau Interconnecté (RI) et des centres isolés (CI) de production autonome par localité.

La puissance totale installée de production est de 634,9MW. Mais différentes contraintes dont la vieillesse de certains équipements, font que la puissance assignée du parc de production n'est que de 575,4MW en 2009. Cette puissance est répartie comme suite :

- ❖ Réseau interconnecté : 538,8MW
 - Production propre de Senelec : 293, 8MW
 - ✦ Centrale à vapeur : 76MW ;
 - ✦ Production Diesel : 167,8MW ;

- ✦ Turbine à Gaz : 50MW
- Production privée : 245MW
 - Kahone : 67,5MW,
 - Kounoune power : 67,5MW ;
 - Hydroélectrique de Manantali : 60MW
 - GTI : 50MW

❖ Réseau non interconnecté : 36, 6MW

Au Sénégal, le réseau de transport comprend, un réseau national et supranational.

Le réseau national comprend 327,5km de lignes 90kV et 8 postes de transformation 90/30kV d'une puissance installée totale de 1127MVA et un poste de répartition HT (SOCOCIM).

Le réseau supranational comprend les 945km de la ligne 225kV Manantali – Matam – Dagana – Sakal – Tobène. Il alimente les postes 225/90kV de Tobène, et les postes 225/30kV suivants : Matam, Dagana et Sakal.

A l'annexe II, nous donnons une présentation du réseau Senelec par la figure N°6 : Schéma unifilaire du réseau Senelec

II. HYPOTHESE DE TRAVAIL ET OBJECTIFS DU TRAVAIL

Dans le cadre du projet de fin d'études en Master Spécialisé M2GEER, j'effectue mon stage au sein de Eskom Energie Manantali sa, une filiale de Eskom Enterprises qui est un Membre de Eskom Holdings Afrique du Sud.

Actuellement l'entreprise a un contrat d'exploitation et de Maintenance du patrimoine énergie de Manantali (Barrage, ouvrages de production et de transport d'énergie) avec la SOGEM qui représente les états de l'OMVS.

L'Ingénieur du Dispatching, en collaboration avec le Chef de Section Protection, m'a confié l'étude technique de la stabilité du système à savoir :

« Analyser l'ensemble du plan de protections du RIO et les règles d'exploitation afin de faire des recommandations conduisant à une plus grande stabilité du système existant et futur ».

Le dossier technique sera rédigé sur la base de moyens mis à disposition qui sont : le logiciel de simulation sur les écoulements de charge, les plans de protections du Réseau Interconnecté de Manantali (RIMA) et des Sociétés d'électricités (SdE) des trois pays de l'OMVS Mali, Mauritanie et Sénégal, les procédures d'exploitation du RIMA, les rapports techniques d'incidents de 2010 et les cas de black-out total sur le RIO durant les trois dernières années (2008 – 2010).

Il s'agit d'identifier clairement les causes des « black-out », faire des simulations pour divers scénarios, tirer des conclusions aussi bien pour le RIMA que pour l'ensemble du RIO et en sortir des recommandations requises.

Les deux (02) récents incidents de 2010 du 26 novembre à 15H10mn et du 15 décembre à 11H02mn en sont une bonne illustration.

❖ Incident du 26 novembre 2010 à 15h10mn

Cause :

Poste HT Manantali : A la fermeture du disjoncteur 225 kV du Transformateur 225/30 kV, après un déclenchement, suite à un défaut.

Description de l'incident :

Vendredi le 26/11/2010 à 15h 10mn 05s, à la suite de la fermeture du disjoncteur 225 kV du Transformateur 225/30 kV de Manantali, les disjoncteurs 225 kV des groupes 2 et 3 (les deux groupes couplés sur le réseau) ont déclenché.

Le déclenchement des disjoncteurs de groupe est consécutif au fonctionnement de la protection différentielle groupe, qui a également occasionné l'émission du CO2 pour la

protection de l'alternateur..

Le retrait des deux (02) groupes a provoqué une surtension sur le Jeu de barres 225 kV qui a fait déclencher le disjoncteur 225 kV du Transformateur 225/30 kV avec le fonctionnement de sa protection de maximum de tension (U).

Le disjoncteur 225 kV du Transformateur 225/90 kV de Matam a aussi déclenché par fonctionnement de la protection overflux du Transformateur.

Conséquences :

Interruption de la production d'énergie à la Centrale de Manantali pendant 10 mn.

Surtension sur le Jeu de barres 225kV de Manantali $U=256.7$ kV

Déclenchement des groupes G2 et G3 de Manantali avec émission de CO2.

Fréquence enregistrée : $f_{\min} = 48.7$ Hz à Manantali

Interruption de fourniture d'énergie à SOMELEC aux Postes de Kaédi (45 mn) et Boghé (42 mn)

Interruption de fourniture d'énergie à EDM sur le départ Bafoulabé pendant 06h01mn.

❖ **Incident du 15 décembre 10 à 11h02mn**

Cause :

Poste HT Matam : Ouverture accidentelle du disjoncteur 225kV Ligne Dagana

Description de l'incident :

Mercredi le 15/12/2010 à 11h 02mn, à la suite de l'ouverture accidentelle (fausse manœuvre du Dispatching) du disjoncteur 225 kV de la ligne Dagana à Matam, les disjoncteurs 225 kV des 03 groupes en service (G2, G3 et G5) à la centrale de Manantali ont déclenché.

Tout a commencé avec le retrait de 02 groupes sur le réseau Senelec occasionnant une dégradation de la fréquence du réseau (48.9 HZ) et une baisse de la tension sur le jeu de barres 225 kV de Tobène (206 kV).

Face à cette situation, l'Opérateur Dispatching a voulu ouvrir le disjoncteur 225 kV de la réactance barres de Matam et s'est trompé à ouvrir le disjoncteur 225 kV de la ligne Dagana à Matam.

L'ouverture du disjoncteur 225 kV de la ligne Dagana à Matam a eu comme conséquences une brusque élévation de la fréquence du réseau et de la tension, surtout sur le jeu de barres 225 kV de Matam, ce qui entraîna le déclenchement des disjoncteurs 225 kV des groupes G2, G3 et G5 par sur-fréquence.

Conséquences :

Déclenchement des groupes G2, G3 et G5 de Manantali suivi d'un Black-out sur le RIMA.

Surtension sur le Jeu de barres 225kV de Manantali $U=270$ kV

Fréquence enregistrée : $f_{\min} = 48.9$ Hz à Manantali

Interruption de fourniture d'énergie à EEM-sa à Kodialani pendant 0H48mn.

Interruption de fourniture d'énergie à SOMELEC à Nouakchott pendant 01H16mn.

Interruption de fourniture d'énergie à SENELEC à Tobène pendant 01H12mn.

Le présent projet vise à harmoniser le réglage du système de protections sur l'ensemble du RIO, corriger les insuffisances dans les consignes et dans la maîtrise des consignes d'exploitation du système interconnecté de Manantali (RIMA). Ces dits objectifs à atteindre permettront de :

- Disposer d'un plan de sélectivité du système de protection du RIO
- Disposer d'un plan de défense face aux perturbations importantes
- Disposer de règles d'exploitation requises mises à jour
- Enfin, de garantir une exploitation sécurisée et une meilleure continuité de service sur l'ensemble du Réseau Interconnecté de l'OMVS (RIO).

Le début de la réalisation est prévu à partir du 1^{er} juin 2011, je dispose donc de deux mois pour la réalisation du dossier technique.

III. MATERIELS ET METHODES

3.1 Réseau interconnecté de Manantali (RIMA) :

Le réseau Interconnecté de Manantali est composé de la centrale hydroélectrique de Manantali et de douze (12) postes repartis entre les systèmes Est et Ouest.

Centrale Hydroélectrique de Manantali

Le barrage de Manantali est situé sur le Bafing à 90 km au sud-est de Bafoulabé au Mali. En juin 1982 ont débuté les travaux de construction de cet ouvrage.

Le barrage de Manantali tel qu'il a été conçu est un barrage régulateur hydroélectrique. Il permet entre autre:

- L'irrigation de 225000 ha de terres dans la vallée à la cote normale de 208 m IGN.
- La navigabilité du fleuve Sénégal durant toute l'année de Saint-Louis à Kayes.
- La production d'énergie électrique de 800 GWH par an en moyenne

La centrale comprend cinq (05) groupes dont chacun a une puissance active de 40MW et réactive de 25MVar. Les groupes sont munis de :

- Alternateur : 47 MVA/11 kV /2467A, facteur de puissance : 0.85, fréquence : 50 Hz, vitesses de rotation : 214 tr/mn
- Transformateur : 11/225 kV de 47 MVA

Le poste HT de Manantali comprend deux (02) jeux de barres 225 kV et deux départs 225 kV (systèmes Est et Ouest).

❖ Système Est :

Le système Est est composé d'une ligne de 225 kV d'une longueur de 302 km de Manantali à Kodialani en passant par Kita, et d'une ligne de 150 kV d'une longueur de 22 km de Kodialani à Sirakoro. Il existe deux (02) réactances lignes à Manantali et à Kodialani. Le poste de Kita est en piquage.

Le tableau ci-dessous montre les différents composants de ce système

Systèmes Est			
Postes	Transformateur	Réactance	Lignes
Kita	225/30 kV de 20 MVA		225 kV
Kodialani	2x225/150 kV de 75 MVA	Réactance ligne de 25 MVar	225 kV
Manantali	225/30 kV de 20 MVA	Réactance ligne de 25 MVar	225 kV
Sirakoro			150 kV

Tableau N°2 : Système Est RIMA

❖ Système Ouest

Le système Ouest comprend le poste de Kayes et les postes en Mauritanie et au Sénégal. Il y a sept (07) postes en 225 kV et deux (02) de 90 kV.

Systèmes Ouest				
Postes	Transformateurs	Réactances	Capacitances	Lignes
Kayes	225/90 kV - 20 MVA	R _{xL} de 25 MVar	R _{cS} de 3*7,5 MVar	225 kV
	225/30 kV – 20 MVA	R _{xB} de 20 MVar		
Matam	225/90 kV - 20 MVA	R _{xL} de 25 MVar	R _{cS} de 3*7,5 MVar	225 kV
	225/30 kV – 20 MVA	R _{xB} de 20 MVar	R _{cS} de 3*7,5 MVar	90 kV
Dagana	225/30 kV – 20 MVA	R _{xL} de 25 MVar	R _{cS} de 3*7,5 MVar	225 kV
		R _{xB} de 20 MVar		225 kV
Sakal	225/30 kV – 50 MVA	R _{xB} de 20 MVar		225 kV
Tobène	225/30 kV – 75 MVA x 2	R _{xB} de 20 MVar		225 kV
Kaédi	90/15 kV - 10 MVA			90 kV
Boghé	90/15 kV - 10 MVA			90 kV
Rosso	225/33 kV - 20 MVA			225 kV
	33/15 kV-5 MVA			
Nouakchott	225/33 kV - 75 MVA	R _{xB} de 20 MVar		225 kV

Tableau N°.3 : Système Ouest RIMA

Les longueurs et niveaux de tension des lignes sont les suivants :

Système	Ligne	Tension (kV)	Longueur (km)
Ouest	Manantali – Kayes	225	184
	Kayes – Matam	225	256
	Matam – Dagana	225	267
	Dagana – Sakal	225	114
	Sakal – Tobène	225	124
	Dagana – Rosso	225	37
	Rosso – Nouakchott	225	189
	Matam – Kaédi	90	87
	Kaédi – Boghéé	90	96
Est	Manantali- Kita – Kodialani	225	306
	Kodialani – Kalabankoro - Sirakoro	150	22

Tableau N°.4 : Longueurs et tension des lignes du RIMA

Soit un total de :

- **1477** km pour les lignes 225 kV
- **183** km pour les lignes 90 kV
- **22** km pour la ligne 150 kV

3.2 Dispatching de Manantali

Le **dispatching** ou **centre de conduite** est un maillon essentiel dans un réseau électrique. Il assure la coordination entre les différents acteurs, la surveillance et la conduite en temps réel tout en faisant respecter les règles d'exploitation sur les systèmes hautes tension dans le but de garantir un service de qualité et sécurisé aux clients. Il a pour rôle aussi :

- la conduite du réseau par l'agent de conduite
- Assurer la sauvegarde des informations à travers le SCADA

L'équipement du centre de contrôle et de conduite de Manantali est constitué de serveurs SCADA/EMS et HIM, de calculateurs frontaux ainsi que de postes de travail, de maintenance et d'étude en plus du tableau synoptique et du système d'horloge GPS. Le réseau local du centre de dispatching suit une configuration 100/10BaseT.

3.3 Recueils des rapports techniques d'incidents du RIMA de 2008 à 2010

A partir des données disponibles, les incidents du RIMA de 2008 à 2010 ont été recensés et classés pour notre étude. (Tableau N° 5.1, 5.2, 5.3, 6.1, 6.2, 6.3 et 7 de l'annexe III)

On peut regrouper les incidents en deux types selon l'évolution des dynamiques:

Dynamiques lentes (1mn à 10s):

- Cascade de surcharges
- Ecoulement de tension

Dynamiques rapides (quelques 100s ms à s):

- Ecoulement de fréquence
- Perte de synchronisme

Phénomène	Cause Initiale	Cause d'écroulement	Conséquences
Cascade de surcharges	Surcharge de quelques lignes et /ou transformateurs	Cascade de surcharges des lignes par report de charge	<ul style="list-style-type: none"> • Ecoulement de la tension • Perte de synchronisme • Ilotage • Blackout
Ecroulement de tension	<ul style="list-style-type: none"> - Manque de réserve de puissance réactive - Transits importants de puissance active 	Actions des régleurs en charge	<ul style="list-style-type: none"> • Cascades de surcharges • Perte de synchronisme • Blackout
Ecroulement de fréquence	<ul style="list-style-type: none"> - Déséquilibre production-consommation - Manque de 	Déclenchement de groupe de production ⇒ protection de sous-vitesse	Blackout

	réserves primaires		
Perte de synchronisme	<ul style="list-style-type: none"> - Court-circuit - Contraintes de flux de puissance - Ecrroulement de tension 	Déclenchement de groupe de production	<ul style="list-style-type: none"> • Séparation de système • Blackout

Tableau N° 8 : Types d'incident de réseau électrique

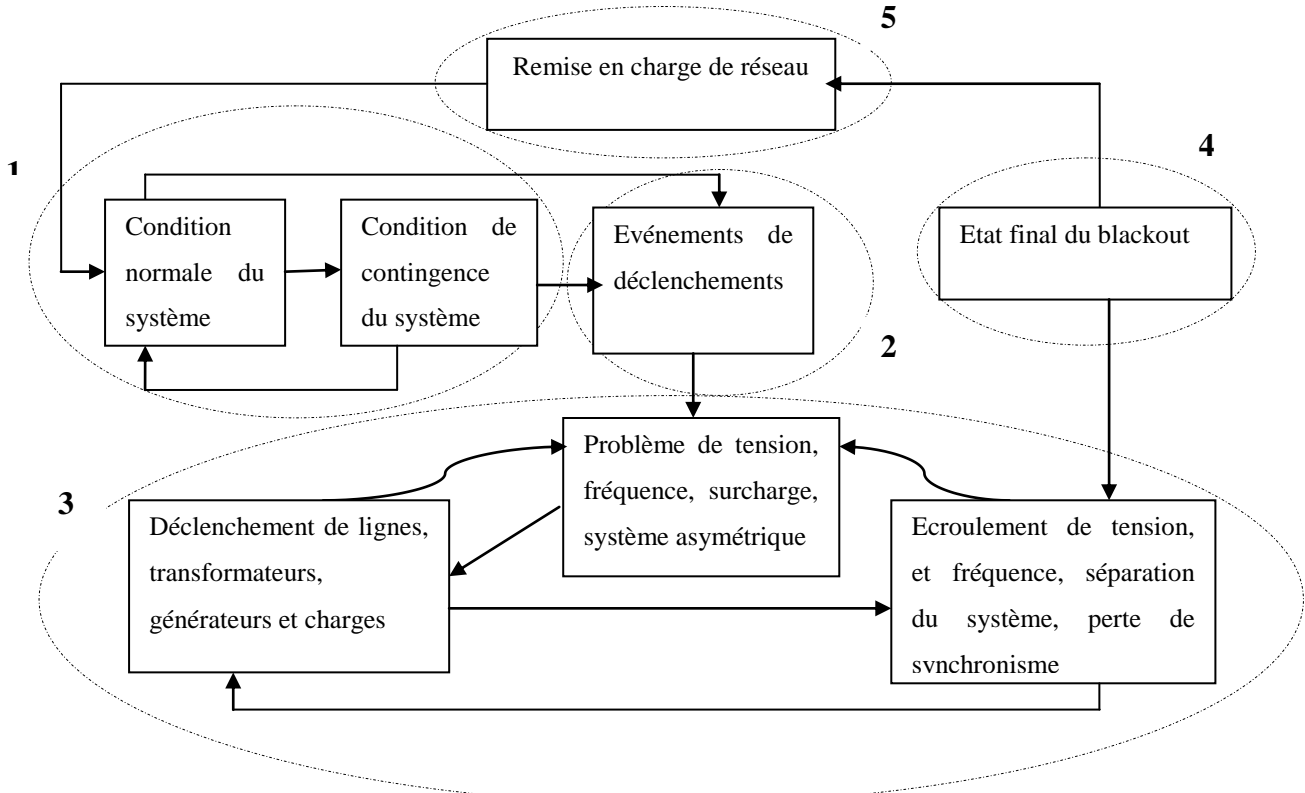
3.4 Cas de Black-out total sur le RIO de 2008 à 2010

Un blackout est un Incident majeur dans les réseaux caractérisé par l'étendue géographique, le nombre de clients non alimentés (profondeur) et durée. Ses conséquences peuvent être d'ordre : économique, sociale, sécurité des consommateurs sensibles.

Les règles de base pour les Mécanismes de formation des incidents majeurs sont :

- Critère de sécurité (N-1)
- Seules les perturbations dites « probables » sont pris en compte
- Face aux perturbations peu probables: mécanismes d'urgence (protections, délestage de charge, plan national de défense, ...)
- Solidarité du réseau interconnecté

Nous décrivons ci-dessous le mécanisme général des blackouts :



1. Pré-condition 2. Événements initiaux 3. Cascades d'événements 4. Etat final 5. Restauration:

Figure N° 7 : Mécanismes des blackouts.

Pour notre étude, nous avons recensé trois (3) cas de blackouts sur le RIO de 2008 à 2010 pour une question de volume de travail et surtout de temps.

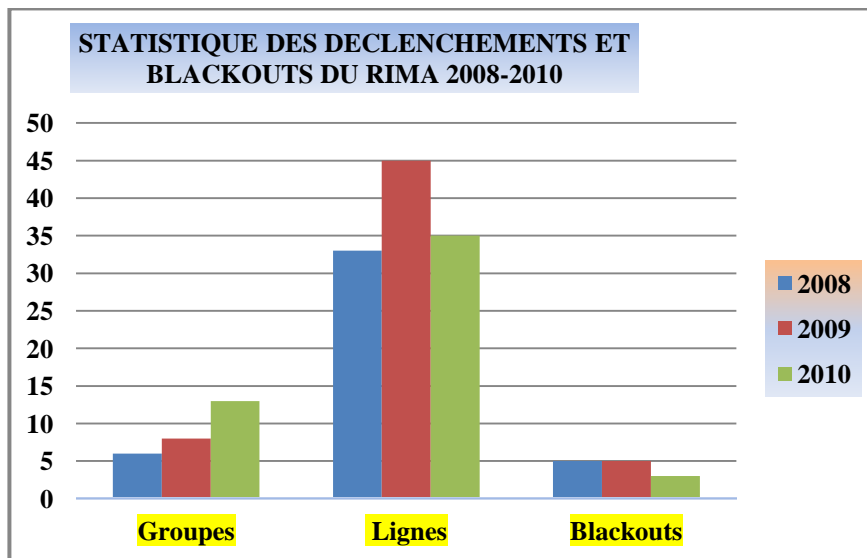


Figure N° 8 : Statistique des Incidents du RIMA 2008 - 2010

3.5 Outils de supervision et de contrôle (SCADA) du RIMA:

3.5.1. SCADA :

SCADA (**S**upervisory **C**ontrol **A**nd **D**ata **A**cquisition) est un ensemble d'outils permettant le Contrôle et la supervision des états des équipements du réseau, d'acquérir des données analogiques et numérique (mesure des puissances, tension et fréquence, impulsions de compteur d'énergie, position de disjoncteurs, etc....) sur le réseau en temps réel et de les archiver afin de faire leurs reconstructions à tout moment. Il nous permet de télécommander des équipements de coupure et de faire des études et simulations etc.

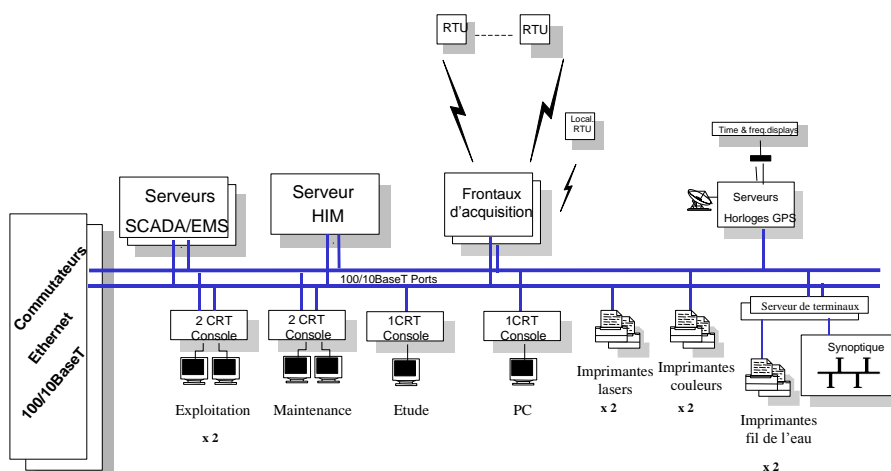


Figure N° 9 : Configuration matérielle du SCADA

3.5.2. Outils de Simulation

L'outil de simulation est le logiciel EUROSTAG. C'est un logiciel dédié à la simulation dynamique des réseaux électriques pour la stabilité transitoire à moyen et long terme. Il permet l'analyse de phénomènes transitoires tels que les courts circuits, les déclenchements de ligne, de groupe, etc.

EUROSTAG a été développé conjointement par RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉNERGIE (RTE) et TRACTEBEL ENGINEERING SA.

Ce logiciel d'analyse de stabilité transitoire EUROSTAG s'exécute dans un environnement qui lui est propre et localisé sur le poste opérateur réservé aux Etudes. Il est indépendant du système EMP et peut donc être lancé, utilisé, et arrêté sans contrainte par l'opérateur.

3.6 Plan de protection du RIMA :

3.6.1 Relais de protections utilisés sur le RIMA

Les relais de protections utilisés sur le RIMA sont de type numérique. Les marques existantes sont :

- **Alstom (Areva) :** *Micom P343, Micom P121, Micom P122, Micom P921, KCEG 142, KBCH 120, KBCH 130, KVGC 202, KAVS100, EPAC 3000, PXLN 3000, DIFB CL*, utilisé pour les protections des groupes de Manantali et une bonne partie dans les postes HT ;
- **ABB :** *REL 531, REL 561, RED 521, REL 316*, comme protection principale de distance ou de différentielle ligne sur le système Ouest et 02 autres à Kodialani et Sirakoro ou même de différentielle barres à Rosso et Nouakchott ;
- **Siemens :** *7SJ622, 7SA522, 7UT513, 7RW600*, pour la presque totalité des protections des lignes HT, transfos et réactances des postes HT de Rosso et de Nouakchott ;
- **General Electric (GE) :** *ALPS, SR745, DFF*, utilisé seulement dans les postes HT de Boghé et de Kaédi ;
- **MERLIN GERIN :** *SEPAM 2000, SEPAM 1000*, se trouve sur les cellules HTA 30 kV du Mali et du Sénégal ;
- **ARTECHE :** *PL50IR, PL50SY*, comme protections des cellules 33 et 15 kV de Nouakchott et Rosso, récemment remplacées par des relais MiCOM P122 et P123
- **EFACEC :** *TPU S400*, pour les protections des cellules 15 kV de Boghé et de Kaédi.

Les relais auxiliaires instantanés 110 et 48 V continu sont de types :

- Finder
- TEC 2000 et 2246
- RELCOM – C4

- ARTECHE BJ8 et RD2
- COMAT - C4 et C5

3.6.2 Régime de neutre

- Le neutre 225 kV et 90 kV est mis directement à la terre au point neutre de l'enroulement étoile des transformateurs de puissance 225/90 kV, 225/33 kV, 225/30 kV et 90/15 kV à chaque poste.
- Les réseaux 33 kV, 30 kV et 15 kV (sauf sur le 15 kV à Rosso où le projet d'installation d'une BPN est en cours) sont exploités avec mise à la terre du point neutre par une résistance limitant le courant à une valeur de 300A.
- Centrale de Manantali : les alternateurs sont mis à la terre par une résistance :
 $R = 254 \Omega$

3.6.3 Plan de délestage appliqué dans le Réseau Interconnecté de l'OMVS (RIO)

Le RIO est composé du RIMA plus les Réseaux Interconnectés de trois (03) Pays membres de l'OMVS, à savoir le Mali, la Mauritanie et le Sénégal.

Le taux de la charge totale à délester est le suivant :

- Stade 1 : 49.0 HZ - 20% - 200ms
- Stade 2 : 48.5 HZ - 25% - 200ms
- Stade 3 : 48.0 HZ - 25% - 200ms
- A ces seuils de délestage de fréquence, il est associé des gradients de fréquence pour l'accélération du stade.
 - 1,2 Hz/s : déclenchement instantané du 1er et 2ème stade
 - 2,5 Hz/s : déclenchement instantané du 1er, 2ème et 3ème stade.

Pour rappel, les seuils de réglage au niveau de la centrale de Manantali sont :

- Pour les turbines :
 - Sur fréquence : 70 HZ
 - Sous fréquence : 21.25 HZ
- Pour les alternateurs
 - Sur fréquence : 52.5 HZ – 5s (alarme) et 54.5 HZ – 0s (déclenchement)
 - Sous fréquence : 49 HZ – 2s (alarme) et 47.5 HZ – 10s (déclenchement)

3.6.4 Protections utilisées dans le Réseau Interconnecté de Manantali (RIMA) :

3.6.4.1 Groupes de Manantali

♠ Protection différentielle de l'alternateur

La protection différentielle de l'alternateur agit en cas de défaillance des enroulements du

stator ou de l'isolement des raccordements. Elle permet de détecter de tels défauts et de limiter l'importance de l'avarie et par suite, les coûts de réparation.

La protection différentielle utilise le principe selon lequel le courant aura une valeur identique en entrée et en sortie de la zone de protection. Toute différence entre ces courants signale la présence d'un défaut dans la zone.

Le réglage adopté est de 10% I_n (250A).

♣ **Protection à minimum de fréquence**

La mini fréquence est la conséquence d'un dépassement de la capacité du générateur par la charge du réseau électrique.

Deux seuils de réglage sont adoptés :

- Seuil d'alarme : 49HZ avec une temporisation de 2s
- Seuil de déclenchement : 47.5 HZ avec une temporisation de 10s

♣ **Protection à maximum de fréquence**

Le fonctionnement à maximum de fréquence de l'alternateur survient quand la puissance mécanique appliquée à l'alternateur est supérieure à la charge électrique et aux pertes mécaniques.

Deux seuils de réglage sont adoptés :

- Seuil d'alarme : 52.5 HZ avec une temporisation de 5s
- Seuil de déclenchement : 54.5 HZ, instantané

♣ **Protection contre la perte d'excitation**

Une perte d'excitation totale peut être la conséquence, soit d'un déclenchement accidentel du circuit d'excitation, soit d'une ouverture de circuit ou même d'un court-circuit survenant sur le circuit d'excitation.

Le réglage adopté est le suivant :

- $X_{a1} = 780 \text{ m}\Omega$ avec une temporisation de 2s
- $X_{b1} = 3 \Omega$

♣ **Protection thermique inverse**

Il s'agit d'une protection contre les situations de déséquilibre. Le déséquilibre de charge peut survenir suite à la perte de charge d'une seule phase, en présence de défauts asymétriques non éliminés ou répétitifs.

Le réglage adopté est le suivant :

- 150 A – 10s
- 200 A K = 20s

♣ **Retour de puissance**

Un alternateur est conçu pour fournir de l'énergie au réseau connecté en fonctionnement normal. Si le générateur de force motrice de l'alternateur tombe en panne, un alternateur monté en parallèle avec une autre source d'alimentation électrique commencera à se comporter en moteur. C'est cette inversion de débit de puissance due à la perte du générateur de force motrice qui correspond au retour de puissance.

Le réglage adopté est de : 1MW avec une temporisation de 5s.

♣ **Protection à minimum de tension**

L'une des raisons pour une sous tension est la défaillance du régulateur automatique de la tension.

Deux seuils de réglage sont adoptés :

- Seuil d'alarme : $0.85U_n - 3s$
- Seuil de déclenchement : $0.64U_n - 1.5s$

♣ **Protection à maximum de tension**

La surtension peut être consécutive à un décrochage de l'alternateur du réseau ou à un défaut du régulateur automatique de tension.

Deux seuils de réglage sont adoptés :

- Seuil d'alarme : $1.2U_n - 2s$
- Seuil de déclenchement : $1.3U_n - 0s$

♣ **Protection contre le flux excessif**

Le flux excessif ou la surexcitation se produit si le rapport de la tension à la fréquence dépasse certaines limites. Une haute tension ou une basse fréquence provoque une augmentation du rapport V/Hz, en engendrant des densités de flux élevées dans le noyau magnétique de la machine.

Le réglage est de 253 V/Hz pour une temporisation de 10s.

♣ **Protection de neutre alternateur**

Le fait que l'alternateur est mis à la terre à travers une résistance de 250 Ω , le niveau du courant de défaut de terre est considérablement limité.

Le réglage est le suivant : 1.7A pour une temporisation de 100ms.

♣ **Protection de maxi de courant avec retenue de tension**

Le réglage appliqué est le suivant : $1.5I_n - 0.7U_n$ avec une temporisation de 3s

3.6.4.2 Lignes HT

Deux (02) types de protection sont utilisés suivant le cas :

- La protection différentielle de ligne
- La protection de distance

En plus de la fonction différentielle (87L) ou de distance (21L), les autres fonctions de protection utilisées sur les lignes du RIMA sont :

- La fonction de directionnelle de terre (67N)
- La fonction de réenclencheur (79)
- La fonction de contrôle de synchronisme (25)
- La fonction de défaillance disjoncteur (50BF)
- La fonction de minimum de tension (27)
- La fonction de maximum de tension (59)

En voici les réglages adoptés :

⊗ **Fonction de distance (21L)**

Les réglages sont établis différemment selon la ligne qui est protégée.

Pour un cas général, on adopte :

- Zone 1 : 80% - T1 = 0ms
- Zone 2 : 120 – T2 = 300ms
- Zone 3 : 150% - T3 = 500ms
- Zone 4 : 150% - T4 = 2500ms

⊗ **Fonction de différentielle ligne (87L)**

Les principaux réglages sont établis comme suit :

- Courant de fonctionnement différentiel minimum : 20% *I1b
- Pente n°1 de stabilisation : 30%
- Pente n°2 de stabilisation : 150%

Intersection entre la pente n°1 et la pente n°2 : 2*I1b

⊗ **Fonction de directionnelle de terre (67N)**

La fonction utilisée est la fonction directionnelle de terre à temps dépendant (TEF). Elle est combinée avec la fonction de schéma de téléaction (EFC) afin de pouvoir réduire le temps de fonctionnement de la fonction directionnelle de terre.

Le schéma de téléaction utilisé ainsi que les réglages associés dépendent du type de ligne protégée.

Au final, cette fonction de protection permet de n'être sensible que sur des défauts terre côté ligne protégée, tout en garantissant un temps rapide d'élimination du défaut.

Le réglage ampèremétrique est établi à 10% *InTC

⊗ **Fonction de réenclencheur (79)**

Le réenclencheur utilisé est basé sur un seul cycle de ré enclenchement : cycle rapide égal à 0.7s.

Sur le premier cycle, il est choisi de faire systématiquement un réenclenchement monophasé.

⊗ **Fonction de contrôle de synchronisme (25)**

Les principaux réglages sont établis comme suit :

- Déphasage angulaire entre la tension barre et la tension ligne : 20°
- Autorisation de refermeture automatique et manuelle sur : Ligne morte / Bus vivant et Bus mort / Ligne vivante.
- Limite de tension haute : $80\% * U_b$
- Limite de tension basse : $20\% * U_b$
- Différence de fréquence : 0.15 Hz
- Différence de tension limite : $35\% * U_b$

⊗ **Fonction de défaillance disjoncteur (50BF)**

Le réglage ampèremétrique est fixé à 10% d' I_n , et permet ainsi d'assurer une protection de défaillance disjoncteur sensible.

Le réglage chronométrique doit être supérieur au temps d'ouverture du disjoncteur ajouté au temps de retombée de la protection de défaillance disjoncteur. Un réglage à 150ms permet de respecter cette contrainte, tout en garantissant un temps de fonctionnement acceptable. A noter enfin qu'une seule temporisation est utilisée.

⊗ **Fonction de minimum de tension (27)**

$U < 80\% U_n$, temporisé sélectivement au-dessus des protections principales et de secours : 5s. Cette fonction sera utilisée en cas de manque de tension.

⊗ **Fonction de maximum de tension (59)**

- 1^{er} seuil ($U >$)
 - Application : disjoncteur fermé dans le poste respectif.
Enclenchement des réactances shunt du poste (pouvant être sélectionné localement et à partir du Dispatching)
 - Réglage : $115\% U_n / 3s$
- 2^{ème} seuil ($U \gg$)
 - Application : disjoncteur fermé dans le poste respectif.
Télé déclenchement de l'extrémité source de la ligne.
 - Réglage : $125\% U_n / 1s$.

3.6.4.3 Transformateurs de puissance

✚ Fonction de distance Transfo (21T)

Ces protections sont installées côté 225 kV des transformateurs de puissance. Elles sont utilisées pour protéger les transformateurs en secours des protections différentielles (KBCH 120 ou KBCH 130).

Sur ce type d'application, aucun schéma de téléaction n'est utilisé, et les réglages de zone sont établis comme suit :

- Zone 1 aval (côté transformateur) = $80\% * Z_{\text{transfo}} / 0s$
- Zone 2 aval = $100\% * Z_{\text{transfo}} / 1s$
- Zone 3 aval = $120\% * Z_{\text{transfo}} / 1.5s$
- Zone 4 aval = Zone 3 aval
- Zone 5 amont : réglé au cas par cas ; temporisation = 3s

✚ Fonction de maximum de courant de phase (50)

Le seuil à maximum de courant de phase est réglé de telle sorte à ne voir que les défauts phases dans le transformateur.

Dans ce but, il est réglé à 120% au-dessus du courant de défaut maximum calculé pour un défaut au secondaire du transformateur et temporisé à 0.1s.

La valeur maximale du courant de défaut pour un défaut situé au secondaire du transformateur est calculé à partir :

- 1) de la valeur maximale du courant de défaut triphasé sur le jeu de barres 225 kV
- 2) de l'impédance de court-circuit du transformateur

La valeur maximale du courant de défaut est calculée au cas par cas.

✚ Fonction de protection terre (51N)

Cette fonction de protection est connectée en sommation résiduelle sur les 3 TC phases du départ transformateur (côté 225 kV).

Le seuil ampèremétrique terre est réglé à environ 20% du courant de défaut terre minimal sur le jeu de barres 225 kV. Il est temporisé à 1s afin de garantir le non fonctionnement de cette protection durant un cycle de réenclenchement rapide (0.7s) suite à l'apparition d'un défaut terre sur la ligne HTA.

✚ Fonction de différentielle Transfo (87T)

- Seuil bas : $I_{d>} = 0.2 I_n$
- Seuil haut $I_{d>>}$

Ce seuil instantané permet une élimination plus rapide pour les défauts internes sévères et n'est pas bloqué en condition de courant d'enclenchement ou de flux excessif transitoire. Par

conséquent, il est réglé au-dessus de la valeur crête maximale estimée pour le courant d'enclenchement. $I_{d>>} = 10 I_n$.

Fonction de terre restreinte (87N)

Les réglages sont établis en tenant compte du dimensionnement du TC.

Pour les transfos 225/30 kV – 20 MVA, les réglages suivants sont adoptés :

- Sur le neutre côté 225 kV : TI tore 50/1A, $I_{o>HT} = 0.2$, instantané
- Sur le neutre côté 30 kV : TI tore 400/1A, $I_{o>BT} = 0.3$, instantané

Fonction d'overfluxing (59F)

Les réglages sont établis en tenant compte de la courbe de tenue du transformateur en régime de surexcitation.

3.6.4.4 Réactances lignes et réactances barres

Les fonctions de protection utilisées sont :

► Protection de surintensité phases (50)

Ce seuil est réglé à $3.5 * I_{nTC} / 0.1s$.

► Protection différentielle de terre restreinte (87N)

Cette protection est utilisée comme protection principale contre les défauts terre.

Le principe de cette fonction est basé sur celui d'une protection différentielle à pourcentage, dont les réglages sont établis comme suit :

- Seuil différentiel : $I_{s1} = 20\% * I_n$
- Seuil à pourcentage : $I_{s2} = 1 * I_n$
- Pente 1 : $k1 = 0\%$
- Pente 2 : $k2 = 150\%$.

► Protection de surintensité terre (51N)

Ce seuil est utilisé en secours de la protection différentielle de terre restreinte. Il est réglé à $10\% * I_{nTC} / 0.1s$.

3.6.4.5 Jeux de barres 225 kV

Il est utilisé une protection différentielle de barres dont les réglages sont réalisés en fonction des mesures des résistances de boucles. Cela concerne :

- La pente de la caractéristique de pourcentage
- Le seuil d'alarme filerie $I_{d>}$
- Le seuil de déclenchement $I_{d>>}$

3.6.4.6 Capacités séries

▪ Protection de déséquilibre de condensateurs

- seuil d'alarme : 2.2 mA – 2s

- seuil de contournement inférieur : 4.34 mA – 1s
- seuil de contournement supérieur : 4 A – 0.1s
- niveau d'activation courant de ligne : 100A
- **Protection de surcharge de condensateurs**
- temporisation pour le rappel du verrouillage temporaire : 15 mn
- temporisation pour le rappel de la réinsertion automatique : 60 mn
- nombre de réinsertions permises : 3

3.6.4.7 Départs 30 kV

✦ fonction réenclencheur (79)

Le réenclenchement utilisé est basé sur un seul cycle: cycle rapide égal à 0.7s.

✦ Fonction de court-circuit phases (50)

En l'absence d'informations sur les lignes 30 kV, le seuil de court-circuit est réglé à environ 50% du courant de court-circuit minimum calculé sur le jeu de barres 30 kV. De plus, il est temporisée à 0.4s, soit sélectivement au-dessous de la temporisation de l'arrivée 30 kV.

✦ Fonction de court-circuit terre (50N)

Cette fonction permet d'assurer une protection de court-circuit terre au niveau du départ ligne. Dans ce but, elle est réglée sélectivement au-dessous de la protection terre qui est réglée sur l'arrivée 30 kV.

✦ Fonction de contrôle de synchronisme (25)

Les principaux réglages sont établis comme suit :

- Déphasage angulaire entre la tension barre et la tension ligne : 20°
- Limite de tension haute : 32V
- Limite de tension basse : 13V
- Différence de fréquence : 0.15 Hz
- Différence de tension limite : 10V

3.6.4.8 Automates d'exploitation

Les automates d'exploitation utilisés sur le RIMA sont :

- 1- Les automates programmables utilisés dans le Poste HT et la Centrale de Manantali
- 2- Le régulateur de vitesse
- 3- Le régulateur de tension
- 4- Le dispositif de changeur de prises des transfos de puissance
- 5- L'enclenchement automatique des réactances à travers le relais de surtension
- 6- Le réenclencheur, bien que nous l'avons cité avec les fonctions de protection.

3.7 Règles d'exploitation du RIMA :

3.7.1 Présentation des règles d'exploitation ORVHS :

Les règles d'exploitation appliquées à Eskom Energie Manantali SA est traduite de l'ORHVS de Eskom Entreprises qui désigne : Operating Regulations for High Voltage Systems (Règles d'exploitation des systèmes haute tension)

C'est un document subdivisé en huit (8) sections. Tous les employés de EEM-SA travaillant dans les domaines de la haute tension doit y être formés. Des tests d'habilitation sont organisés tous deux ans pour donner des certificats d'autorisation à travailler ou opérer sur les équipements.

Les règles d'exploitation présentes stipulent les exigences minimum. Des exigences supplémentaires doivent être appliquées le cas échéant. Elles s'appliquent à toutes les activités d'exploitation, maintenance et construction sur les équipements haute tension d'ESKOM.

Leur but est :

- ◆ Assurer la sécurité de toutes les personnes
- ◆ Sauvegarder les équipements électriques des dommages.
- ◆ Sauvegarder la continuité de l'alimentation

Les règles présentes sont une extension de, et doivent être lues conjointement avec, la Occupational Health and Safety Act (Loi sur la Santé au Travail N° 85 de 1993 modifiée par la Loi N° 181 datant de 1993), et les règles stipulées là-dedans.

Dans le cas où le réseau Eskom est interconnecté avec celui d'une autre société, les instructions telles que nécessaires pour coordonner l'exploitation, seront délivrés comme une consigne spéciale sous l'autorité conjointe d'Eskom et la Société concernée.

Dans les situations où ces règles ne peuvent être respectées pour des raisons pratiques et à condition que la sécurité ne soit compromise, une dérogation doit être demandée par écrit au Directeur de l'Energie.

3.7.2 Présentation de la norme NOSA:

La norme en matière de sécurité en vigueur à Eskom Energie Manantali SA est NOSA qui signifie National Occupational Safety Association (Association Nationale pour la Sécurité au Travail).C'est une norme de sécurité née en Afrique du Sud mais aujourd'hui appliquée dans les cinq continents, surtout les pays anglophones. Cette norme comprend 5 sections qui réglementent la vie dans l'entreprise :

- ✦ Les locaux et les bâtiments (1.11, 1.12)
- ✦ Les machines et la protection individuelle (2.18 ; 2.40)

- ✦ La sécurité incendie et la sécurité ou services de gardiennage (3.01 ; 3.08) (badges, contrôle accès)
- ✦ La gestion des incidents (4.11 ; 4.12)
- ✦ La structure organisationnelle pour la mise en application (5.02 ; 5.12)

Ce système de gestion de santé et de sécurité NOSA est conforme à ISO 18001 : 2004 (International System Organisation) de l'Organisation Internationale de Normalisation.

3.7.3 Les règles de conduite du système électrique de Manantali

L'agent de quart en service au centre de conduite (Dispatching Manantali) est désigné « agent de conduite » selon les règles d'exploitation. L'agent de conduite est responsable pour exécuter les fonctions suivantes en plus des fonctions détaillées ailleurs dans les règles présentes dans la mesure où celles-ci s'appliquent :

- Assurer la sûreté des personnes et la continuité du service aux abonnés.
- Émettre des instructions pour mettre sous charge les installations et le contrôle de la fréquence et de la tension à propos du tronçon du réseau électrique sous son contrôle.
- Tenir le registre indiquant le temps et les détails de toute activité d'exploitation exécutée.

3.7.4 Principes fondamentaux

Il y a cinq (5) conditions à remplir avant que des travaux quelconques ne soient effectués sur des équipements Haute Tension

- Etre hors tension
- Etre isolés
- Etre mis à la terre
- Barricades et avertissements
- Certificat de consignation en vigueur
- Déclaration des ouvriers signée par les ouvriers

3.7.5 Conditions requises pour une exploitation sûre :

Toutes les manœuvres doivent être exécutées sous les ordres de l'agent de conduite

Avant de donner les instructions:

- la personne autorisée (pour les manœuvres dans les postes HT) et l'agent de conduite doivent discuter du travail à exécuter
- toutes les conditions risquées possibles
- confirmer l'état du schéma d'exploitation
- être d'accord sur les manœuvres à effectuer

3.7.6 Le formulaire d'instructions :

C'est un formulaire imprimé utilisé pour enregistrer les instructions données par l'agent de conduite en vue de l'opération et de l'assurance que la séquence correcte est suivie après que deux personnes ou plus ont convenu de la procédure d'exploitation.

3.7.7 Système de certificat de consignation :

Le but du système de certificat de consignation est d'assurer la sécurité du personnel et de la centrale au cours de la maintenance, de l'inspection et des réparations.

Le certificat est composé de trois parties :

La demande:

- pour identifier l'équipement sur lequel le travail doit se faire et la nature du travail en signifiant les points d'isolement et la position du dispositif de mise à la terre requise

Le permis:

- pour assurer que tous les travaux ou activités peuvent être effectués avec sûreté

L'annulation :

- pour informer la personne autorisée que :
 - ✓ tous les ouvriers ont été retirés
 - ✓ les travaux sont terminés
 - ✓ l'appareil peut être retourné en service

3.7.8 Le registre des travailleurs ou d'agent :

C'est un registre séparé, mais utilisé avec un permis de travail. Il assure que les travailleurs ont compris :

- qu'ils travaillent sous un permis de travail
- la nature du travail /activité
- les risques liés au travail /activité

3.7.9 Habilitation électrique :

C'est la reconnaissance, par l'employeur, de la capacité d'une personne à exécuter des travaux sur des installations électriques ou à proximité de conducteurs nus.

Eskom prévoit une formation initiale sanctionnée par un titre d'habilitation et un recyclage biennal.

Les conditions nécessaires à l'habilitation électriques :

- ◆ Une qualification technique et la connaissance des règles de l'art ;
- ◆ Une aptitude médicale ;

- ◆ Une formation à la sécurité électrique :
Formation théorique ; Formation pratique ; Attestation de formation ; Eventuellement stages complémentaires ;
- ◆ La délivrance du titre d'habilitation ;
- ◆ Un renouvellement de l'habilitation à chaque changement du champ d'application ou de modifications importantes des ouvrages électriques de l'entreprise.

Conformément à la norme NOSA, il existe deux types d'habilitation pour les travailleurs :

- ✓ Une Personne Responsable est un employé d'Eskom ou d'un entrepreneur qui a été autorisé par écrit à assumer la responsabilité d'effectuer en toute sécurité des travaux sur des équipements électriques.
- ✓ Un Opérateur Nommé est un employé autorisé par écrit à effectuer la commutation / coupure, la connexion, les tests de sécurité et la mise à la terre.

3.7.10 Principes Généraux D'exploitation du Réseau Interconnecté de l'OMVS (PGRIO).

Les règles d'exploitation du RIO sont contenues dans un document appelé : « Principes généraux de l'exploitation » (PGRIO).

Les Principes Généraux d'Exploitation du réseau interconnecté de l'OMVS s'inscrivent dans le cadre du protocole d'interconnexion signé par les Gouvernements des Etats membres de l'OMVS ainsi que par les Sociétés d'Electricité.

Le Comité Technique Permanent de l'Interconnexion (CTPI) est l'organe chargé de la mise en place et de la révision de toutes les règles et consignes relatives à l'exploitation du système électrique de l'OMVS à travers son interconnexion entre les trois SdE.

Le dispatching de Manantali est le principal chef d'orchestre du système en relation avec les centres de conduite ou dispatching nationaux des trois SdE.

La sécurité du système est assurée par un plan de défense qui repose sur :

- ❖ trois stades de délestage fréquence-métriques avec une accélération de stade par des relais gradient de fréquence :
 - 49,0 Hz – 0,2s – 20% de la charge
 - 48,5 Hz – 0,3s – 25% de la charge
 - 48,0 Hz – 0,3s – 25% de la charge

Le seuil de 1,2 Hz/s actionne les deux premiers stades alors que celui de 2,5 Hz actionne les trois stades

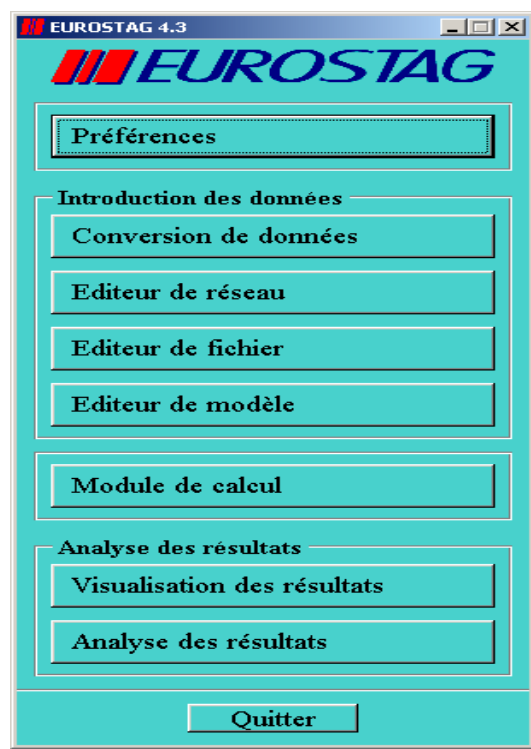
- ❖ un automatisme de découplage des réseaux (en fonction de la tension, de la fréquence et des puissances importées ou exportées)

- ❖ des charges interruptibles utilisées entre 49,7 à 49,5 Hz.

3.8 Utilisation du logiciel EUROSTAG 4.3 :

3.8.1 Présentation du Menu Général du logiciel EUROSTAG 4.3 :

La figure ci-dessous nous présente la vue du menu général de Eurostag 4.3 utilisé pour la simulation dans ce cadre de notre projet :



EUROSTAG 4.3

- Le premier item permet de définir les **Préférences** utilisateur
- L'item **Introduction des données** donne aux modules la préparation des données (étape 1 dans l'utilisation de Eurostag)
- Puis le Module de calcul permet de lancer des calculs de load flow, des Simulations Dynamiques et des recherches de temps critiques d'élimination de défaut (étape 2)
- L'item Analyses de résultats donne accès aux modules d'exploitation des résultats

Figure N° 10 : Menu principal Eurostag 4.3

3.8.2 Simulation dynamique Eurostag 4.3 :

La simulation dynamique implique de disposer des informations concernant :

- ◆ Le réseau c'est-à-dire les transformateurs, les lignes, la localisation des puissances injectées et consommées
- ◆ La machine c'est-à-dire les caractéristiques électromécaniques (inertie, réactance, constante de temps, etc....) et les caractéristiques dynamiques associées.
- ◆ La charge c'est-à-dire sa caractéristique dynamique.

La simulation dynamique avec Eurostag se fait suivant quatre (4) étapes :

- ✚ Tache1 : Introduction des données du réseau
- ✚ Tache2 : Introduction des données dynamiques
- ✚ Tache3 : Modélisations des régulateurs de tension et de vitesse
- ✚ Tache4 : Introduction des événements à simuler

IV. RESULTATS

4.1 Exécution du Calcul du Load Flow :

L'objectif des programmes de Calcul de Load Flow (écoulement de charges) est de déterminer :

- les puissances actives et réactives transitées par les différentes branches ;
- les tensions complexes aux divers nœuds ;
- les pertes encourues par les transits calculés ci avant.

L'état du réseau électrique dépend des données suivantes :

- les puissances actives et réactives injectées dans le réseau par les unités de production ;
- les puissances actives et réactives consommées aux divers nœuds ;
- les modules de tension en quelques nœuds choisis ;
- le nœud bilan choisi comme référence des phases.

Le calcul de Load Flow est fait à partir des données constituées par les caractéristiques internes et externes des équipements du réseau.

Dans notre étude, nous utiliserons les données déjà calculées par les précédentes études de FICHTNER. Mais nous allons compléter par similitude pour les extensions qu'à connues le réseau après 2005.

L'annexe V nous montre la base de données obtenue pour le calcul de load flow.

Le calcul de load flow par Eurostag 4.3 est basé sur les fichiers:

✓ Entrée :

Un fichier (.ech) contenant les informations relatives aux nœuds (notamment les puissances active et réactive produites et consommées), aux lignes et transformateurs.

✓ Sortie :

Un fichier binaire (.sav) utilisé par la Simulation Dynamique.

Un fichier (.lf2n) contenant les résultats pour être importés dans l'Editeur de réseau.

Afin d'avoir un résultat qui tient compte des différentes variations du réseau, nous procédons par trois types de scenarios :

- Faible charge
- Moyenne charge
- Forte charge

L'annexe VI constitue les résultats du calcul de load flow pour les trois (3) scenarios de

charges.

4.1.1 Scenario de faible charge

Pour le scenario de faible charge, nous avons choisit le cas où il y a un groupe sur cinq couplé à Manantali avec une charge totale de 63,15MW.

Nous voyons ci-dessous un exemple montrant les écarts entre les cas réels (relevés SCADA) et les résultats de l'exécution du load flow dans le simulateur.

Plan des tensions					
Poste HT	Jeu de barre	Tensions aux différents nœuds en Kv		Ecart	
		Relevés SCADA	Résultats Simulateur	kV	%
Manantali	225 KV	230,37	230,26	-0,11	-0,05%
Kita	225 KV	227,83	226,19	-1,64	-0,72%
Kodialani	225 KV	226,62	224,65	-1,97	-0,87%
	150 KV	152,78	153,01	0,23	0,15%
Kayes	225 KV	228,65	227,33	-1,32	-0,58%
Matam	225 KV	226,33	225,63	-0,7	-0,31%
	90 KV	89,96	90,01	0,05	0,06%
Dagana	225 KV	226,01	225,65	-0,36	-0,16%
Sakal	225 KV	222,68	223,37	0,69	0,31%
Tobène	225 KV	223,94	226,92	2,98	1,33%
	90 KV	93,61	91,95	-1,66	-1,77%
Rosso	225 KV	225,81	226,09	0,28	0,12%
Nouakchott	225 KV	222,03	218,72	-3,31	-1,49%
	33 KV	33,3	33,18	-0,12	-0,36%
Kaédi	90 KV	90,33	89,99	-0,34	-0,38%
Boghé	90 KV	90,24	89,95	-0,29	-0,32%

Tableau N° 9 : Load Flow à faible charge

4.1.2 Scenario de moyenne charge

Pour le scenario de moyenne charge, nous avons choisit le cas où il y a trois groupes sur cinq couplés à Manantali avec une charge totale de 106,27MW.

Nous voyons ci-dessous un exemple montrant les écarts entre les cas réels (relevés SCADA) et les résultats de l'exécution du load flow dans le simulateur.

Plan des tensions					
Poste HT	Jeu de barre	Tensions aux différents nœuds en kV		Ecart	
		Relevés SCADA	Résultats Simulateur	kV	%
Manantali	225 KV	225,65	222,95	-2,7	-1,20%

Kita	225 KV	223,83	220,69	-3,14	-1,40%
Kodialani	225 KV	215,4	217,6	2,2	1,02%
	150 KV	154,02	153,02	-1	-0,65%
Kayes	225 KV	222,55	225,32	2,77	1,24%
Matam	225 KV	222,43	225,63	3,2	1,44%
	90 KV	89,86	89,97	0,11	0,12%
Dagana	225 KV	220,44	220,22	-0,22	-0,10%
Sakal	225 KV	217,33	219,47	2,14	0,98%
Tobène	225 KV	219,47	221,46	1,99	0,91%
	90 KV	93,01	91,98	-1,03	-1,11%
Rosso	225 KV	220,42	220,17	-0,25	-0,11%
Nouakchott	225 KV	214,8	218,72	3,92	1,82%
	33 KV	32,9	33,18	0,28	0,85%
Kaédi	90 KV	92,69	89,96	-2,73	-2,95%
Boghé	90 KV	91,2	89,95	-1,25	-1,37%

Tableau N° 10 : Load Flow à moyenne charge

4.1.3 Scenario forte charge

Pour le scenario de moyenne charge, nous avons choisit le cas où tous les groupes sont couplés à Manantali avec une charge totale de 187,90MW.

Nous voyons ci-dessous un exemple montrant les écarts entre les cas réels (révélés SCADA) et les résultats de l'exécution du load flow dans le simulateur.

Plan des tensions					
Poste HT	Jeu de barre	Tensions aux différents nœuds en kV		Ecart	
		Relevés SCADA	Résultats Simulateur	kV	%
Manantali	225 KV	228,23	229,76	1,53	0,67%
Kita	225 KV	222,87	224,76	1,89	0,85%
Kodialani	225 KV	217,94	220,95	3,01	1,38%
	150 KV	153,06	153,07	0,01	0,01%
Kayes	225 KV	219,81	223,76	3,95	1,80%
Matam	225 KV	216,36	220,03	3,67	1,70%
	90 KV	89,96	90,03	0,07	0,08%
Dagana	225 KV	215,12	215,04	-0,08	-0,04%
Sakal	225 KV	211,23	213,39	2,16	1,02%
Tobène	225 KV	215,05	214,7	-0,35	-0,16%
	90 KV	91,08	92,06	0,98	1,08%
Rosso	225 KV	220,42	214,96	-5,46	-2,48%
Nouakchott	225 KV	214,8	210,61	-4,19	-1,95%
	33 KV	32,7	33,2	0,5	1,53%
Kaédi	90 KV	90,25	90,02	-0,23	-0,25%

Boghé	90 KV	90,2	89,98	-0,22	-0,24%
-------	-------	------	-------	-------	--------

Tableau N° 11 : Load Flow à forte charge

L'exécution d'un différents load flow est convergente et le bilan des échanges entre les quatre (4) zones est équilibré.

Etant donné que les écarts observés sur les tensions sont faibles pendant toutes les reproductions des cas réels, nous pouvons valider les résultats du calcul de load flow.

L'annexe IV, nous montre les résultats des trois scenarios de calcul de load flow.

4.2 Exécution de la Simulation Dynamique :

Dans la Simulation Dynamique, l'évolution du système doit être décrite sous forme d'un système d'équations algèbro-différentiel. Les équations des composants de base du système sont détaillées ici. L'Editeur de modèle permet de définir certains composants du système sous forme de schémas blocs (macroblocs). Les principes de modélisation que nous utilisons ici sont décrits dans le manuel d'utilisation de l'Editeur de modèle.

L'état initial du système dans la Simulation Dynamique doit être un état d'équilibre.

Un Calcul de Load Flow interfacé avec la Simulation Dynamique permet d'initialiser le système dynamique dans des conditions réalistes, en spécifiant classiquement des nœuds à tension tenue, des productions et des consommations. Une modélisation statique du système est donc nécessaire pour ce Calcul de Load Flow.

Eurostag utilise les fichiers ci-dessous pour la simulation dynamique :

Entrée :

- ✓ Les fichiers binaires issus du Calcul de Load Flow (.sav) et de l'Editeur de modèle (.rcp et .pcp).
- ✓ Un fichier de données (.dta) qui contient les caractéristiques des groupes, des automates, des charges dynamiques, etc...
- ✓ Un fichier événement (.seq) qui contient notamment une suite d'événements programmés par l'utilisateur ainsi que certains paramètres de contrôle de la simulation.

Sortie :

- ✓ Un fichier résultat (.out) contenant les données dynamiques lues dans le fichier .dta, un récapitulatif de la simulation, les messages d'erreur ainsi que les valeurs propres du système si celles-ci ont été demandées.
- ✓ Un fichier ASCII (.key) avec le nom et le numéro de toutes les variables d'état du système.
- ✓ Un fichier binaire (.res) contenant les valeurs des variables d'état à chaque pas de temps.

- ✓ Deux fichiers binaires (.start et .logbook) utilisés par le module de Visualisation des résultats et le module d'Analyse des résultats.
- ✓ Les fichiers .key et .res.

La régulation de tension et de vitesse des groupes dans le système de Manantali est constituée d'un modèle MnaAVR (régulation de tension) et Govhydr (régulation de la vitesse).

- Régulateur de tension : ManAVR :

Le schéma bloc associé au modèle est présenté à travers les figures suivantes :

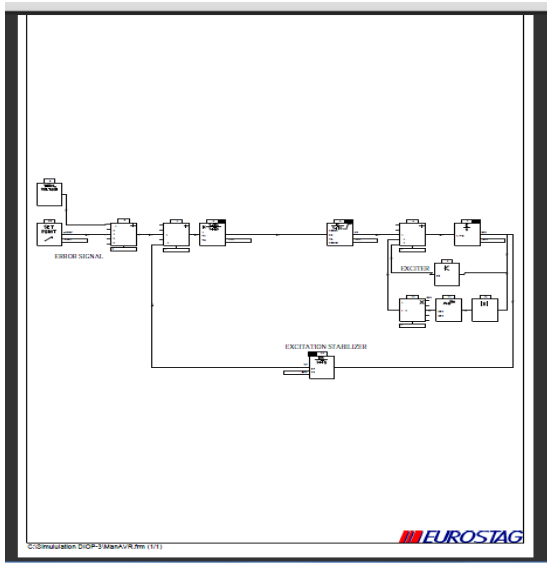


Figure N°11 : Schéma principal du régulateur de tension ManAVR

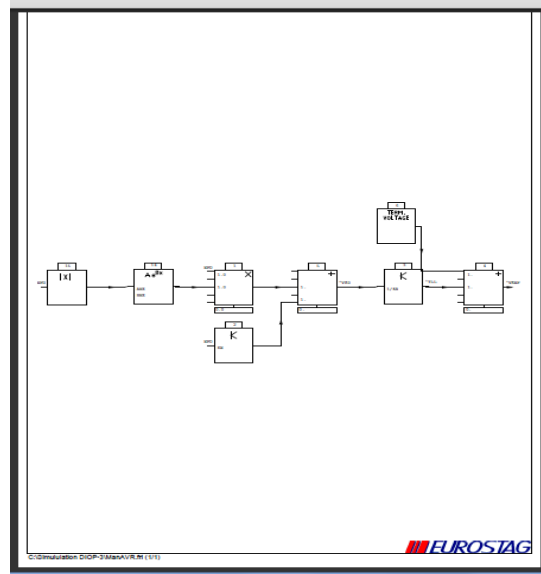


Figure N°12 : Schéma d'initialisation du régulateur de tension ManAVR

Macrobloc : ManAVR

Paramètres pour tous les sets

	Set 1	Set 2	Set 3
AEX	0.003300	0.003300	0.003300
BEX	1.300000	1.300000	1.300000
KA	200.000000	250.000000	50.000000
KE	0.200000	0.500000	0.200000
KF	0.200000	0.200000	0.200000
TA	0.010000	0.001000	0.010000
TH	0.100000	0.200000	0.200000
TC	0.100000	0.200000	0.200000
TE	0.100000	0.200000	0.200000
TF	1.000000	0.200000	0.200000
VRMAX	1.500000	1.500000	1.500000
VRMIN	0.000000	0.000000	0.000000

- AEX= Saturation parameter
- BEX= Saturation parameter
- KA= Gain
- KE= Exciter parameter
- TE= Exciter parameter
- KF= Rate feedback parameter
- TF= Rate feedback parameter
- TA= Regulator time constant
- TB= Compensation time constant
- TC= Compensation time constant
- VRMAX= Voltage regulator ceiling
- VRMIN= Voltage regulator ceiling

Figure N°13 : Paramètres du régulateur de tension ManAVR

- Régulateur de vitesse : Govrhydr :

Le schéma bloc associé au modèle est présenté à travers les figures suivantes :

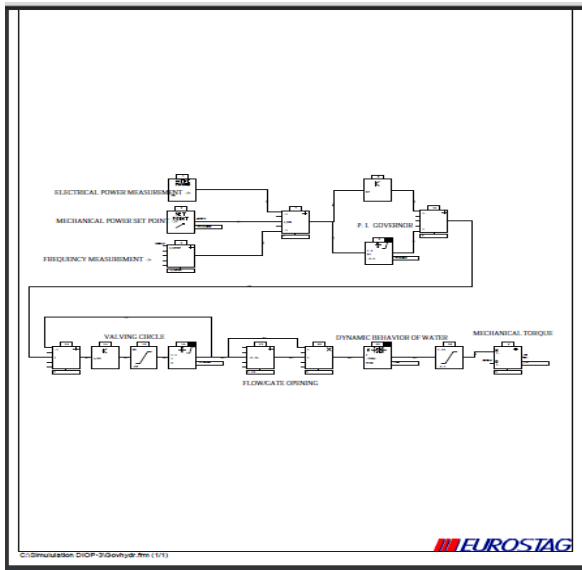


Figure N°14 : Schéma principal du régulateur de vitesse Govrhydr

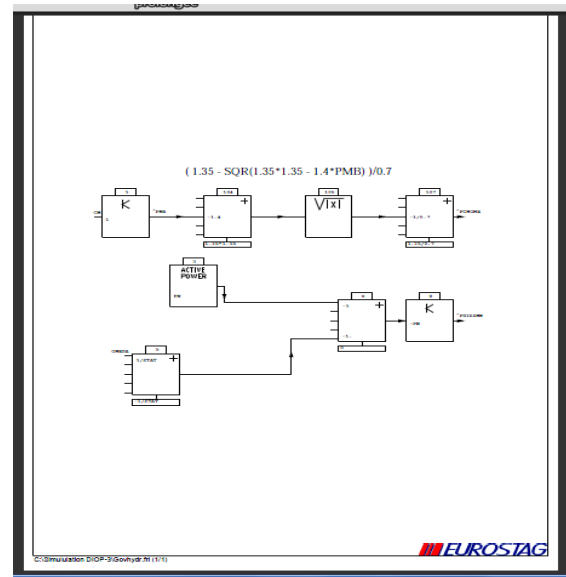


Figure N°15 : Schéma d'initialisation du régulateur de vitesse Govrhydr

Macrobloc : Govrhydr

Paramètres pour tous les sets

	Set 1	Set 2
KI	0.014000	0.005000
KP	0.070000	0.100000
STAT	0.050000	0.050000
TC	0.300000	0.300000
TCE1	0.500000	0.500000
TCE2	1.000000	1.000000
VF	0.045000	0.045000
VO	0.040000	0.040000

Table 1

KI= frequency bias

KP= proportional gain of the proportional integral controller

STAT= speed droop value

TC= valving circle motor gain

TCE2= hydraulic system time constant (generally equal to the water starting time constant)

TCE1= hydraulic system time constant (generally equal to the half of the water starting time constant)

VF= valving circle maximum closing speed

VO= valving circle opening speed

Figure N°16 : Paramètre du régulateur de vitesse

Dans ce travail qui suit, nous avons finalement retenu trois cas de Black-out dans le système OMVS de 2008 à 2010 dont nous procéderons à la simulation dynamique se choix est fonction de la disponibilité ou de la reconstruction des événements à travers le SCADA ainsi que de son étendu sur le RIO.

Les Black-out à simulés sont :

- Incident du 11 mai 2009 à 09h44

Fausse manœuvre de MALT sur le Transformateur 225/30kV de Sakal

- Incident du 29 juillet 2009 à 11h02

Défaut phase B, Zone 1 à 283,5km de Manantali

- Incident du 15 décembre 2010 à 14h04

Ouverture accidentelle du disjoncteur 225kV Ligne Dagana à Matam.

La topologie, les charges, la production et le plan de tension du réseau pour chacun des incidents est obtenus en faisant la reconstruction des données à travers le SCADA.

Cette base de données ainsi constituées est alors introduite dans les fichiers Eurostag pour la simulation dynamique.

```

manantali-1.txt - Bloc-notes
Fichier Edition Format Affichage ?

-----
MACROBLOC      Fichier .rcp utilise      Fichier .pcp utilise
-----
GOVHYDR        C:\Simulation DIOP-1\govhydr.rcp      C:\Simulation DIOP-1\govhydr.pcp
MANAVR         C:\Simulation DIOP-1\manavr.rcp       C:\Simulation DIOP-1\manavr.pcp
-----

10.0000 s - COURT-CIRCUIT AU NOEUD SAK_30KV
PHASE 1 : TERRE - IMPEDANCE : 0.00000 0.00000
PHASE 2 : TERRE - IMPEDANCE : 0.00000 0.00000
PHASE 3 : TERRE - IMPEDANCE : 0.00000 0.00000
NOEUD DE CONNEXION : ISOLE - IMPEDANCE : 0.00000 0.00000

20.0000 s - LE RELAIS DE COURANT MAXIMUM A DETECTE UNE LIGNE EN SURCHARGE SAK225KV-SAK_30KV-1 CETTE LIGNE SERA OUVERTE AU TEMPS 21.00

21.0000 s - OUVERTURE / FERMETURE SUR LA BRANCHE SAK225KV-SAK_30KV-1
ETAT FINAL DES PHASES AU NOEUD ORIGINE : OUVERT-OUVERT-OUVERT

LA STRUCTURE DU SYSTEME AU TEMPS 21.000000 EST
-----
COMPOSANTE 1
-----
MACHINES : GEN1 GEN2 GEN3 GEN4 GEN5
NOEUDS : 1MAN11KV 2MAN11KV 3MAN11KV 4MAN11KV 5MAN11KV MAN225KV KIT225KV KIT_30KV KAY225KV KOD225KV
KOD150_1 KOD150_2 KAY_30KV MAT225KV MAT_30KV MAT_90KV KAY225C5 MAT225C1 MAT225C2 KAE_90KV
BOG_90KV KAE_15KV BOG_15KV DAG225KV DAG225C1 DAG225C2 DAG_30KV ROS225KV ROS_33KV NOU225KV
NOU_33_1 SAK225KV TOB225KV TOB_90_1 MAN225C5 KOD225C5 MAN225CR ROS_15KV TOB_90_2 MAN_30KV
TOU225KV TOU_30KV

COMPOSANTE 2 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : KAY_90KV

COMPOSANTE 3 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : NOU_33_2

COMPOSANTE 4 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : SAK_30KV

COMPOSANTE 5 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : KAO225KV KAO_30KV
  
```

Figure N° 17 : Première simulation dynamique

```

manantali-2.txt - Bloc-notes
Fichier Edition Format Affichage ?

-----
MACROBLOC      Fichier .rcp utilise      Fichier .pcp utilise
-----
GOVHYDR        C:\Simulation DIOP-2\govhydr.rcp      C:\Simulation DIOP-2\govhydr.pcp
MANAVR         C:\Simulation DIOP-2\manavr.rcp       C:\Simulation DIOP-2\manavr.pcp
-----

10.0000 s - COURT-CIRCUIT SUR LA BRANCHE KIT225KV-KOD225C5-1 A 95.00000 % DU NOEUD KIT225KV
PHASE 1 : TERRE - IMPEDANCE : 0.00000 0.00000
PHASE 2 : TERRE - IMPEDANCE : 0.00000 0.00000
PHASE 3 : TERRE - IMPEDANCE : 0.00000 0.00000
NOEUD DE CONNEXION : ISOLE - IMPEDANCE : 0.00000 0.00000

LA STRUCTURE DU SYSTEME AU TEMPS 10.000000 EST
-----
COMPOSANTE 1
-----
MACHINES : GEN1 GEN2 GEN3 GEN4 GEN5
NOEUDS : 1MAN11KV 2MAN11KV 3MAN11KV 4MAN11KV 5MAN11KV MAN225KV KIT225KV KIT_30KV KAY225KV KOD225KV
KOD150_1 KOD150_2 KAY_30KV MAT225KV MAT_30KV MAT_90KV KAY225C5 MAT225C1 MAT225C2 KAE_90KV
BOG_90KV KAE_15KV BOG_15KV DAG225KV DAG225C1 DAG225C2 DAG_30KV ROS225KV ROS_33KV NOU225KV
NOU_33_1 SAK225KV SAK_30KV TOB225KV TOB_90_1 MAN225C5 KOD225C5 MAN225CR ROS_15KV TOB_90_2
MAN_30KV TOU225KV TOU_30KV

COMPOSANTE 2 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : KAY_90KV

COMPOSANTE 3 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : NOU_33_2

COMPOSANTE 4 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : KAO225KV KAO_30KV

PROTECTION DISTANCE STATIQUE (A15) LIGNE KIT225KV-KOD225C5-1 NOEUD KIT225KV
DETECTION DEF AUT AVAL ZONE 1

10.0000 s - PROTECTION DISTANCE STATIQUE (A15)
LA LIGNE KIT225KV-KOD225C5-1 SERA DECLENCHEE AU TEMPS 10.10

10.1000 s - OUVERTURE / FERMETURE SUR LA BRANCHE KIT225KV-KOD225C5-1
ETAT FINAL DES PHASES AU NOEUD ORIGINE : OUVERT-OUVERT-OUVERT

LA STRUCTURE DU SYSTEME AU TEMPS 10.100000 EST
-----
  
```

Figure N° 18.1 : Deuxième simulation dynamique


```

manantali-2.txt - Bloc-notes
Fichier Edition Format Affichage ?

LA STRUCTURE DU SYSTEME AU TEMPS 10.100000 EST

-----
COMPOSANTE 1
MACHINES : GEN1 GEN2 GEN3 GEN4 GEN5
NOEUDS : 1MAN11KV 2MAN11KV 3MAN11KV 4MAN11KV 5MAN11KV MAN225KV KIT225KV KIT_30KV KAY225KV KAY_30KV
DAG225KV MAT225KV MAT_30KV MAT_90KV KAY225C5 MAT225C1 MAT225C2 KAE_90KV BOG_90KV KAE_15KV BOG_15KV
DAG225C2 DAG225C1 DAG225C2 DAG_30KV ROS225KV ROS_33KV NOU225KV NOU_33_1 SAK225KV SAK_30KV
TOB225KV TOB_90_1 MAN225C5 MAN225CR ROS_15KV TOB_90_2 MAN_30KV TOU225KV TOU_30KV

COMPOSANTE 2 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : KOD225KV KOD150_1 KOD150_2 KOD225C5

COMPOSANTE 3 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : KAY_90KV

COMPOSANTE 4 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : NOU_33_2

COMPOSANTE 5 : PAS DE MACHINE

```

Figure N° 18.2 : Deuxième simulation dynamique (suite)

```

manantali-3.txt - Bloc-notes
Fichier Edition Format Affichage ?

ETAT D'EQUILIBRE A 0.100000-02 VERIFIE POUR LES EQUATIONS RESEAU
VALEUR MAXIMUM RENCONTREE : 0.40979D-05

1

-----
MACROBLOC Fichier .rcp utilise Fichier .pcp utilise
-----
GOVHYDR C:\Simulation DIOP-3\govhydr.rcp C:\Simulation DIOP-3\govhydr.pcp
MANAVR C:\Simulation DIOP-3\manavr.rcp C:\Simulation DIOP-3\manavr.pcp
-----

10.0000 s - OUVERTURE / FERMETURE SUR LA BRANCHE MAT225C2-DAG225C1-1
ETAT FINAL DES PHASES AU NOEUD ORIGINE : OUVERT-OUVERT-OUVERT

LA STRUCTURE DU SYSTEME AU TEMPS 10.000000 EST

-----
COMPOSANTE 1
MACHINES : GEN1 GEN2 GEN3 GEN4 GEN5
NOEUDS : 1MAN11KV 2MAN11KV 3MAN11KV 4MAN11KV 5MAN11KV MAN225KV KIT225KV KIT_30KV KAY225KV KOD225KV
KOD150_1 KOD150_2 KAY_30KV MAT225KV MAT_30KV MAT_90KV KAY225C5 MAT225C1 MAT225C2 KAE_90KV
BOG_90KV KAE_15KV BOG_15KV MAN225C5 KOD225C5 MAN225CR MAN_30KV

COMPOSANTE 2 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : KAY_90KV

COMPOSANTE 3 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : DAG225KV DAG225C1 DAG225C2 DAG_30KV ROS225KV ROS_33KV NOU225KV NOU_33_1 SAK225KV SAK_30KV
TOB225KV TOB_90_1 ROS_15KV TOB_90_2 TOU225KV TOU_30KV

COMPOSANTE 4 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : NOU_33_2

COMPOSANTE 5 : PAS DE MACHINE
NOEUDS : KAO225KV KAO_30KV

```

Figure N°19 : Troisième simulation dynamique

4.3 Visualisation des Résultats :

Pour visualisation des résultats de simulation, le logiciel Eurostag 4.3 utilise les fichiers suivants :

- ✚ Entrée :
- ✓ Quatre fichiers (.keyd, .red, .start et .logbook) issus de la Simulation Dynamique et de la Transposition.

✓ Le fichier .prg : fichier de commandes graphiques prédéfinies (optionnel).

✓ Le fichier .exp : fichier de résultats au format ASCII.

✚ Sortie :

✓ Le fichier .prg : fichier de commandes graphiques pour une utilisation future par le module de Visualisation des résultats (optionnel).

✓ Le fichier .exp : export de résultats au format ASCII pour Excel TM

Nous présentons ci-dessous sous forme de courbes de données caractérisant le système électrique (tension, fréquence et charge)

4.3.1 Première simulation dynamique

- Fausse manœuvre de MALT Transformateur 225/30kV de Sakal

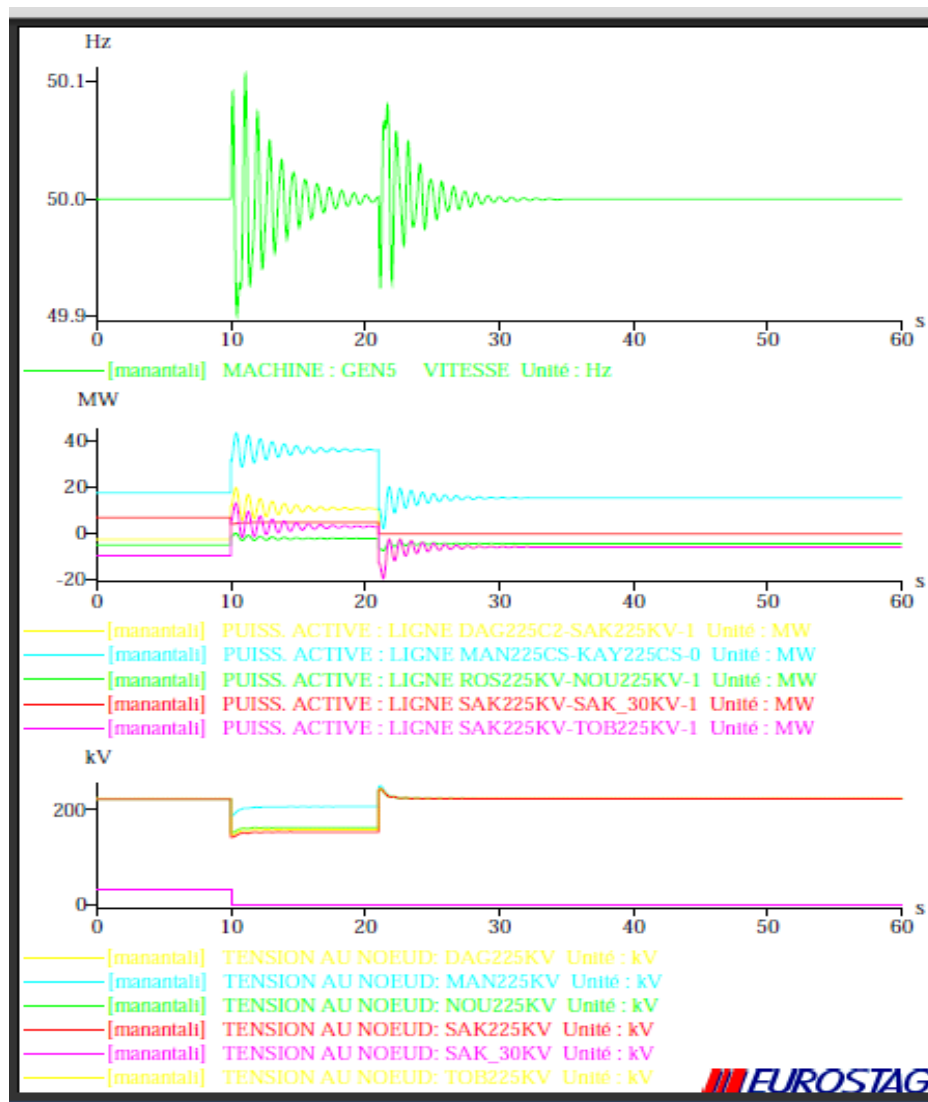


Figure N°20 : Résultats de la première simulation dynamique

4.3.2 Deuxième simulation dynamique

- Défaut phase B, Zone 1 à 283,5km de Manantali

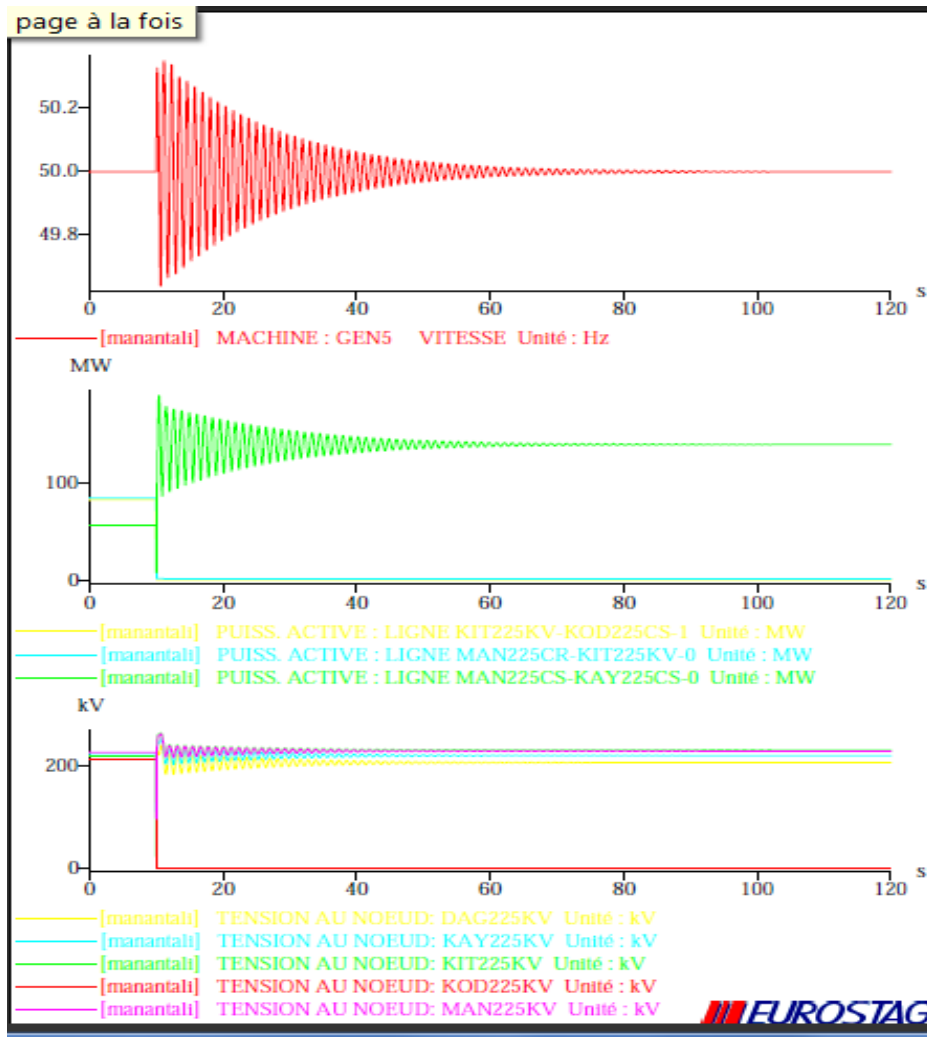


Figure N°21 : Résultats de la deuxième simulation dynamique

4.3.3 Troisième simulation dynamique

- Ouverture accidentelle du disjoncteur 225kV Ligne Dagana à Matam.

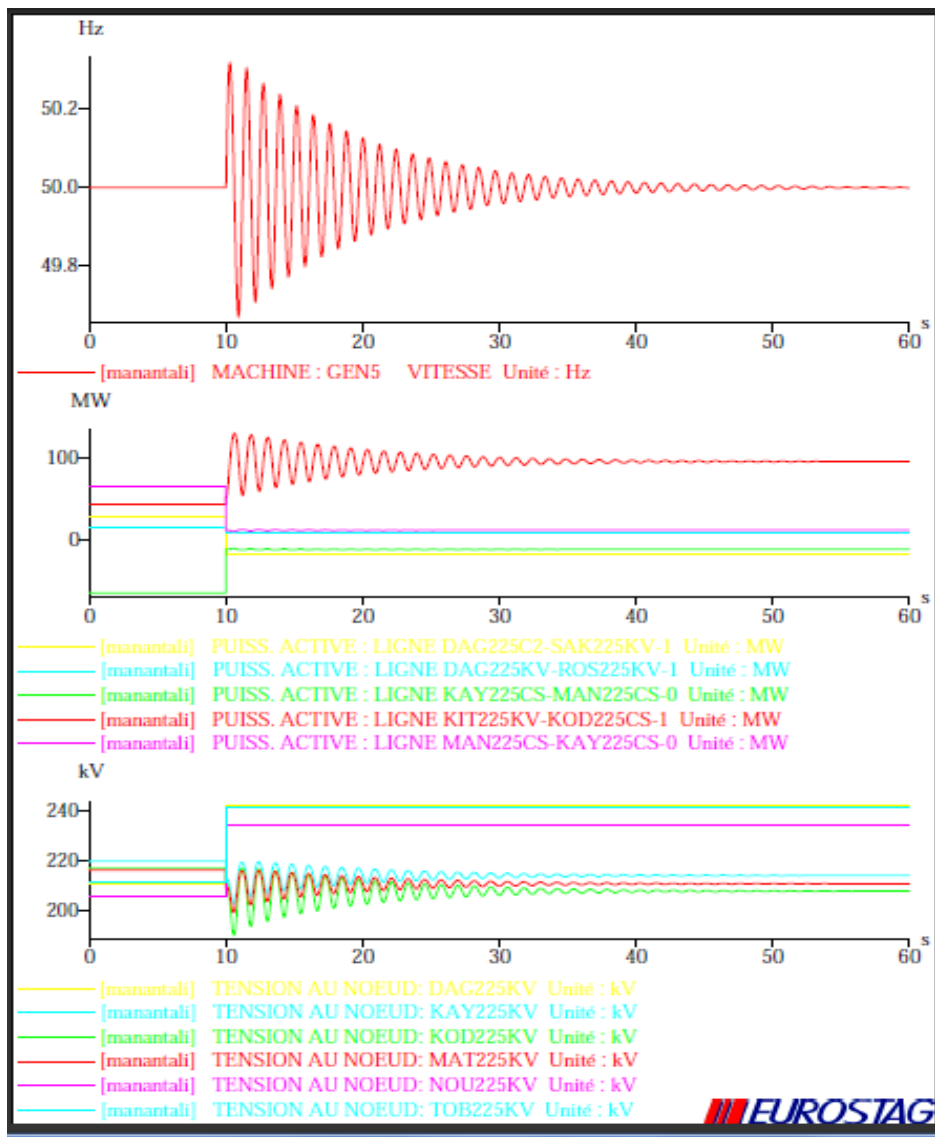


Figure N°22 : Résultats de la troisième simulation dynamique

V.DISCUSSION ET ANALYSES

Pour l'analyse des résultats de simulation, le logiciel Eurostag 4.3 utilise les fichiers suivants :

+ Entrée :

- ✓ Soit quatre fichiers (les fichiers .key, .res, .start et .logbook), soit le fichier .sav.
- ✓ Le fichier .gtb : fichier de commandes prédéfinies.

+ Sortie :

- ✓ Le fichier .gtb contenant les commandes pour une réutilisation future par le module d'Analyse des résultats.
- ✓ Le fichier .prg pour une utilisation dans le module de Visualisation des résultats.
- ✓ Le fichier .out présentant les résultats de l'analyse.
- ✓ Le fichier .t2n contenant les résultats pour être importés dans l'Editeur de réseau.

5.1 Analyse de la simulation du premier incident :

L'analyse de la figure N°20 nous montre :

- Deux niveaux d'oscillation de la fréquence au bout de 10s environ avant de se stabiliser.
- La charge sur le transformateur 225/30kV de Sakal est nulle
- La charge sur les lignes 225kV de Sakal-Tobène, Manantali-Kayes et Dagana-Sakal augmente pendant le début de la perturbation (10s) et baisse après pour atteindre la stabilité.
- La tension est nulle sur le transformateur 225/30kV de Sakal. On constate une baisse aux postes HT de Manantali, Dagana et Nouakchott pendant les même 10s de départ et fait léger un pic avant de venir stable.

Une explication de la succession des événements nous amène que le transformateur 225/30kV de Sakal déclenche suite un défaut de mise à la terre accidentelle. Les protections sur le transformateur suffisaient pour qu'il déclenche. La figure N° 20 de la simulation montre que les lignes 225KV de Sakal-Tobène, Dagana-Rosso et Dagana-Sakal ne devraient pas déclencher. En faisant le tour du rapport d'incident et procédant à la reconstruction des événements par le SCADA, nous constatons que ces lignes ont bien déclenché par la suite. Ce qui prouve que le défaut n'a pas été éliminé dans un premier temps et ainsi les protections de distance des lignes ont fonctionné. Pour cela une vérification s'impose au niveau du réglage et la coordination des protections.

5.2 Analyse de la simulation du deuxième incident

On résume l'analyse de la figure N° 21 de cette deuxième simulation ainsi:

- Une augmentation de fréquence du réseau à environ 50,35HZ.
- La ligne Kita-Kodialani a vu la tension passée à zéro et par conséquent sa charge nulle.
- Aux postes HT de Kayes, Kita et Dagana il y a eu une fluctuation instantanée suivi d'une élévation du niveau de tension.
- La charge sur la ligne 225kV Manantali-Kayes baissé dans un premier temps puis remonté.

La ligne 225kV Manantali-Kodialani a déclenché suite à un court-circuit. On constate que la protection de distance de la ligne a réagit, ce qui est normal. Le rapport d'incident et la reconstruction des événements sur le SCADA montrent qu'une extrémité de la ligne est restée connecté, donc une investigation sur les protections nous permettrait de savoir la raison.

La figure N° 21 nous montre que le réseau devrait se stabiliser après l'incident. Par contre il y a eu un black-out sur le RIMA. La situation réelle est que quarante (40) minutes après le déclenchement cette ligne, le réseau est devenu instable et le déclenchement de la ligne 225kV Tobène-Touba est devenu un facteur aggravant ce qui a provoqué la perte de ligne fortement chargée. D'où nous assistons au déclenchement des groupes de Manantali par sur-fréquence, ce qui conduit à un black-out du RIO.

Le rapport d'incident révèle que le temps était orageux à Bamako (zone de défaut) qui serait l'une des raisons de la difficulté pour reprise de service.

5.3 Analyse de la simulation du troisième incident :

Une analyse des résultats de la troisième incident est donnée ainsi qui suit :

- Une augmentation de la fréquence à environ 50,4Hz et se stabilise progressivement.
- Un constat de baisse de la charge sur les tronçons Manantali-Kayes, Dagana-Sakal et Dagana-Rosso. Par contre une augmentation de charge est enregistrée sur la ligne Manantali-Kita.
- Une surtension dans les postes de Kayes, Matam et Dagana. Mais nous remarquons une légère augmentation avec oscillation dans les postes de Tobène, Nouakchott et Kodialani.

L'ouverture accidentelle de ligne 225kV Kayes-Matam a engendré comme le montre la figure N°22 issue de la simulation dynamique une instabilité du système. Le déclenchement des groupes par protection de sur-fréquence est la conséquence de la brusque élévation de la

fréquence du réseau et de la tension, surtout sur le jeu de barres 225 kV de Matam. Le temps de reprise était long (1h16mn) comme l'indique le rapport d'incident était dû à la difficulté de la synchronisation des réseaux. Le manque de réactance sur la ligne Kayes à Manantali a provoqué la surtension. On note également la situation de panique qui est vécue par l'agent de conduite pour avoir été à l'origine de l'incident.

Il a fallu procéder par un couplage de groupe en Black Start (démarrage en réseau mort) pour parvenir à l'envoi de la tension aux SdE (EDM-SA).

VI. CONCLUSIONS

Dans ce mémoire, nous avons mis en exergue le rôle du réglage du plan de protection et des règles d'exploitation dans une étude de sûreté de fonctionnement des systèmes électriques.

L'étude ainsi présentée porte sur la simulation dynamique par le logiciel Eurostag dans le cas de fortes perturbations du système aboutissant à un black-out du système OMVS.

Afin d'atteindre cet objectif, nous sommes passés par plusieurs étapes :

Dan un premier temps nous sommes passés par la présentation des quatre réseaux que constitue le RIO.

Ensuite nous avons fait un aperçu sur les protections et les règles d'exploitation en vigueur (PGRIO).

Le paramétrage des équipements et la modélisation du RIO est l'étape qui a suivi dont les résultats nous ont permit d'avoir un load flow (écoulement de charges) initial optimisé.

Les résultats obtenus montrent que le logiciel Eurostag est un moyen efficace pour analyser le comportement dynamique des réseaux.

L'analyse des résultats grâce à la simulation dynamique des cas d'événements réels offre la possibilité de prendre en considération le système et son environnement.

Nous pouvons à partir de là prospecter les perspectives qui nous permettent d'être optimiste pour le futur avec le renforcement du système électrique OMVS par des projets d'extension tels que la construction de la centrale hydroélectrique (capacité 60MW) dont la mise en service est prévue en septembre 2012 et dans un proche avenir celle de Gouina (140MW). Ainsi nous nous proposons des recommandations qui devront nous mener vers un réseau plus stable avec peu de black-out.

VII. RECOMMANDATIONS - PERSPECTIVES

Au terme de ce projet, Il reste encore beaucoup de voies à explorer mais il nous semble prioritaire de poursuivre une étude plus approfondie sur les thématiques suivantes :

❖ Les conditions d'émission du CO₂ :

Etant donné que les multiples fonctionnements de la protection différentielle alternateur n'ont jamais encore été occasionnés par de vrais problèmes sur l'alternateur, il n'est pas nécessaire de lier l'émission du CO₂ à la seule condition de fonctionnement de la protection différentielle alternateur (question de coût et de temps de reprise relativement très long).

Il sera adéquat d'ajouter au fonctionnement de la protection différentielle alternateur, la détection de la température haute par exemple pour déclencher l'émission du CO₂.

❖ L'enclenchement automatique à courte temporisation des réactances shunt connectés aux jeux de barres 225kV par la protection de surtension

❖ Le réglage des protections de mini et de maxi fréquence des groupes (réglages identiques pour les 05 groupes de Manantali) :

A titre de rappel, les réglages adoptés sur les 05 groupes de Manantali sont les suivants :

- Sur fréquence : 52.5 HZ – 5s (alarme) et 54.5 HZ – 0s (déclenchement)
- Sous fréquence : 49 HZ – 2s (alarme) et 47.5 HZ – 10s (déclenchement)

Ce type de réglages a été source de beaucoup de «black-out ». Il est temps d'expérimenter les réglages en cascade, pour éviter de perdre tous les groupes à la fois.

❖ Le respect scrupuleux du plan de délestage par les SdE

Le constat au niveau des SdE est que le plan de délestage défini par le CTPI depuis 2003 n'est pas encore appliqué dans son intégralité. Il est indispensable aujourd'hui de régler cette question qui peut être à l'origine de plusieurs cas de Black-out

❖ L'exactitude des paramètres de réseaux

Le RIMA a bientôt dix (10) ans d'exploitation ; certains paramètres, notamment les impédances des lignes doivent être mesurées pour confirmer la fiabilité des réglages des protections.

❖ L'harmonisation et la coordination du système de protection de l'ensemble du RIO

Ce point exige une plus grande collaboration entre les quatre (04) parties (EEM-sa et les 03 SdE). C'est aussi un préalable dans le cadre du WAPP (West African Power Pool) / Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA).

- ❖ Une plus grande formation des Opérateurs aux Règles d'Exploitation pour Systèmes Haute tension

Certaines erreurs humaines peuvent être liées à un problème de formation ou de panique.

- ❖ Une meilleure gestion des incidents

Pour minimiser les temps de coupure, la liste des intervenants dans le cadre de la gestion des incidents doit être strictement limitée. Les personnes intervenant sont :

- L'Opérateur Dispatching
 - L'Opérateur Poste
 - L'Ingénieur Dispatching selon le cas
 - La Section Protection selon le cas
- ❖ Implémenter un système d'exercice (Dispatching Training Simulator) permettant aux agents de conduite de s'habituer à la gestion des black-out et autres situations pouvant aboutir au black-out.

Bibliographie

Ouvrages et articles

1. *Michel PAVARD, Pierre BORNARD, Georges TESTUD (2005), Réseaux d'interconnexion et de transport : fonctionnement, 10 aout.*
2. *Cyril LEBREVELEC, Jean-Pierre CLERFEUILLE, Sylvain VITET (2000), Plan de défense des réseaux contre les incidents majeurs, 10 aout.*
3. *Benoît CALMET (2009), Protection des réseaux de transport et de répartition : présentation, 10 mai*
4. *Tractebel and Electricité de France (2004), [MAN04] Manuel théorique du logiciel Eurostag,*
5. *Tractebel and Electricité de France (2004), [TUT04] Tutorial Eurostag*
6. *Kodio Hassana Issa, UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU, Faculté de Génie Electrique et d'Informatique, Département d'Electrotechnique (2009), Optimisation du Plan de tension par le manœuvre des équipements statiques du réseau interconnecté de Manantali (RIMA).*
7. *FICHTNER Allemagne, Etude d'exploitation du système Energétique de Manantali, 2000*
8. *FICHTNER Sarweystrasse 3. 70191. Allemagne (Décembre 2005), ETUDE D'EXPLOITATION DU SYSTEME ENERGETIQUE DE MANANTALI.*
9. *Cours : Formation SOGEM – INPG (2007), Etude de stabilité des réseaux haute tension.*
10. *ESKOM (mai 2000), Règles d'Exploitation pour Système Haute Tension*
11. *Kazadi B. TSHIBINGU – EEM-SA, 6ème CTPI (aout 2002), Principes Généraux d'Exploitation du Réseau Interconnecté de l'OMVS (PGRIO).*

Sites internet

12. <http://lme.epfl.ch/webdav/site/lme/users/wetter/public/forum05/agueta1.pdf>, consulté le 24 juin 2011
13. <http://www.thierry-lequeu.fr/data/PAP597.HTM>, consulté le 26 juin 2011.
14. <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/archives-th12/archives-reseaux-electriques-et-applications-tiadc/protection-des-reseaux-de-transport-et-de-repartition-presentation-d4800/>; consulté le 28 juin 2011.

15. <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-et-applications-ti302/plan-de-defense-des-reseaux-contre-les-incidents-majeurs-d4807/>, consulté le 30 juin 2011.
16. <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-et-applications-ti302/reseaux-d-interconnexion-et-de-transport-fonctionnement-d4091/>, consulté le 30 juin 2011
17. http://www.google.fr/search?sourceid=navclient&hl=fr&ie=UTF-8&rlz=1T4TSEH_frFR354FR354&q=Outils+de+simulation+dynamique+des+r%c3%a9seaux+%c3%a9lectriques; consulté le 11 juillet 2011
18. <http://www.evene.fr/citations/mot.php?mot=electricite/> , consulté le 27 septembre 2011

VIII. ANNEXES

Annexe I : Schéma Unifilaire des réseaux RIMA et SdE

Annexe II : Tableau de recueils des déclenchements dans le RIMA de 2008 à 2010

Annexe III : Tableau de recueils des déclenchements dans le RIMA de 2008 à 2010

Annexe IV : Tableau des black-out du RIMA de 2008 à 2010

Annexe V : Base de données pour Calcul de Load Flow

Annexe VI : Résultats du Calcul de Load Flow

Annexe I : Schéma Unifilaire des réseaux RIMA et SdE

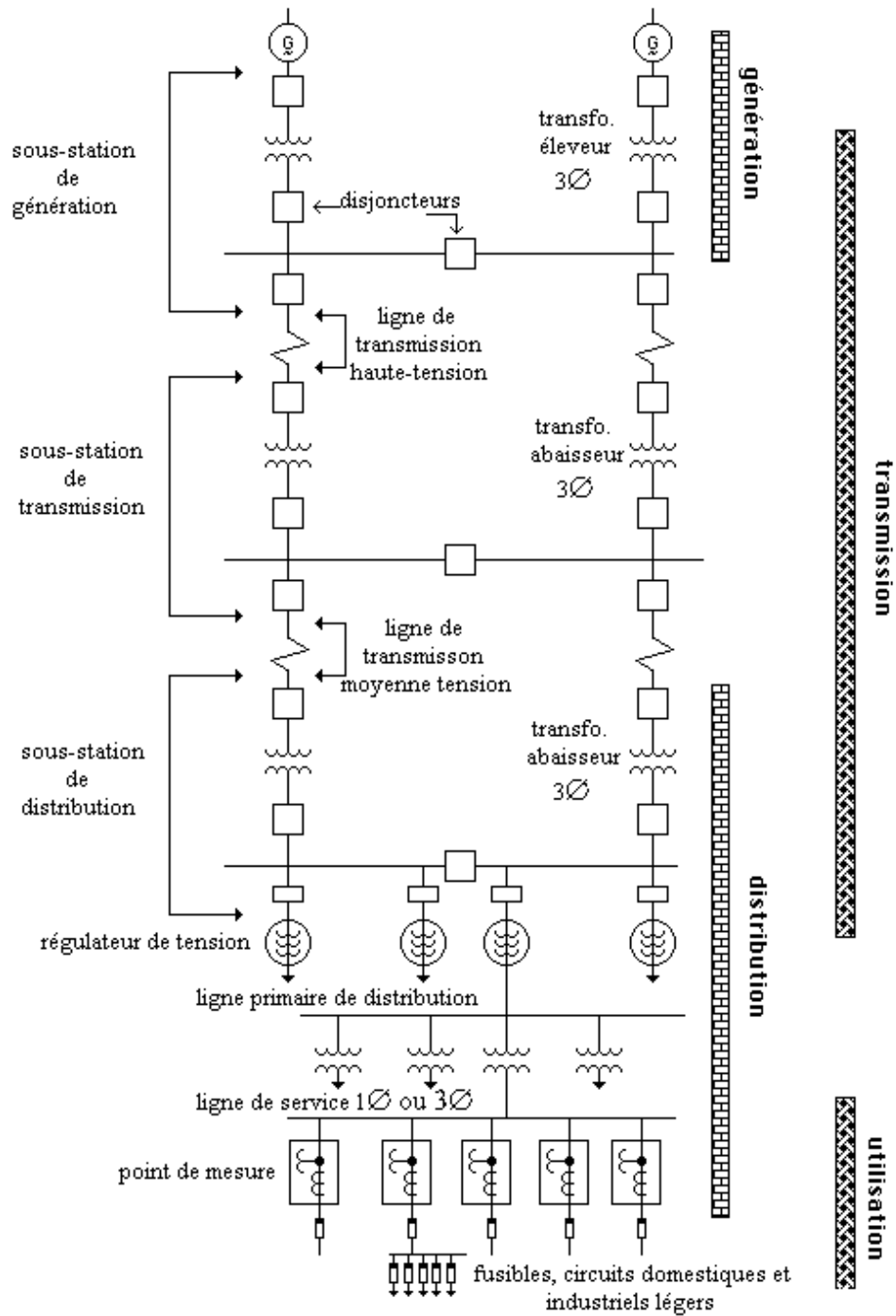


Figure N° 1 : Diagramme unifilaire d'un réseau électrique

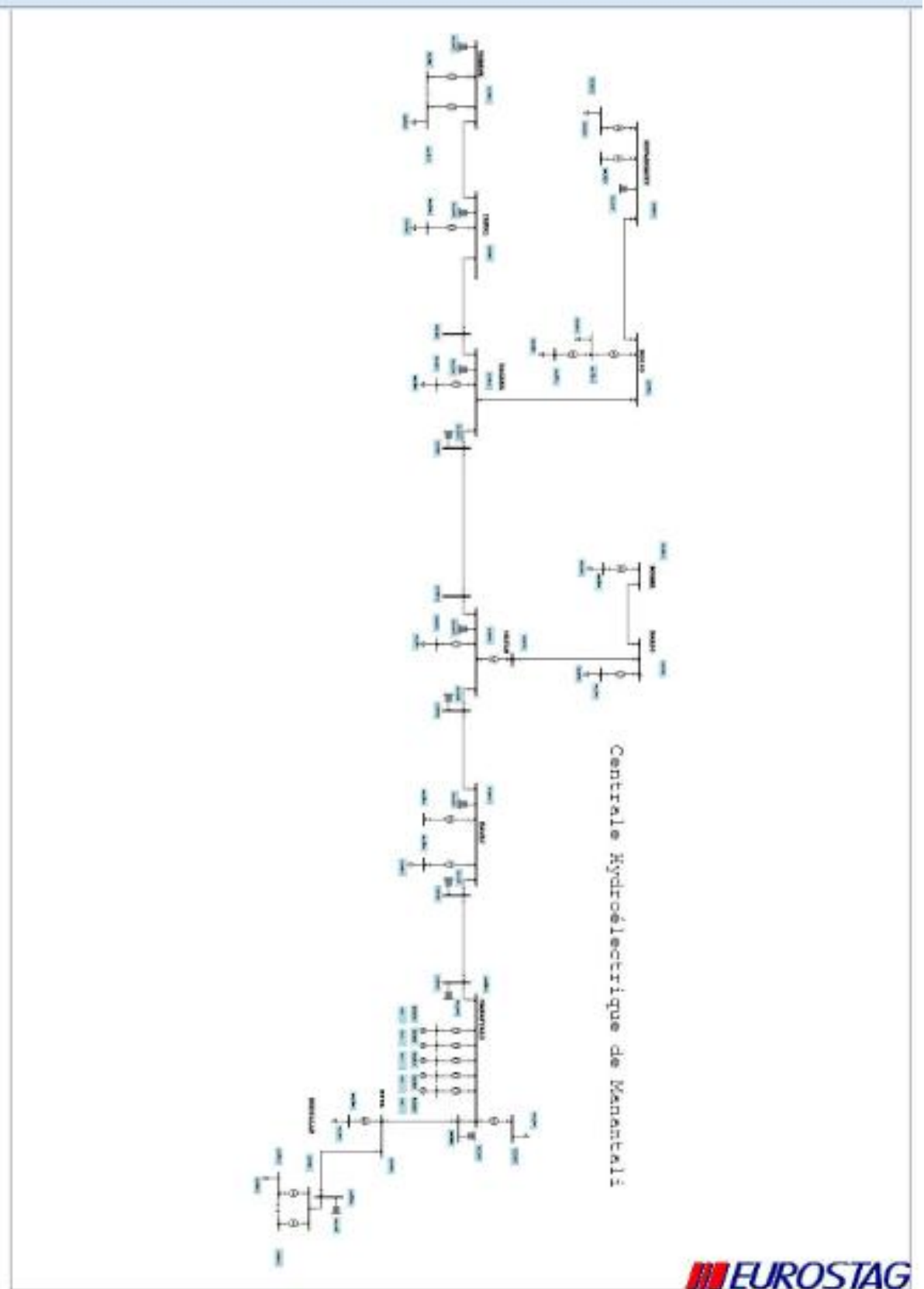


Figure N°2 : Schéma Unifilaire du réseau RIMA

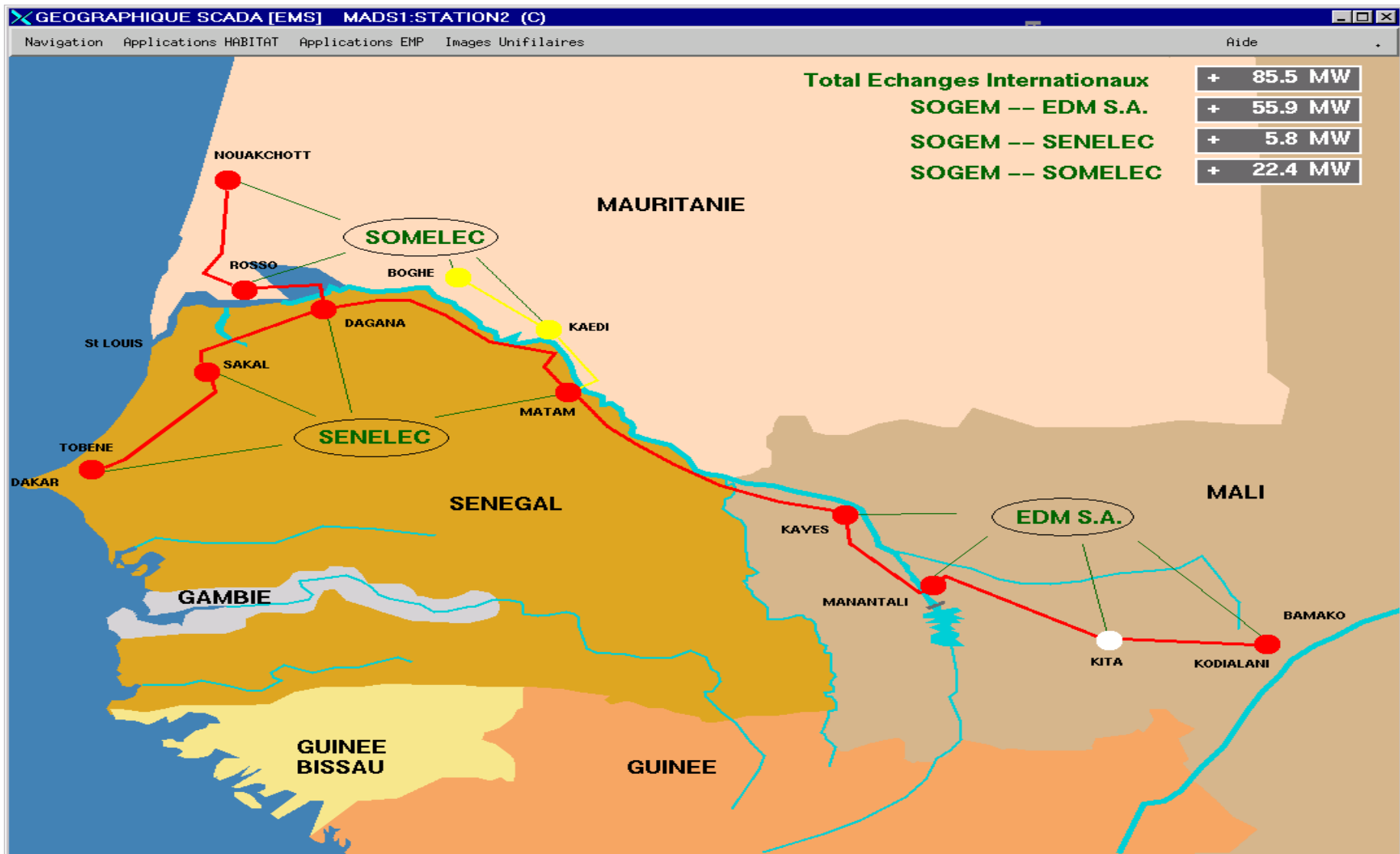


Figure N°3 : Carte géographique du RIMA

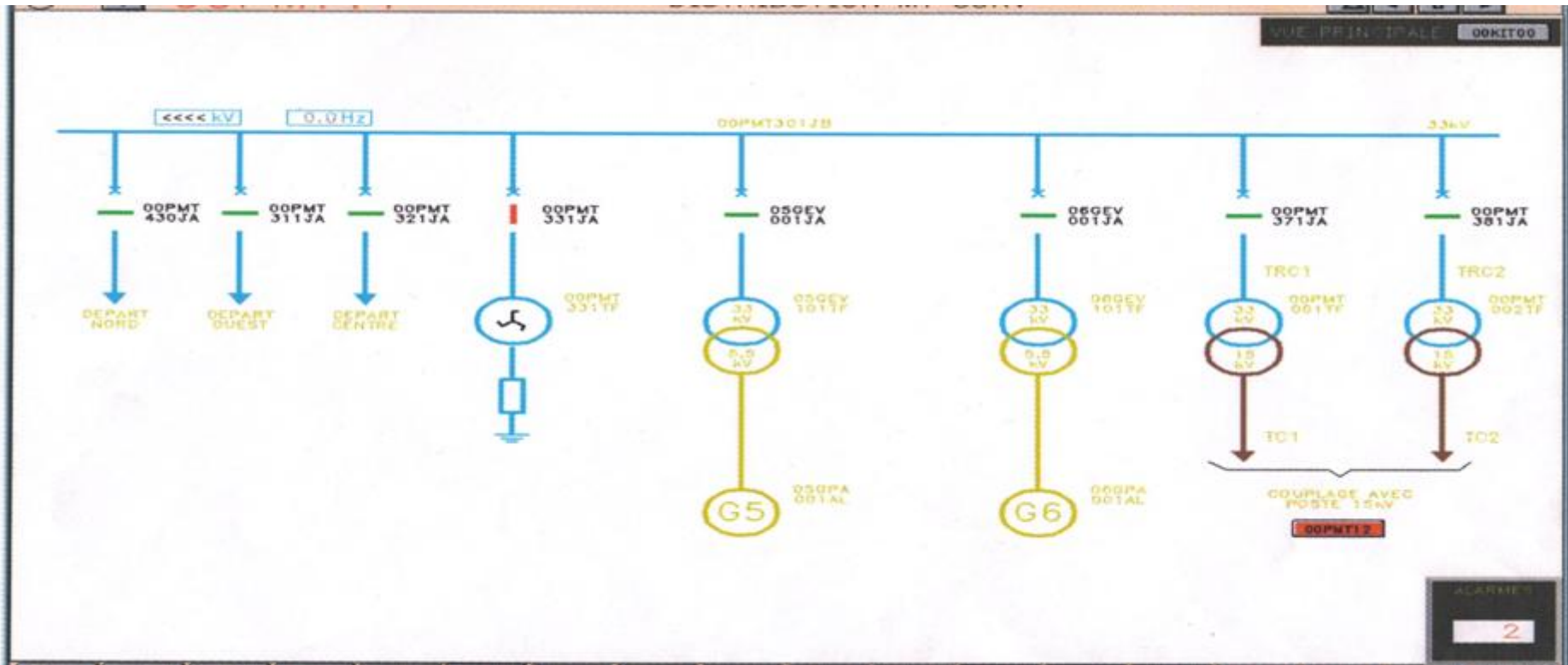


Figure N°5 : Schéma Unifilaire du réseau SOMELEC

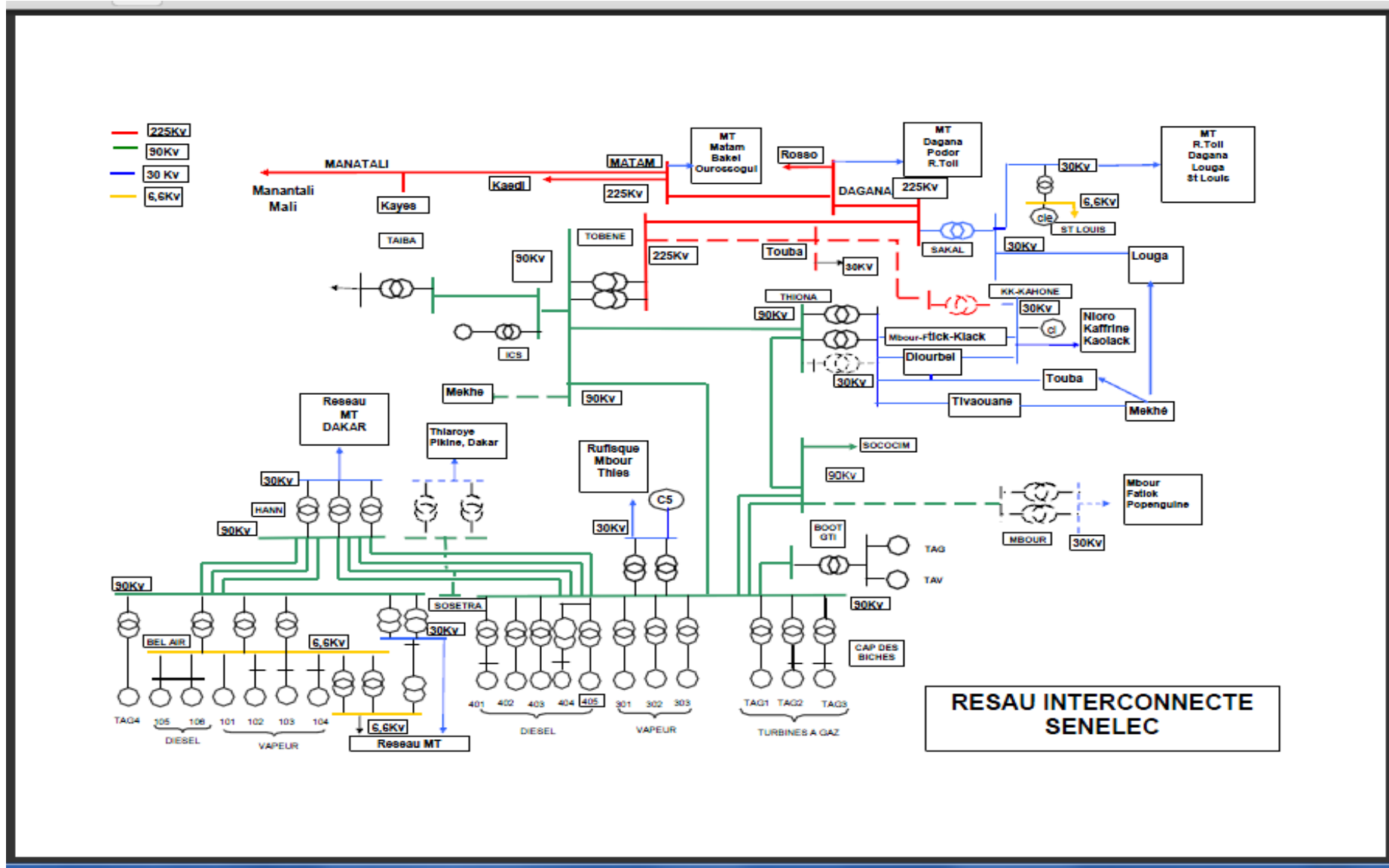


Figure N°6 : Schéma Unifilaire du réseau Senelec

Annexe II : Tableau de recueils des déclenchements de Groupes du RIMA de 2008 à 2010

N°	Date	Groupe	Heure Déclenchement	Heure Remise	Durée	Causes	Conséquences
1	28-juil.-08	Groupe 5	7:35:00	9:11:00	01:36	Turbine Contrôle position dérangée; Défaut mécanique 3 (Défaut Microfiltre du régulateur)	<ul style="list-style-type: none"> • Déviation de fréquence sur la RIO • Délestage par mini fréquence dans le réseau des SdE (f=49Hz) • Déficit de production à Manantali pendant une heure et demie.
2	6-oct.-08	Groupe 1	20:16:00	21:25:00	01:09	Déclenchement par Fermeture de la Vanne de Prise	<ul style="list-style-type: none"> • Déviation de fréquence sur la RIO (48,9Hz) • Délestage par mini fréquence dans le réseau des SdE • Déficit de production à Manantali pendant une heure et demie.
3	17-oct.-08	Groupe 1	20:47:00	21:56:00	01:09	Déclenchement du Disjoncteur de Coupage (Ilotage du groupe par sur-fréquence f=53,20Hz)	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de l'interconnexion des systèmes Est et Ouest pendant 25mn • Déviation de fréquence sur la RIO (48,7Hz) • Délestage par mini fréquence dans le réseau des SdE • Interruption de production à la Centrale de Manantali

4	17-oct.-08	Groupe 2	20:47:0 0	21:30:0 0	00:43	Déclenchement du Disjoncteur de Coupage (Ilotage du groupe par sur-fréquence f=53,20Hz)	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de l'interconnexion des systèmes Est et Ouest pendant 25mn • Déviation de fréquence sur la RIO (48,7Hz) • Délestage par mini fréquence dans le réseau des SdE • Interruption de production à la Centrale de Manantali
5	17-oct.-08	Groupe 3	20:47:0 0	21:12:0 0	00:25	Déclenchement du Disjoncteur de Coupage (Ilotage du groupe par sur-fréquence f=53,20Hz)	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de l'interconnexion des systèmes Est et Ouest pendant 25mn • Déviation de fréquence sur la RIO (48,7Hz) • Délestage par mini fréquence dans le réseau des SdE • Interruption de production à la Centrale de Manantali
6	17-oct.-08	Groupe 5	21:12:0 0	22:00:0 0	00:48	Déclenchement CO2 dû au relai Différentiel Alternateur (suite de l'incident de 20h47mn)	<ul style="list-style-type: none"> • Indisponibilité du groupe 5 pendant près d'une heure de temps.

. **Tableau N° 5.1 : Déclenchement de Groupe de Manantali 2008**

ND = Non disponible

N°	Date	Groupe	Heure Déclenchement	Heure Remise	Durée	Causes	Conséquences
1	21-juil.-09	Groupe 1	12:36	14:00	01:24	Déclenchement par Défaut frein intempestif	<ul style="list-style-type: none"> • Déviation de fréquence sur la RIO • Déficit de production à Manantali pendant une heure et demi.
2	22-juil.-09	Groupe 1	12:42:00	10:44:00	22:02	Déclenchement par Défaut frein intempestif	<ul style="list-style-type: none"> • Indisponibilité du groupe1 de Manantali pendant une journée
3	29-juil.-09	Groupe 1	14:49:00	15:58:00	1:09:00	Perturbation suite au déclenchement de la ligne Est à 14h04mn suivi du celui de Tobène - Touba à 14h49mn (Ilotage du groupe par sur-fréquence $f > 52\text{Hz}$)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture aux SdE • Black Out sur le RIMA • Déclenchement générale de Aggreko Nouakchott • Fréquence du RIMA : 54Hz
4	29-juil.-09	Groupe 2	14:49:00	15:34:00	0:45:00	Perturbation suite au déclenchement de la ligne Est à 14h04mn suivi du celui de Tobène - Touba à 14h49mn (Ilotage du groupe par sur-fréquence $f > 52\text{Hz}$)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture aux SdE • Black Out sur le RIMA • Déclenchement générale de Aggreko Nouakchott • Fréquence du RIMA : 54Hz
5	29-juil.-09	Groupe 3	14:49:00	ND	ND	Perturbation suite au déclenchement de la ligne Est à 14h04mn suivi du celui de Tobène - Touba à 14h49mn (Ilotage du groupe par sur-fréquence $f > 52\text{Hz}$)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture aux SdE • Black Out sur le RIMA • Déclenchement générale de Aggreko Nouakchott • Fréquence du RIMA : 54Hz
6	29-juil.-09	Groupe 4	14:49:00	ND	ND	Perturbation suite au déclenchement de la ligne Est à 14h04mn suivi du celui de Tobène - Touba à 14h49mn (Ilotage du groupe par sur-fréquence $f > 52\text{Hz}$)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture aux SdE • Black Out sur le RIMA • Déclenchement générale de Aggreko Nouakchott • Fréquence du RIMA : 54Hz
7	29-juil.-09	Groupe 5	14:49:00	16:06:00	1:17:00	Perturbation suite au déclenchement de la ligne Est à 14h04mn suivi du celui de Tobène - Touba à 14h49mn (Ilotage du groupe par sur-fréquence $f > 52\text{Hz}$)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture aux SdE • Black Out sur le RIMA • Déclenchement générale de Aggreko Nouakchott • Fréquence du RIMA : 54Hz

8	21-déc.-09	Groupe 2	18:28:00	19:29:00	01:01	Fausse manœuvre	<ul style="list-style-type: none"> • Centrale de Manantali à l'arrêt • Déclenchement par mini fréquence de plusieurs départs sur les réseaux des SdE • Interruption de fourniture au SdE pendant une heure de temps.
---	------------	----------	----------	----------	-------	-----------------	---

Tableau N° 5.2 : Déclenchement de Groupe de Manantali 2009

ND = Non disponible

N°	Date	Groupe	Heure Déclenchement	Heure Remise	Durée	Causes	Conséquences
1	8-mai-10	Groupe 4	11:32:00	12:00:00	00:28	Défaut électrique suite Accès à la cellule 4ASGE3	<ul style="list-style-type: none"> • Déviation de fréquence sur la RIO f=48,1Hz • Déficit de production à Manantali pendant trente minutes
2	6-août-10	Groupe 4	8:58:00	7:00:00	22:02	Protection Différentiel Alternateur et déclenchement CO2 causé par essai de mise en service de nouveau transformateur	<ul style="list-style-type: none"> • Déviation de fréquence sur la RIO (48,7Hz) • Délestage par mini fréquence dans le réseau des SdE • Indisponibilité du groupe 4 pendant près d'une journée
3	21-août-10	Groupe 1	22:08:00	5:04:00	06:56	Délestage dû à la protection terre F67N L01 (Suite déclenchement de la ligne Kayes-Matam)	<ul style="list-style-type: none"> • Sur-fréquence sur la RIO: f=54,5Hz • Ilotage des groupes de Manantali (G1, G2, G3 et G5) • Black Out à Bamako (réseau EDM-SA) • Interruption de Production à Manantali
4	21-août-10	Groupe 2	22:08:00	5:14:00	07:06	Délestage dû à la protection terre F67N L01 (Suite déclenchement de la ligne Kayes-Matam)	<ul style="list-style-type: none"> • Sur-fréquence sur la RIO: f=54,5Hz • Ilotage des groupes de Manantali (G1, G2, G3 et G5) • Black Out à Bamako (réseau EDM-SA) • Interruption de Production à Manantali

5	21-août-10	Groupe 3	22:08:00	ND	ND	Délestage dû à la protection terre F67N L01 (Suite déclenchement de la ligne Kayes-Matam)	<ul style="list-style-type: none"> • Sur-fréquence sur la RIO: $f=54,5\text{Hz}$ • Ilotage des groupes de Manantali (G1, G2, G3 et G5) • Black Out à Bamako (réseau EDM-SA) • Interruption de Production à Manantali
6	21-août-10	Groupe 5	22:08:00	5:30:00	07:22	Délestage dû à la protection terre F67N L01 (Suite déclenchement de la ligne Kayes-Matam)	<ul style="list-style-type: none"> • Sur-fréquence sur la RIO: $f=54,5\text{Hz}$ • Ilotage des groupes de Manantali (G1, G2, G3 et G5) • Black Out à Bamako (réseau EDM-SA) • Interruption de Production à Manantali
7	4-sept.-10	Groupe 2	2:27:00	12:27:00	10:00	Déclenchement par Défaut Mécanique 3 (carte défectueuse)	<ul style="list-style-type: none"> • Déviation de fréquence sur la RIO $f=48,1\text{Hz}$ • Déficit de production à Manantali pendant trente minutes
8	26-nov.-10	Groupe 2	15:10:00	20:56:00	05:46	Protection Différentiel Alternateur et déclenchement CO2	<ul style="list-style-type: none"> • Déviation de fréquence sur la RIO $f=48,7\text{Hz}$ • Interruption de la production d'énergie à la Centrale de Manantali pendant 10 mn. • Emission de CO2 sur les groupes 2 et 3.
9	26-nov.-10	Groupe 3	15:10:00	7:00:00	15:50	Protection Différentiel Alternateur et déclenchement CO2	<ul style="list-style-type: none"> • Déviation de fréquence sur la RIO $f=48,7\text{Hz}$ • Interruption de la production d'énergie à la Centrale de Manantali pendant 10 mn. • Emission de CO2 sur les groupes 2 et 3. • Indisponibilité du groupe 3 jusqu'au lendemain.

10	10-déc.-10	Groupe 4	10:00:00			Délestage par ouverture du disjoncteur 225kV	<ul style="list-style-type: none"> • Surtension sur le jeu de barres 225kV de Manantali. • Déviation de fréquence sur la RIO $f=48,7\text{Hz}$ • Interruption de fourniture de Somelec à Kaédi et Boghé, de Senelec sur la ligne Touba • Indisponibilité du groupe 4 pour investigations.
11	15-déc.-10	Groupe 2	11:15:00	12:13:00	00:58	Ouverture accidentelle du disjoncteur 225kV Ligne Dagana à Matam (Déclenchement du groupe par sur-fréquence $F>2$ Micom Combiné)	<ul style="list-style-type: none"> • Black-out sur le RIMA. • Interruption de fourniture d'énergie à EDM-sa à Kodialani pendant 0H48mn. • Interruption de fourniture d'énergie à SOMELEC à Nouakchott pendant 01H16mn. • Interruption de fourniture d'énergie à SENELEC à Tobène pendant 01H12mn.
12	15-déc.-10	Groupe 3	11:15:00	ND	ND	Ouverture accidentelle du disjoncteur 225kV Ligne Dagana à Matam (Déclenchement du groupe par sur-fréquence $F>2$ Micom Combiné)	<ul style="list-style-type: none"> • Black-out sur le RIMA. • Interruption de fourniture d'énergie à EDM-sa à Kodialani pendant 0H48mn. • Interruption de fourniture d'énergie à SOMELEC à Nouakchott pendant 01H16mn. • Interruption de fourniture d'énergie à SENELEC à Tobène pendant 01H12mn.

13	15-déc.-10	Groupe 5	11:15:0 0	12:27:0 0	01:12	<p>Ouverture accidentelle du disjoncteur 225kV Ligne Dagana à Matam (Déclenchement du groupe par sur-fréquence F>2 Micom Combiné)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Black-out sur le RIMA. • Interruption de fourniture d'énergie à EDM-sa à Kodialani pendant 0H48mn. • Interruption de fourniture d'énergie à SOMELEC à Nouakchott pendant 01H16mn. • Interruption de fourniture d'énergie à SENELEC à Tobène pendant 01H12mn.
----	------------	----------	--------------	--------------	-------	--

Tableau N° 5.3 : Déclenchement de Groupe de Manantali 2010

ND = Non disponible

Annexe III : Tableau de recueils des déclenchements de Lignes HT du RIMA de 2008 à 2010

No	Date	Ligne HT	Heure Déclenchement	Heure Remise	Durée	Cause	Conséquences
1	26-janv.-08	Rosso-Nouakchott	11:00	11:36	00:36	Défaut phase-terre à Nouakchott	• Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
2	26-janv.-08	Rosso-Nouakchott	16:06	16:13	00:07	Défaut différentiel	• Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
3	11-févr.-08	DAGANA-SAKAL	23:42	00:18	00:36	Défaut Z1 distance invalide (suite Déclenchement du disjoncteur 225 et 30kV Transfo 225/30 KV de Sakal)	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de l'interconnexion avec Senelec • Déclenchement de groupes a Aggreko Nouakchott (15 MW) • Déviation fréquence 49.2Hz
4	11-févr.-08	SAKAL-TOBENE	23:42	00:03	00:21	Défaut 21 phase 3 Zone 1 de Sakal	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec Senelec
5	12-févr.-08	KAEDI-BOGHE	23:10	23:19	00:09	Défaut différentiel	Interruption de fourniture d'électricité de Somelec à Boghé
6	14-mars-08	ROSSO-NOUAKCHOTT	03:55	04:14	00:19	Défaut L1-N à 4,3% de Nouakchott	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture sur le départ SOMELEC à Nouakchott • Déclenchement des groupes de SENELEC 108 MW et de AGGREKO 13 MW à Nouakchott. • Mini fréquence 47.5 Hz • Tous les SdE sont partie en mini fréquence première et deuxième stade.
7	14-mars-08	ROSSO-NOUAKCHOTT	04:31	04:40	00:09	Défaut L3-N à 7,1% de Nouakchott	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec Somelec

8	14-mars-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	06:38	06:41	00:03	Défaut phase C a 6% de Nouakchott	• Interruption d' alimentation de Somelec à Nouakchott
9	15-mars-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	06:31	06:45	00:14	Défaut phase A à 3,9 % de Nouakchott	• Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
10	15-mars-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	06:51	07:30	00:39	Défaut phase C à 5,8 % de Nouakchott	• Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
11	12-mai-08	MANANTA LI - KODIALAN I	04:47	04:56	00:09	Pluie à Bamako. Défaut Terre suite déclenchement du départ 150kV Lafia (Explosion Parafoudre dans le réseau EDM-SA)	• Perte de l'interconnexion avec EDM : 1er Incident : Pendant 24 mn 2èm Incident : pendant 38 mn • Black-out sur le Système Est • Déviation fréquence 50.9 HZ
12	12-mai-08	MANANTA LI - KODIALAN I	05:26	05:55	00:29	Défaut suite reprise par EDM de la tension 150kV a Kodialani (Alimentation du tronçon en défaut)	• Impossibilité d'alimentation de EDM à Kodialani
13	22-mai-08	DAGANA - SAKAL	12:56	00:00	11:04	Manœuvre de remise d'un relais de protection sur la CX ligne Sakal par l'équipe de protection de DT.	• Perte de l'interconnexion avec Senelec
14	13-juin-08	MANANTA LI - KODIALAN I	01:34	01:45	00:11	Défaut phases A, B - Z1 (Orage à de Kita) suite décharge atmosphérique.	• Interruption de fourniture à EDM pendant 16mn • Déviation de fréquence 51.2 Hz
15	13-juil.-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	06:51	07:14	00:23	Phase1-Terre 3,18% de Nouakchott	• Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
16	17-juil.-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	15:52	15:56	00:04	Phase2-Terre 3,3% de Nouakchott	• Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec Somelec

17	19-juil.-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	03:17	03:45	00:28	Défaut L2-N à 4,2% de Nouakchott	<ul style="list-style-type: none"> • Déviation de fréquence sur le RIMA f=49.1Hz • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec SOMELEC • Black-out à Nouakchott
18	19-juil.-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	04:50	04:55	00:05	Défaut L1-N à 3,9% de Nouakchott	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
19	19-juil.-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	05:17	05:58	00:41	Défaut L1-N à 3,8% de Nouakchott	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec Somelec
20	23-juil.-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	09:45	09:52	00:07	Défaut L1-N à 2,8% de Nouakchott	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec Somelec
21	5-août-08	KAEDI- BOGHE	02:25	02:50	00:25	Défaut Terre sur la ligne Kaédi Boghé	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption d'alimentation de Somelec à Boghé
22	7-août-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	06:31	06:38	00:07	Défaut Terre sur la ligne	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
23	8-août-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	03:59	04:13	00:14	Défaut Terre phase C sur le Transformateur No 1 225/33 KV	<ul style="list-style-type: none"> • Déviation de fréquence sur le RIMA f=49.3Hz • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott
24	15-août-08	SAKAL- TOBENE	01:02	01:12	00:10	Oscillations très importante de la fréquence et Avarie aggravée du RTU au poste de Matam.	<ul style="list-style-type: none"> • Importante oscillation de fréquence sur le RIMA • Séparation du RIMA en deux zones à Matam • Déclenchement de Aggreko2 • Alimentation de tout le système Ouest par Senelec pendant 29mn (temps de déclenchement de Aggreko2)

							<ul style="list-style-type: none"> • Coupure de Kaédi et Boghé pendant 1h39
25	20-août-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	22:10	22:18	00:08	Défaut phase 1 Terre à 2,8 %	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec SOMELEC • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott
26	24-août-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	10:19	10:26	00:07	Défaut phase L1 _N à 2,8 %	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec SOMELEC • Avec une interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott : Pendant huit minutes (07mn) pour le premier déclenchement à 10h19
27	24-août-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	10:30	10:44	00:14	Défaut phase L1 _N à 2,8 %	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec SOMELEC • Avec une interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott : Pendant huit minutes (147mn) pour le premier déclenchement à 10h19
28	27-août-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	11:15	11:23	00:08	Défaut phase L1 _N à 2,7 %	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec SOMELEC • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott

29	27-août-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	11:31	11:43	00:12	Défaut phase L1 _N à 2,7 %	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec SOMELEC • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott
30	27-août-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	11:51	12:14	00:23	Défaut phase L1 _N à 3,2 %	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec SOMELEC • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott
31	27-août-08	ROSSO- NOUAKCH OTT	12:19	13:46	01:27	Défaut phase L1 _N à 3,5 %	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec SOMELEC • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott
32	1-sept.-08	SAKAL- TOBENE	05:05	06:04	00:59	Défaut Fuze VTSU	
33	26-sept.-08	MANANTA LI- KODIALAN I	16:37	17:03	00:26	Défaut sur la phase A à 50 Km de Manantali	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement de la ligne Est et perte de charge de EDM a Bamako • Perte de l'alimentation de la ville de Kita et de Mahina et Bafoulabé

Tableau N° 6.1: Déclenchement de Ligne HT RIMA 2008

ND = Non disponible

No	Date	Ligne HT	Heure Déclenchement	Heure Remise	Durée	Cause	Conséquences
1	14-mars-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	02:09	02:28	00:19	Défaut phase L3-N, Zone 1 à 4%	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott
2	14-mars-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	04:44	04:50	00:06	Défaut phase L1-N, Zone 1 à 2,6%	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
3	14-mars-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	05:23	07:00	01:37	Défaut phase L3-N, Zone 1 à 4%	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott
4	14-mars-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	07:07	07:40	00:33	Défaut phase, Zone 1	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott
5	14-mars-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	07:49	08:36	00:47	Défaut phase, Zone 1	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott
6	14-mars-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	21:25	21:27	00:02	Défaut phase, Zone 1	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
7	14-mars-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	21:53	21:57	00:04	Défaut phase, Zone 1	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
8	14-mars-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	22:50	23:05	00:15	Défaut phase, Zone 1	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott

9	15-mars-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	08:46	08:58	00:12	Défaut phase, Zone 1	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
10	8-mai-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	02:36	03:03	00:27	Défaut phase B à 128km de Nouakchott	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott
11	11-mai-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	09:44	10:09	00:25	Fausse manœuvre de MALT Transformateur 225/30kV de Sakal	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de l'interconnexion avec Somelec et Senelec • Interruption de fourniture a Senelec durant 19 mn (Sakal, Tobène) et Somelec Nouakchott durant 26 mn • Déclenchement de la ligne 225 kV Dagana à Sakal et de la ligne 225 kV Tobène à Sakal • Déclenchement du Transformateur du poste de NOUAKCHOTT
12	11-mai-09	DAGANA- SAKAL	09:44	10:03	00:19	Fausse manœuvre de MALT Transformateur 225/30kV de Sakal	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de l'interconnexion avec Somelec et Senelec • Interruption de fourniture a Senelec durant 19 mn (Sakal, Tobène) et Somelec Nouakchott durant 26 mn • Déclenchement de la ligne 225 kV Dagana à Sakal et de la ligne 225 kV Tobène à Sakal • Déclenchement du Transformateur du poste de NOUAKCHOTT
13	11-mai-09	SAKAL- TOBENE	09:44	09:50	00:06	Fausse manœuvre de MALT Transformateur 225/30kV de Sakal	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de l'interconnexion avec Somelec et Senelec • Interruption de fourniture a Senelec durant 19 mn (Sakal, Tobène) et Somelec Nouakchott durant 26 mn • Déclenchement de la ligne 225 kV Dagana à Sakal et de la ligne 225 kV Tobène à Sakal

							• Déclenchement du Transformateur du poste de NOUAKCHOTT
14	31-mai-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	03:11	07:38	04:27	Défaut phase C à 118,5 km de Nouakchott	• Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott
15	1-juin-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	03:32	03:58	00:26	Défaut phase 1 à 4,1%	• Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott
16	1-juin-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	06:16	06:54	00:38		• Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
17	12-juin-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	06:28	06:48	00:20	Défaut phase à 3%	• Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott de 06 :28 à 06 :48 soit 20mn
18	13-juin-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	03:37	03:50	00:13	Défaut phase B à 5,8%	• Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
19	13-juin-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	04:05	04:30	00:25	Défaut phase C à 7,6%	• Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
20	13-juin-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	04:55	07:38	02:43	Défaut phase	• Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
21	14-juin-09	ROSSO- NOUAKCH	06:25	06:38	00:13	Défaut 21 phase A 5%	• Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott

		OTT					
22	14-juin-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	06:54	07:22	00:28	Défaut 21 phase B 33,4 km	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott 28 mn
23	23-juin-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	06:37	07:17	00:40	Défaut 21 phase C 6,3%	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott 28 mn
24	24-juin-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	02:56	03:04	00:08	Défaut phase A à 2,7%	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption d'alimentation de Somelec à Nouakchott
25	24-juin-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	03:17	07:31	04:14	Défaut phase à 7,3%	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott 28 mn
26	5-juil.-09	MANANTA LI- KODIALAN I	01:21	01:39	00:18	Défaut terre (décharge atmosphérique sur la ligne Est à 80 km environ de Manantali)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à EDM-sa ligne Est 99.1 MW et Bafoulabé • Une déviation de fréquence 51.3 Hz
27	7-juil.-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	06:43	06:49	00:06	Défaut à 6%	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott 28 mn
28	7-juil.-09	ROSSO- NOUAKCH OTT	06:05	07:14	01:09	Défaut terre	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott 28 mn

29	12-juil.-09	DAGANA-SAKAL	22:10	22:55	00:45	Investigations en cours. La Protection de distance Micom P441 du transfo 225/30 kV de Sakal a fonctionné pour un défaut de pompage (variations de la charge triphasée).	<ul style="list-style-type: none"> • Petre de l'Interconnexion avec le réseau Senelec et Somelec • Aggreko Nouakchott restée couplée à la Centrale Somelec • Interruption de fourniture à Senelec au poste de Sakal et Tobène
30	12-juil.-09	SAKAL-TOBENE	22:10	22:52	00:42	Investigations en cours	<ul style="list-style-type: none"> • Petre de l'Interconnexion avec le réseau Senelec et Somelec • Aggreko Nouakchott restée couplée à la Centrale Somelec • Interruption de fourniture à Senelec au poste de Sakal et Tobène
31	12-juil.-09	ROSSO-NOUAKCHOTT	22:10	23:22	01:12	Investigations en cours	<ul style="list-style-type: none"> • Petre de l'Interconnexion avec le réseau Senelec et Somelec • Aggreko Nouakchott restée couplée à la Centrale Somelec • Interruption de fourniture à Senelec au poste de Sakal et Tobène
32	28-juil.-09	MANANTALI-KODIALANI	00:54	01:18	00:24	Suite défaut sur départ 150 kV Lafiabougou	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à EDM au Poste de KODIALANI et KITA pendant : 32 mn • Fréquence est passée à $f=51\text{Hz}$ au moment de l'incident.
33	28-juil.-09	MATAM-KAEDI	17:02	17:18	00:16	Défaut ligne à 56 km de Kaédi	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption d'alimentation de Somelec à Kaédi et Boghé
34	29-juil.-09	KODIALANI	14:04	14:19	00:15	Défaut phase B, Zone 1 à 283,5km de Manantali	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à EDM au Poste de KODIALANI et KITA de 14h04 à 14h19 • Ilotage des cinq groupes de Manantali • Black Out sur le RIMA de 14h49 à 15h10 soit 21mn • Déclenchement générale de Aggreko Nouakchott • Fréquence du RIMA : 14h04 $f=51.4\text{Hz}$ et

							14h49 f=54Hz
35	2-sept.-09	MANANTALI - KAYES	18:27	19:14	00:47	Différentiel Phase B à 145.5 km de MANANTALI (Orage à KAYES)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à SENELEC de 18 h27 à 19h21 soit 54 minutes • SOMELEC alimenté par Aggreko NOUAKCHOTT • Déclenchement Groupe G2 et G5 de Manantali
36	8-sept.-09	KAEDI - BOGHE	03:02	03:22	00:20	Défaut terre, zone 1, phase B à 47,7Km	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à BOGHE(SOMELEC) pendant 24 minutes
37	9-sept.-09	ROSSO - NOUAKCHOTT	20:00	20:11	00:11	Défaut terre phase L1 (suite Déclenchement du Disjoncteur 225 et 30 kV Transfo No1 de Sakal)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à SENELEC au Poste de Sakal pendant 25mn • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott 20MW • Interruption de fourniture à SOMELEC au Poste de Nouakchott pendant 14mn • Déviation de fréquence sur le RIMA : f=51.1hZ
38	17-sept.-09	MANANTALI - KODIALANI	16:47	17:13	00:26	Défaut phase B, zone 3	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à EDM-SA au Poste de Kodialani pendant 33mn • Déviation de fréquence sur le RIMA : f=50.9hZ

39	18-sept.-09	MATAM - DAGANA	01:58	02:16	00:18	Défaut phase A, B et C, zone 1 à 149,8Km	<ul style="list-style-type: none"> • Petre d'interconnexion avec SENELEC et SOMELEC • Interruption de fourniture à SENELEC et SOMELEC de 01 :58 à 02 :21 soit pendant 23mn • Déviation de fréquence sur le RIMA : $f=51\text{hZ}$ • Ilotage des groupes G1 et G2 de Manantali • Déclenchement des Groupes Aggreko à Nouakchott
40	18-sept.-09	DAGANA - SAKAL	01:58	02:21	00:23	Boucl Déf L1-L2, Dist Déf>100% (temps orageux)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à SENELEC et SOMELEC de 01 :58 à 02 :21 soit pendant 23mn • Déviation de fréquence sur le RIMA : $f=51\text{hZ}$
41	18-sept.-09	SAKAL - TOBENE	01:58	02:18	00:20	Diff ABC, Z1 à 3,7Km (temps orageux)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à SENELEC et SOMELEC de 01 :58 à 02 :21 soit pendant 23mn • Déviation de fréquence sur le RIMA : $f=51\text{hZ}$
42	26-sept.-09	SAKAL - TOBENE	18:41	18:47	00:06	Défaut phase C, zone 2	
43	24-nov.-09	MATAM- KAEDI	20:36	21:03	00:27	Défaut phase A à 31 km	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à KAEDI 39mn et BOGHE 36mn
44	5-déc.-09	KAEDI- BOGHE	06:47	07:16	00:29	Défaut phase - terre Type AG à 51,8 km	<ul style="list-style-type: none"> • KAEDI : Fonctionnement du Ré enclenchement automatique. • Interruption de fourniture à BOGHE de 06 :47 à 07 :16 soit 29mn
45	29-déc.-09	MANANTA LI-KAYES	06:28	06:44	00:16	Protection de distance (Perturbation interne au réseau EDM-sa, perte de charge importante à 04 mn avant l'incident)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture d'énergie à EEM-sa pendant 18 mn. • Surtension importante sur l'ensemble du RIO. • Défaut Bucholz sur le Transformateur_2 225/150 kV de KODIALANI

Tableau N° 6.2: Déclenchement de Ligne HT RIMA 2009

ND = Non disponible

No	Date	Ligne HT	Heure Déclenche ment	Heure Remise	Durée	Cause	Conséquences
1	3-janv.-10	SAKAL-TOBENE	19:51	19:58	00:07	Différentielle Barre (Incident survenu pendant une reprise après travaux sur transformateur 225/30KV de Sakal)	<ul style="list-style-type: none"> • Perte d'interconnexion avec SENELEC • Interruption de Service de Senelec de 19 :51 à 20 :02 (heure de couplage du réseau) soit 11 mn
2	13-févr.-10	MATAM - KAEDI	07:16	09:05	01:49	KBCH en défaut	
3	16-févr.-10	MANANTALI - KODIALANI	09:34	09:46	00:12	Travaux de maintenance sur la réactance ligne à Kodialani (Essai injection)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture EDM-SA de 09 :34 à 09 :54 soit 20 mn
4	14-mars-10	MANANTALI - KODIALANI	13:30	13:56	00:26	Perturbations dans le réseau EDM avec une perte importante de charges (Maxi U)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à EDM-SA à Kita et Kodialani • Fréquence élevée sur le RIO (le pic atteignant 50.7 HZ) • Surtension sur le RIO
5	31-mai-10	ROSSO - NOUAKCHOTT	23:00	00:00	00:17	Défaut terre phase C à 2,2 % (Pollution et humidité à Nouakchott)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture de Somelec à Nouakchott
6	1-juin-10	ROSSO - NOUAKCHOTT	00:59	07:48	06:49	Défaut terre phase A à 25,3 % (Pollution et humidité à Nouakchott)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture de Somelec à Nouakchott
7	5-juin-10	ROSSO - NOUAKCHOTT	06:06	06:23	00:17	Défaut terre phase C à 58,5 Km de Rosso (Pollution et humidité à Nouakchott)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture de Somelec à Nouakchott
8	13-juin-10	MANANTALI - KODIALANI	13:13	13:34	00:21	Défaut terre phase B à 149 Km de Manantali (temps orageux à Kita)	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de l'interconnexion avec le réseau EDM-sa pendant 22 minutes.

9	21-juin-10	ROSSO - NOUAKCHOTT	01:49	02:24	00:35	Défaut phase B à 128,9 Km de NKT (Pollution et humidité à Nouakchott)	• Interruption de fourniture de Somelec à Nouakchott
10	10-juil.-10	LIGNE 150 KV KALABANKORO	19:31	19:42	00:11	Protection Distance défaut à 2,3 km	
11	18-juil.-10	LIGNE 225 KV ROSSO- NOUAKCHOTT	04:04	04:27	00:23	Défaut phase à 4,6% de Nouakchott (Pollution et humidité à Nouakchott)	• Interruption de fourniture SOMELEC à Nouakchott •.Déclenchement des groupes de AGGREKO
12	18-juil.-10	LIGNE 225 KV ROSSO- NOUAKCHOTT	05:10	08:17	03:07	Défaut phase C à 4,4 % du poste de Nouakchott (Pollution et humidité à Nouakchott)	• Interruption de fourniture SOMELEC à Nouakchott •.Déclenchement des groupes de AGGREKO
13	18-juil.-10	LIGNE 225 KV ROSSO- NOUAKCHOTT	23:02	07:42	08:40	défaut phase A à 4,4 % du poste de Nouakchott	• Interruption de fourniture SOMELEC à Nouakchott •.Déclenchement des groupes de AGGREKO
14	20-juil.-10	LIGNE 225 KV TOBENE-TOUBA	10:17	10:40	00:23	Sans signalisation	
15	20-juil.-10	LIGNE 225 KV TOBENE-TOUBA	13:25	13:37	00:12	Sans signalisation	
16	20-juil.-10	LIGNE 225 KV TOBENE-TOUBA	14:17	14:57	00:40	Sans signalisation	
17	24-juil.-10	LIGNE 225 KV ROSSO- NOUAKCHOTT	22:33	06:47	08:14	Défaut phase A a 4 % du Poste de Nouakchott (Pollution et humidité à Nouakchott)	• Interruption de fourniture SOMELEC à Nouakchott •.Déclenchement des groupes de AGGREKO
18	29-juil.-10	LIGNE 225 KV ROSSO- NOUAKCHOTT	05:04	05:22	00:18	Défaut phase C à 4,4 % du Poste de Nouakchott	• Interruption de fourniture SOMELEC à Nouakchott •.Déclenchement des groupes de AGGREKO

19	29-juil.-10	LIGNE 225 KV ROSSO- NOUAKCHOTT	05:41	06:16	00:35	Défaut phase C à 6,5 % du Poste de Nouakchott (Pollution et humidité à Nouakchott)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture SOMELEC à Nouakchott • Déclenchement des groupes de AGGREKO
20	29-juil.-10	LIGNE 225 KV ROSSO- NOUAKCHOTT	06:18	07:32	01:14	Défaut phase C à 7,5 % du Poste de Nouakchott (Pollution et humidité à Nouakchott)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture SOMELEC à Nouakchott • Déclenchement des groupes de AGGREKO
21	2-août-10	LIGNE 225 KV ROSSO- NOUAKCHOTT	21:52	22:30	00:38	Défaut phase A à 4,3 % du Poste de Nouakchott (Pollution et humidité à Nouakchott)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture SOMELEC à Nouakchott • Déclenchement des groupes de AGGREKO
22	3-août-10	LIGNE 225 KV TOBENE-TOUBA	02:03	02:10	00:07	Sans signalisation	
23	15-août-10	LIGNE 90 KV MATAM-KAEDI	23:41	00:19	00:38	Défaut phase A et C à 21,92 Km du Poste de Matam	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à KAEDI et BOGHE
24	21-août-10	LIGNE 225KV KAYES-MATAM	22:08	05:10	07:02	Défaut phase C à 33,3Km de Matam (Forte pluie avec vent très violent aux environs de Matam)	<ul style="list-style-type: none"> • Ilotage des groupes de Manantali (G1, G2, G3 et G5) • Black Out à Bamako (réseau EDM-SA) • Interruption de fourniture à Senelec (Matam), SOMELEC (Kaédi et Boghé), EDM-SA (Kayes, Manantali, Kita et Kodialani) à Nouakchott de 05h04 à 05h21 soit 16 mn • Déclenchement des groupes de AGGREKO
25	24-août-10	LIGNE 225KV MANANTALI- KODIALANI	14:13	14:55	00:42	Défaut phase B à 88,1 Km de Manantali • (temps pluvieux)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture d'énergie au poste de Kodialani pendant 42 mn • Interruption de fourniture d'énergie au poste de KITA pendant 43 mn • Interruption de fourniture d'énergie sur le départ Bafoulabé pendant 29 mn

26	28-août-10	LIGNE 225 KV TOBENE-TOUBA	18:16	18:22	00:06	Sans signalisation	
27	4-sept.-10	LIGNE 225 KV TOBENE-TOUBA	04:49	05:54	01:05	Sans signalisation	
28	4-août-10	LIGNE 225 KV TOBENE-TOUBA	14:29	14:39	00:10	Sans signalisation	
29	6-sept.-10	LIGNE 225 KV ROSSO- NOUAKCHOTT	18:10	18:30	00:20	Défaut phase B à 28,9km du Poste de Rosso (Pollution et humidité à Nouakchott)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture SOMELEC à Nouakchott • Déclenchement des groupes de AGGREKO
30	6-nov.-10	LIGNE 225KV KAYES-MATAM	03:12	03:50	00:38	Défaut phase A à 120 km de Matam	
31	11-nov.-10	DECLENCHEMENT DU DISJONCTEUR 225 KV TRANSFORMATEUR DE BAFOULABE	15:10	ND	ND	Fermeture en défaut du transformateur 225/30kV de Bafoulabé	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de la production d'énergie à la Centrale de Manantali pendant 10 mn. • Surtension sur le JDB de Manantali U=256.7 kV • Emission de CO2 sur les groupes 2 et 3. • f min = 48.7 Hz à Manantali • Interruption de fourniture d'énergie à SOMELEC aux Postes de Kaédi (45 mn) et Boghé (42 mn) • Interruption de fourniture d'énergie à EDM sur le départ BAFOULABE (06 :01)
32	13-nov.-10	LIGNE 90 KV KAEDI-BOGHE	06:30	06:48	00:18	Défaut ph A à 75,6 km de Boghé	
33	10-déc.-10	LIGNE 225 KV TOBENE -TOUBA	10:04	10:11	00:07	Suite déclenchement Groupe 4 EEM-sa	<ul style="list-style-type: none"> • Surtension sur le JDB de Manantali U=255 kV • f min = 48.7 Hz • Interruption de fourniture d'énergie à SOMELEC aux Postes de Kaédi et

							Boghé pendant 26 mn
34	15-déc.-10	LIGNE 225 KV MATAM - DAGANA	11:15	11:49	00:34	Ouverture accidentelle du disjoncteur 225kV Ligne Dagana à Matam.	Déclenchement des groupes de Manantali G3, G5 et G2 • Black-out sur le RIMA. • Interruption de fourniture d'énergie à EDM-sa à Kodialani pendant 0H48mn. • Interruption de fourniture d'énergie à SOMELEC à Nouakchott pendant 01H16mn. • Interruption de fourniture d'énergie à SENELEC à Tobène pendant 01H12mn.
35	22-déc.-10	LIGNE 225 KV TOBENE -TOUBA	13:15	13:20	00:05	Défaut Terre (un câble 90kV cassé)	

Tableau N° 6.3 : Déclenchement de Ligne HT RIMA 2010

ND = Non disponible

Annexe III : Tableau des black-out du RIMA de 2008 à 2010

No	Date	Equipement HT (Ligne, Groupe, Transformateur)	Heure Déclench ement	Heure Remise	Durée	Cause	Conséquences
1	14-mars-08	Ligne 225kV Rosso - Nouakchott	03:55	04:14	00:19	Défaut L1-N à 4,3% de Nouakchott	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture sur le départ SOMELEC à Nouakchott • Déclenchement des groupes de SENELEC 108 Mw et de AGGREKO 13 Mw à Nouakchott. • Mini fréquence 47.5 Hz • Toutes les SdE sont partie en mini fréquence première et deuxième stade.
2	12-mai-08	Ligne 225kV Manantali - Kodialani	04:47	04:56	00:09	Pluie à Bamako. Défaut Terre suite Déclenchement du départ 150kV Lafia (Explosion de Parafoudre dans le réseau EDM-SA)	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de l'interconnexion avec EDM : 1er Incident : Pendant 24 mn 2èm Incident : pendant 38 mn • Black-out sur le Système Est • Déviation fréquence 50.9 HZ
3	19-juil.-08	Ligne 225kV Rosso- Nouakchott	03:17	03:45	00:28	Défaut L2-N à 4,2% de Nouakchott	<ul style="list-style-type: none"> • Déviation de fréquence sur le RIMA f=49.1Hz • Déclenchement général de Aggreko Nouakchott • Perte de l'interconnexion avec SOMELEC • Black-out à Nouakchott

4	15-août-08	Ligne 225kV Sakal-Tobène	01:02	01:12	00:10	Oscillations très importante de la fréquence et Avarie aggravée du RTU au poste de Matam.	<ul style="list-style-type: none"> • Importante oscillation de fréquence sur le RIMA • Séparation du RIMA en deux zones à Matam • Déclenchement de Aggreko2 • Alimentation de tout le système Ouest par Senelec pendant 29mn (temps de déclenchement de Aggreko2) • Coupure de Kaédi et Boghé pendant 1h39
5	17-oct.-08	Groupe 1, 2, 3 et 5	20:47:00	21:56:00	01:09	Déclenchement du Disjoncteur de Coupage (Ilotage du groupe par sur-fréquence f=53,20Hz)	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de l'interconnexion des systèmes Est et Ouest pendant 25mn • Déviation de fréquence sur la RIO (48,7Hz) • Délestage par mini fréquence dans le réseau des SdE • Interruption de production à la Centrale de Manantali
6	11-mai-09	Ligne 225kV Dagana-Sakal; Rosso-Nouakchott et Sakal-Tobène	09:44	10:03	00:19	Fausse manœuvre de MALT Transformateur 225/30kV de Sakal	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de l'interconnexion avec Somelec et Senelec • Interruption de fourniture a Senelec durant 19 mn (Sakal, Tobène) et Somelec Nouakchott durant 26 mn • Déclenchement de la ligne 225 kV Dagana à Sakal et de la ligne 225 kV Tobène à Sakal • Déclenchement du Transformateur du poste de NOUAKCHOTT
7	12-juil.-09	Ligne 225kV Dagana-Sakal; Rosso-Nouakchott; Sakal-Tobène	22:10	22:55	00:45	Investigations en cours. La Protection de distance Micom P441 du transfo 225/30 kV de Sakal a fonctionné pour un défaut de pompage (variations de la charge triphasée).	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de l'Interconnexion avec le réseau Senelec et Somelec • Aggreko Nouakchott restée couplée à la Centrale Somelec • Interruption de fourniture à Senelec au poste de Sakal et Tobène

8	29-juil.-09	Ligne 225kV Manantali - Kodialani	14:04	14:19	00:15	Défaut phase B, Zone 1 à 283,5km de Manantali	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture à EDM au Poste de KODIALANI et KITA de 14h04 à 14h19 • Ilotage des cinq groupes de Manantali • Black Out sur le RIMA de 14h49 à 15h10 soit 21mn • Déclenchement générale de Aggreko Nouakchott • Fréquence du RIMA : 14h04 f=51.4Hz et 14h49 f=54Hz
9	29-juil.-09	Groupe 1, 2, 3, 4 et 5	14:49:00	15:58:00	1:09:00	Perturbation suite au déclenchement de la ligne Est à 14h04mn suivi du celui de Tobène - Touba à 14h49mn (Ilotage du groupe par sur-fréquence)	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de fourniture aux SdE • Black Out sur le RIMA • Déclenchement générale de Aggreko Nouakchott • Fréquence du RIMA : 5,5Hz
10	21-déc.-09	Groupe 2	18:28:00	19:29:00	01:01	Fausse manœuvre	<ul style="list-style-type: none"> • Centrale de Manantali à l'arrêt • Déclenchement par mini fréquence de plusieurs départs sur les réseaux des SdE • Interruption de fourniture au SdE pendant une heure de temps.
11	21-août-10	Ligne 225kV Kayes-Matam et par suite les Groupes 1, 2, 3 et 5 de Manantali	22:08	05:10	07:02	Défaut phase C à 33,3Km de Matam (Forte pluie avec vent très violent aux environs de Matam)	<ul style="list-style-type: none"> • Ilotage des groupes de Manantali (G1, G2, G3 et G5) • Black Out à Bamako (réseau EDM-SA) • Interruption de fourniture à Senelec (Matam), SOMELEC (Kaédi et Boghé), EDM-SA (Kayes, Manantali, Kita et Kodialani) à Nouakchott de 05h04 à 05h21 soit 16 mn • Déclenchement des groupes de AGGREKO

12	11-nov.-10	Déclenchement du disjoncteur 225 kV transformateur de Bafoulabé	15:10	ND	ND	Fermeture en défaut du transformateur 225/30kV de Bafoulabé	<ul style="list-style-type: none"> • Interruption de la production d'énergie à la Centrale de Manantali pendant 10 mn. • Surtension sur le JDB de Manantali U=256.7 kV • Emission de CO2 sur les groupes 2 et 3. • f min = 48.7 Hz à Manantali • Interruption de fourniture d'énergie à SOMELEC aux Postes de Kaédi (45 mn) et Boghé (42 mn) • Interruption de fourniture d'énergie à EDM sur le départ BAFOULABE (06 :01)
13	15-déc.-10	Ligne 225 kV Matam - Dagana et par suite les Groupes 2, 3 et 5 de Manantali	11:15	11:49	00:34	Ouverture accidentelle du disjoncteur 225kV Ligne Dagana à Matam.	<ul style="list-style-type: none"> • Déclenchement des groupes de Manantali G3, G5 et G2 • Black-out sur le RIMA. • Interruption de fourniture d'énergie à EDM-sa à Kodialani pendant 0H48mn. • Interruption de fourniture d'énergie à SOMELEC à Nouakchott pendant 01H16mn. • Interruption de fourniture d'énergie à SENELEC à Tobène pendant 01H12mn.

Tableau N° 7: Black-out sur le RIMA 2008 - 2010

ND = Non disponible

Annexe IV : Base données pour le Calcul de Load Flow

manantali_faible.lf - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage ?

ZONES ET TYPES

Zone	Type	Zone	Type	Zone	Type	Zone	Type	Zone	Type	Zone	Type	Zone	Type	Zone	Type
01	AC	02	AC	03	AC	04	AC								

* ZONES EQUILIBREES ET COMPOSANTE DIRECTE DES ZONES FORTESCUE *

ZONE	TYPE	NOMS DES NOEUDS
01	AC	1MAN11KV 2MAN11KV 3MAN11KV 4MAN11KV 5MAN11KV BOG_90KV DAG225C1 DAG225C2 DAG225KV KAE_90KV KAY225C5 KAY225KV KIT225KV KIT_30KV KOD225C5 KOD225KV MAN225CR MAN225C5 MAN225KV MAT225C1 MAT225C2 MAT225KV MAT_90KV NOU225KV ROS225KV SAK225KV TOB225KV
02	AC	KAY_30KV KAY_90KV KOD150_1 KOD150_2 MAN_30KV
03	AC	BOG_15KV KAE_15KV NOU_33_1 NOU_33_2 ROS_15KV ROS_33KV
04	AC	DAG_30KV KAO225KV KAO_30KV MAT_30KV SAK_30KV TOB_90_1 TOB_90_2 TOU225KV TOU_30KV

LEGENDE DE LA COLONNE 'TYPE' :

- 1 : TRANSFORMATEUR A RAPPORT REEL FIXE.
- 2 : TRANSFORMATEUR A RAPPORT REEL REGLABLE.
- 8 : TRANSFORMATEUR DETAILLE.
- 9 : TRANSFORMATEUR PHASE QUADRATURE.
- 145 : TRANSFORMATEUR GENERIQUE FORTESCUE.
- 146 : AUTOTRANSFORMATEUR FORTESCUE.
- 147 : TRANSFORMATEUR DETAILLE FORTESCUE.

manantali_faible.lf - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage ?

TRANSFORMATEUR(S)

NOMS	PAR	RAPP.	TYPE	NOMS	PAR	RAPP.	TYPE		
2MAN11KV	MAN225KV	1	1.04	1	4MAN11KV	MAN225KV	1	1.04	1
3MAN11KV	MAN225KV	1	1.04	1	1MAN11KV	MAN225KV	1	1.04	1
5MAN11KV	MAN225KV	1	1.04	1	KIT225KV	KIT_30KV	1	1.00	2
KOD225KV	KOD150_2	0	1.00	2	KOD225KV	KOD150_1	0	1.00	2
KAY225KV	KAY_30KV	1	1.00	2	KAY225KV	KAY_90KV	1	1.00	2
MAT225KV	MAT_30KV	1	1.00	2	MAT225KV	MAT_90KV	1	1.00	2
KAE_90KV	KAE_15KV	1	1.00	2	BOG_90KV	BOG_15KV	1	1.00	2
DAG225KV	DAG_30KV	1	1.00	2	ROS225KV	ROS_33KV	1	1.00	2
NOU225KV	NOU_33_1	1	1.10	2	NOU225KV	NOU_33_2	1	1.10	2
SAK225KV	SAK_30KV	1	1.00	2	TOB225KV	TOB_90_1	1	1.00	2
TOB225KV	TOB_90_2	1	1.00	2	ROS_33KV	ROS_15KV	1	1.00	2
MAN225KV	MAN_30KV	1	1.00	2	KAO225KV	KAO_30KV	1	1.00	2
TOU225KV	TOU_30KV	1	1.00	2					

TRANSFORMEUR(S) REGLANT(S)

NOMS	PAR	TYPE	NOEUD REGL	TENSION IMPOSEE (KV)	RAPP. MIN. (PU)	RAPP. MAX. (PU)	
KIT225KV	KIT_30KV	1	2	KIT_30KV	30.00	0.850	1.147
KOD225KV	KOD150_2	0	2	KOD150_2	153.00	0.850	1.147
KOD225KV	KOD150_1	0	2	KOD150_1	153.00	0.850	1.147
KAY225KV	KAY_30KV	1	2	KAY_30KV	30.00	0.850	1.147
KAY225KV	KAY_90KV	1	2	KAY_90KV	90.00	0.850	1.147
MAT225KV	MAT_30KV	1	2	MAT_30KV	32.00	0.850	1.147
MAT225KV	MAT_90KV	1	2	MAT_90KV	90.00	0.850	1.147
KAE_90KV	KAE_15KV	1	2	KAE_15KV	15.00	0.850	1.147
BOG_90KV	BOG_15KV	1	2	BOG_15KV	15.00	0.850	1.147
DAG225KV	DAG_30KV	1	2	DAG_30KV	32.00	0.850	1.147
ROS225KV	ROS_33KV	1	2	ROS_33KV	33.00	0.850	1.147
NOU225KV	NOU_33_1	1	2	NOU_33_1	33.20	0.935	1.261
NOU225KV	NOU_33_2	1	2	NOU_33_2	33.20	0.935	1.261
SAK225KV	SAK_30KV	1	2	SAK_30KV	32.00	0.850	1.147
TOB225KV	TOB_90_1	1	2	TOB_90_1	92.00	0.850	1.147
TOB225KV	TOB_90_2	1	2	TOB_90_2	92.00	0.850	1.147
ROS_33KV	ROS_15KV	1	2	ROS_15KV	15.00	0.850	1.147
MAN225KV	MAN_30KV	1	2	MAN_30KV	30.00	0.850	1.147
KAO225KV	KAO_30KV	1	2	KAO_30KV	32.50	0.850	1.147
TOU225KV	TOU_30KV	1	2	TOU_30KV	32.50	0.850	1.147

manantali_faible.lf - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage ?

NOEUD(S) SPECIAL(AUX)

NOMS	TYPE	TENSION KV	IMPOSEE DEGRE	PRODUCTION		
				REACTIVE MINIMUM	REACTIVE INITIALE	REACTIVE MAXIMUM
1MAN11KV	1	11.00		-20.0	0.0	25.9
2MAN11KV	1	11.00		-20.0	0.0	25.9
3MAN11KV	1	11.00		-20.0	0.0	25.9
4MAN11KV	1	11.00		-20.0	0.0	25.9
5MAN11KV	3	11.00	0.0	*****	0.0	*****

LEGENDE :
1 : NOEUD PV.
3 : NOEUD BALANCIER.

BANC(S) DE COMPENSATION

NOM	NOEUD	PUIS. REACTIVE GENERE E PAR UNITE A 1 PU	PERTES ACTIVEES PAR UNITE A 1 PU	NOMBRE D UNITES ENCLENCHEES	NOMBRE D UNITES MAXIMUM
MAN_BOB1	MAN225CR	-20.00 MVAR	23.00 Kw	1	1
MAN_BOB2	MAN225CS	-25.00 MVAR	23.00 Kw	0	1
KOD_BOB1	KOD225CS	-25.00 MVAR	23.00 Kw	1	1
KAY_BOB1	KAY225KV	-20.00 MVAR	20.00 Kw	1	1
KAY_BOB2	KAY225CS	-25.00 MVAR	23.00 Kw	1	1
MAT_BOB1	MAT225KV	-20.00 MVAR	20.00 Kw	1	1
MAT_BOB2	MAT225C1	-25.00 MVAR	23.00 Kw	1	1
DAG_BOB1	DAG225C1	-25.00 MVAR	23.00 Kw	1	1
DAG_BOB2	DAG225KV	-20.00 MVAR	20.00 Kw	1	1
NOU_BOB1	NOU225KV	-20.00 MVAR	20.00 Kw	1	1
TOB_BOB1	TOB225KV	-20.00 MVAR	20.00 Kw	1	1
SAK_BOB1	SAK225KV	-20.00 MVAR	20.00 Kw	1	1

LEGENDE DES TYPES DE BRANCHES
0 : LIGNE AC.
1 : TRANSFORMATEUR A RAPPORT REEL FIXE.
2 : TRANSFORMATEUR A RAPPORT REEL REGLABLE.
3 : BRANCHE SERIE.
4 : PI DISSYMETRIQUE.
6 : COUPLAGE.
8 : TRANSFORMATEUR DETAILLE.
9 : TRANSFORMATEUR PHASE QUADRATURE.
100 : LIGNE FORTESCUE.
103 : BRANCHE SERIE FORTESCUE.
104 : PI DISSYMETRIQUE FORTESCUE.
145 : TRANSFORMATEUR GENERAL FORTESCUE.
146 : AUTOTRANSFORMATEUR FORTESCUE.
147 : TRANSFORMATEUR DETAILLE FORTESCUE.

manantali_faible.lf - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage ?

LISTING ENTREES

ZONE	NOEUD NOM	PRODUCTION MW	MVAR	CHARGE MW	MVAR	TENSION NOMINALE	ZONE	PAR	TYPE	R P. U.	X P. U.	GS P. U.	BS P. U.	CAPA MVA	RAPP. /PLOT	CON
01	1MAN11KV	0.00	0.00	0.00	0.00	11.0	01	MAN225KV	1	1	.00585	.251209	.002	.010275	47.	1.04
01	2MAN11KV	0.00	0.00	0.00	0.00	11.0	01	MAN225KV	1	1	.00585	.251209	.002	.010275	47.	1.04
01	3MAN11KV	0.00	0.00	0.00	0.00	11.0	01	MAN225KV	1	1	.00585	.251209	.002	.010275	47.	1.04
01	4MAN11KV	0.00	0.00	0.00	0.00	11.0	01	MAN225KV	1	1	.00585	.251209	.002	.010275	47.	1.04
01	5MAN11KV	0.00	0.00	0.00	0.00	11.0	01	MAN225KV	1	1	.00585	.251209	.002	.010275	47.	1.04
01	BOG_90KV	0.00	0.00	0.00	0.00	90.0	01	MAN225KV	1	1	.00585	.251200	.002	.010275	47.	1.04
01	DAG225C1	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	03	BOG_15KV	1	2	.05000	.597913	.006	.006708	10.	1.00
CA	DAG_BOB1	-0.02300	-25.00				01	KAE_90KV	1	0	.01784	.504300	.000	.011100	250.	
01	DAG225C2	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	DAG225KV	1	3	.00000	-.05926	/	/	200.	
01	DAG225C2	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	MAT225C2	1	0	.02720	.164600	.000	.249400	250.	
01	DAG225KV	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	DAG225KV	1	3	.00000	-.05926	/	/	200.	
CA	DAG_BOB2	-0.02000	-20.00				01	SAK225KV	1	0	.01150	.069700	.000	.105600	250.	
01	KAE_90KV	0.00	0.00	0.00	0.00	90.0	01	DAG225C1	1	3	.00000	-.05926	/	/	200.	
01	KAY225CS	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	DAG225C2	1	3	.00000	-.05926	/	/	200.	
CA	KAY_BOB2	-0.02300	-25.00				04	DAG_30KV	1	2	.02225	.513018	.003	.000857	20.	1.00
01	KAY225KV	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	ROS225KV	1	0	.00690	.033300	.000	.026800	250.	
CA	KAY_BOB1	-0.02000	-20.00				01	BOG_90KV	1	0	.01784	.504300	.000	.011100	250.	
01	KIT225KV	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	03	KAE_15KV	1	2	.05000	.597913	.006	.006708	10.	1.00
CA	KIT_BOB1	-0.02000	-20.00				01	MAT_90KV	1	0	.01568	.044320	.000	.009800	250.	
01	KIT225KV	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	KAY225KV	1	3	.00000	-.05926	/	/	200.	
01	KIT_30KV	0.00	0.00	0.85	0.61	30.0	01	MAN225CS	0	0	.01860	.112500	.000	.170500	250.	
01	KIT_30KV	0.00	0.00	0.85	0.61	30.0	01	KAY225CS	1	3	.00000	-.05926	/	/	200.	
01	KIT_30KV	0.00	0.00	0.85	0.61	30.0	02	KAY_30KV	1	2	.02225	.513018	.003	.000857	20.	1.00
01	KIT_30KV	0.00	0.00	0.85	0.61	30.0	02	KAY_90KV	1	2	.02555	.508859	.003	.000768	20.	1.00
01	KIT_30KV	0.00	0.00	0.85	0.61	30.0	01	MAT225C1	1	0	.01350	.081300	.000	.123200	250.	OUT
01	KIT_30KV	0.00	0.00	0.85	0.61	30.0	01	KIT_30KV	1	2	.02225	.511000	.003	.000768	20.	1.00
01	KIT_30KV	0.00	0.00	0.85	0.61	30.0	01	KOD225CS	1	0	.01840	.011130	.000	.168700	250.	
01	KIT_30KV	0.00	0.00	0.85	0.61	30.0	01	MAN225CR	0	0	.01200	.072800	.000	.110300	250.	
01	KIT_30KV	0.00	0.00	0.85	0.61	30.0	01	KIT225KV	1	2	.02225	.511000	.003	.000768	20.	1.00

manantali_faible.lf - Bloc-notes																
Fichier Edition Format Affichage ?																
LISTING ENTREES																
2																
ZONE	NOEUD NOM	PRODUCTION		CHARGE		TENSION NOMINALE	ZONE	PAR	TYPE	R	X	G5	BS	CAPA	RAPP.	CON
		MW	MVAR	MW	MVAR		NOEUD			P. U.	P. U.	P. U.	P. U.	MVA	/PLOT	
01	KOD225CS	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	KIT225KV	1	0.1840	.011130	.000	.168700	250.		
CA	KOD_BOB1	-0.02300	-25.00				01	KOD225KV	1	6.00000	.000000	.000	.000000	////		
01	KOD225KV	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	02	KOD150_1	0	2.00381	.129944	.001	.001029	75.	1.00	
							02	KOD150_2	0	2.00381	.129944	.001	.001029	75.	1.00	
01	MAN225CR	1.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	KIT225KV	0	0.01200	.072800	.000	.110300	250.		
CA	MAN_BOB1	-0.02300	-20.00				01	MAN225KV	1	6.00000	.000000	.000	.000000	////		
01	MAN225CS	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	KAY225CS	0	0.01860	.112500	.000	.170500	250.		
CA	MAN_BOB2	0.00000	0.00				01	MAN225KV	1	6.00000	.000000	.000	.000000	////		
01	MAN225KV	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	1MAN11KV	1	1.00585	.251209	.002	.010275	47.	1.04	
							01	2MAN11KV	1	1.00585	.251209	.002	.010275	47.	1.04	
							01	3MAN11KV	1	1.00585	.251209	.002	.010275	47.	1.04	
							01	4MAN11KV	1	1.00585	.251209	.002	.010275	47.	1.04	
							01	5MAN11KV	1	1.00585	.251209	.002	.010275	47.	1.04	
01	MAT225C1	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	MAN225CR	1	6.00000	.000000	.000	.000000	////		
CA	MAT_BOB2	-0.02300	-25.00				01	MAN225CS	1	6.00000	.000000	.000	.000000	////		
01	MAT225C2	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	MAT225KV	1	0.01350	.081300	.000	.123200	250.		
							01	MAT225KV	1	3.00000	-.05926	/	/	200.		
01	MAT225KV	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	DAG225C1	1	0.02720	.164600	.000	.249400	250.		
CA	MAT_BOB1	-0.02000	-20.00				01	MAT225KV	0	3.00000	-.05926	/	/	200.		
01	MAT_90KV	0.00	0.00	0.00	0.00	90.0	01	MAT225C1	1	3.00000	-.05926	/	/	200.		
							01	MAT225C2	0	3.00000	-.05926	/	/	200.		
							04	MAT_30KV	1	2.02225	.513018	.003	.000857	20.	1.00	
							01	MAT_90KV	1	2.02555	.508859	.003	.000768	20.	1.00	
01	NOU225KV	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	KAE_90KV	1	0.01568	.044320	.000	.009800	250.		
CA	NOU_BOB1	-0.02000	-20.00				01	MAT225KV	1	2.02555	.508859	.003	.000768	20.	1.00	
							03	NOU_33_1	1	2.00451	.498480	.001	.002568	75.	1.10	
							03	NOU_33_2	1	2.00451	.498480	.001	.002568	75.	1.10	OUT
							01	ROS225KV	1	0.03220	.156500	.000	.125800	250.		

manantali_faible.lf - Bloc-notes																
Fichier Edition Format Affichage ?																
LISTING ENTREES																
3																
ZONE	NOEUD NOM	PRODUCTION		CHARGE		TENSION NOMINALE	ZONE	PAR	TYPE	R	X	G5	BS	CAPA	RAPP.	CON
		MW	MVAR	MW	MVAR		NOEUD			P. U.	P. U.	P. U.	P. U.	MVA	/PLOT	
01	ROS225KV	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	DAG225KV	1	0.00690	.033300	.000	.026800	250.		
							01	NOU225KV	1	0.03220	.156500	.000	.125800	250.		
							03	ROS_33KV	1	2.02225	.513018	.003	.000857	20.	1.00	
01	SAK225KV	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	01	DAG225C2	1	0.01150	.069700	.000	.105600	250.		
CA	SAK_BOB1	-0.02000	-20.00				04	SAK_30KV	1	2.00898	.314102	.000	.000500	50.	1.00	
							01	TOB225KV	1	0.01810	.048300	.000	.187600	250.		
01	TOB225KV	45.30	-7.08	0.00	0.00	225.0	01	SAK225KV	1	0.01810	.048300	.000	.187600	250.		
CA	TOB_BOB1	-0.02000	-20.00				04	TOB_90_1	1	2.00379	.497486	.001	.001026	75.	1.00	
							04	TOB_90_2	1	2.00379	.497486	.001	.001026	75.	1.00	
02	KAY_30KV	0.00	0.00	4.00	0.07	30.0	04	TOU225KV	1	0.02030	.084800	.000	.151800	300.		
02	KAY_90KV	0.00	0.00	0.00	0.00	90.0	01	KAY225KV	1	2.02225	.513018	.003	.000857	20.	1.00	
02	KOD150_1	0.00	0.00	8.35	41.07	150.0	01	KAY225KV	1	2.02555	.508859	.003	.000768	20.	1.00	
02	KOD150_2	0.00	0.00	0.00	0.00	150.0	02	KOD150_2	1	6.00000	.000000	.000	.000000	////		
							01	KOD225KV	0	2.00381	.129944	.001	.001029	75.	1.00	
02	MAN_30KV	0.00	0.00	0.60	0.30	30.0	02	KOD150_1	1	6.00000	.000000	.000	.000000	////		
							01	KOD225KV	0	2.00381	.129944	.001	.001029	75.	1.00	
03	BOG_15KV	0.00	0.00	0.85	0.45	15.0	01	MAN225KV	1	2.02225	.513018	.000	.000867	20.	1.00	
03	KAE_15KV	0.00	0.00	0.77	0.58	15.0	01	BOG_90KV	1	2.05000	.597913	.006	.006708	10.	1.00	
03	NOU_33_1	0.00	0.00	9.80	3.80	33.0	01	KAE_90KV	1	2.05000	.597913	.006	.006708	10.	1.00	
03	NOU_33_2	0.00	0.00	0.00	0.00	33.0	01	NOU225KV	1	2.00451	.498480	.001	.002568	75.	1.10	
03	ROS_15KV	0.00	0.00	1.10	2.79	15.0	01	NOU225KV	1	2.00451	.498480	.001	.002568	75.	1.10	
03	ROS_33KV	0.00	0.00	0.80	-1.00	33.0	03	ROS_33KV	1	2.14800	1.39216	.000	.000050	5.	1.00	
							01	ROS225KV	1	2.02225	.513018	.003	.000857	20.	1.00	
							03	ROS_15KV	1	2.14800	1.39216	.000	.000050	5.	1.00	
04	DAG_30KV	0.00	0.00	3.82	1.62	30.0	01	DAG225KV	1	2.02225	.513018	.003	.000857	20.	1.00	
04	KAO225KV	20.00	0.00	0.00	0.00	225.0	04	KAO_30KV	1	2.05333	.597625	.000	.000062	15.	1.00	
							04	TOU225KV	1	0.01290	.054000	.000	.096700	300.		

Annexe V : Résultats du Calcul de Load Flow

Scenario de faible charge :

manantali_faible.lf - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage ?

4

LISTING ENTREES																	
ZONE	NOEUD NOM	PRODUCTION MW	MVAR	CHARGE MW	MVAR	TENSION NOMINALE	ZONE	PAR	TYPE	R P. U.	X P. U.	GS P. U.	BS P. U.	CAPA MVA	RAPP. /PLOT	CON	
04	MAT_30KV	0.00	0.00	4.15	2.10	30.0	01	MAT225KV	1	2	.02225	.513018	.003	.000857	20.	1.00	
04	SAK_30KV	0.00	0.00	21.56	4.19	30.0	01	SAK225KV	1	2	.00898	.314102	.000	.000500	50.	1.00	
04	TOB_90_1	0.00	0.00	0.00	0.00	90.0	01	TOB225KV	1	2	.00379	.497486	.001	.001026	75.	1.00	
							04	TOB_90_2	1	6	.00000	.000000	.000	.000000	////		
04	TOB_90_2	0.00	0.00	0.00	0.00	90.0	01	TOB225KV	1	2	.00379	.497486	.001	.001026	75.	1.00	
							04	TOB_90_1	1	6	.00000	.000000	.000	.000000	////		
04	TOU225KV	0.00	0.00	0.00	0.00	225.0	04	KA0225KV	1	0	.01290	.054000	.000	.096700	300.		OUT
							01	TOB225KV	1	0	.02030	.084800	.000	.151800	300.		
							04	TOU_30KV	1	2	.05333	.597625	.000	.000062	15.	1.00	
04	TOU_30KV	0.00	0.00	6.50	3.40	30.0	04	TOU225KV	1	2	.05333	.597625	.000	.000062	15.	1.00	

RESUME

47 NOEUDS
48 BRANCHES = 18 LIGNES
+ 5 COUPLAGES(S)
+ 0 PI DISSYMETRIQUE(S)
+ 25 TRANSFORMATEUR(S)
+ 0 TRANSFORMATEUR(S) A 3 ENROULEMENTS

15 CHARGES
5 NOEUD(S) SPECIAL(AUX)

ITERA. = 0.0 NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 58
ITERA. = 1.0 NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 53
ITERA. = 2.0 NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 46
ITERA. = 3.0 NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 34
ITERA. = 4.0 NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 26
ITERA. = 4.1 NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 21
ITERA. = 4.2 NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 16
ITERA. = 4.3 NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 14
ITERA. = 4.4 NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 10
ITERA. = 5.0 NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 5

manantali_faible.lf - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage ?

RESULTATS COMPLETS

NOEUDS ZONE NOM	KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		NOEUDS		BRANCHES				CALC MVA	NOM. MVA	CALC %	RAPP. PLOT	
			ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ZONE	NOM	MW	MVAR	PERTES MW	MVAR					
01 1MAN11KV	11.00	-3.09	0.00	6.89	0.00	0.00	01	MAN225KV	1	0.0	6.9	0.2	1.2	6.9	47	14	1.04
			0.00	0.00													
01 2MAN11KV	11.00	-3.09	0.00	6.89	0.00	0.00	01	MAN225KV	1	0.0	6.9	0.2	1.2	6.9	47	14	1.04
			0.00	0.00													
01 3MAN11KV	11.00	-3.09	0.00	6.89	0.00	0.00	01	MAN225KV	1	0.0	6.9	0.2	1.2	6.9	47	14	1.04
			0.00	0.00													
01 4MAN11KV	11.00	-3.09	0.00	6.89	0.00	0.00	01	MAN225KV	1	0.0	6.9	0.2	1.2	6.9	47	14	1.04
			0.00	0.00													
01 5MAN11KV	11.00	0.00	22.87	6.96	0.00	0.00	01	MAN225KV	1	22.9	7.0	0.2	2.4	23.9	47	50	1.04
			0.00	0.00													
01 BOG_90KV	89.95	-4.87	0.00	0.00	0.00	0.00	03	BOG_15KV	1	1.5	1.1	0.6	0.7	1.8	10	18	1.01
			0.00	0.00			01	KAE_90KV	1	-1.5	-1.1	0.0	-2.2	1.8	250	0	
01 DAG225C1	225.65	-3.64	0.00	0.00	0.00	0.00	01	DAG225KV	1	-0.2	-13.9	0.0	-0.1	13.9	200	6	
CA DAG_BOB1			-0.02313	-25.15			01	MAT225C2	1	0.2	-11.2	0.1	-48.7	11.2	250	4	
			0.00	0.00													
01 DAG225C2	219.55	-4.22	0.00	0.00	0.00	0.00	01	DAG225KV	1	16.6	31.0	0.0	-0.8	35.2	200	17	
			0.00	0.00			01	SAK225KV	1	-16.6	-31.0	0.1	-19.9	35.2	250	14	
01 DAG225KV	223.80	-3.64	0.00	0.00	0.00	0.00	01	DAG225C1	1	0.2	13.8	0.0	-0.1	13.8	200	6	
CA DAG_BOB2			-0.01979	-19.79			01	DAG225C2	1	-16.6	-31.8	0.0	-0.8	35.8	200	17	
			0.00	0.00			04	DAG_30KV	1	4.2	1.8	0.3	0.2	4.5	20	22	1.08
							01	ROS225KV	1	12.2	-3.6	0.0	-5.2	12.7	250	5	
01 KAE_90KV	89.99	-4.45	0.00	0.00	0.00	0.00	01	BOG_90KV	1	1.5	-1.1	0.0	-2.2	1.8	250	0	
			0.00	0.00			03	KAE_15KV	1	1.4	1.3	0.6	0.7	1.9	10	18	1.01
							01	MAT_90KV	1	-2.8	-0.2	0.0	-2.0	2.8	250	1	
01 KAY225CS	226.89	-3.70	0.00	0.00	0.00	0.00	01	KAY225KV	1	11.8	3.3	0.0	-0.1	12.3	200	6	
CA KAY_BOB2			-0.02339	-25.42			01	MAN225CS	0	-11.9	-28.7	0.0	-34.9	31.1	250	12	
			0.00	0.00													
01 KAY225KV	227.33	-3.30	0.00	0.00	0.00	0.00	01	KAY225CS	1	-11.8	-3.4	0.0	-0.1	12.3	200	6	
CA KAY_BOB1			-0.02042	-20.42			02	KAY_30KV	1	4.3	0.3	0.3	0.2	4.3	20	21	0.99
			0.00	0.00			01	MAT225C1	1	7.5	-17.3	0.0	-25.2	18.8	250	7	
01 KIT225KV	226.19	-3.33	0.00	0.00	0.00	0.00	01	KIT_30KV	1	1.1	0.7	0.3	0.1	1.3	20	6	1.00
			0.00	0.00			01	KOD225CS	1	9.0	33.7	0.5	-33.6	34.9	250	13	
01 KIT_30KV	29.99	-3.65	0.00	0.00	0.85	0.61	01	MAN225CR	0	-10.1	-34.4	0.1	-22.2	35.9	250	14	

manantali_faible.lf - Bloc-notes															
Fichier Edition Format Affichage ?															
NOEUDS ZONE NOM	KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		BRANCHES								
			ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ZONE NOM	NOM MW	MVAR	PERTES MW	MVAR	CALC MVA	NOM. MVA	CALC %	RAPP. PLOT
01 KOD225CS CA KOD_BOB1	224.56	-2.85	0.00 -0.02291	0.00 -24.90	0.00	0.00	01 KIT225KV 1 01 KOD225KV 1	-8.5 ////	-67.3 ////	0.5 0.0	-33.6 0.0	67.8 ////	250 ////	27 ////	
01 KOD225KV	224.56	-2.85	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	02 KOD150_1 0 02 KOD150_2 0 01 KOD225CS 1	4.2 4.2 ////	21.2 21.2 ////	0.1 0.1 0.0	0.7 0.7 0.0	21.6 21.6 ////	75 75 ////	28 28 ////	1.05 1.05 ////
01 MAN225CR CA MAN_BOB1	230.26	-3.07	1.00 -0.02409	0.00 -20.95	0.00	0.00	01 KIT225KV 0 01 MAN225KV 1	10.2 ////	12.2 ////	0.1 0.0	-22.2 0.0	15.9 ////	250 ////	6 ////	
01 MAN225CS CA MAN_BOB2	230.26	-3.07	0.00 0.00000	0.00 0.00	0.00	0.00	01 KAY225CS 0 01 MAN225KV 1	11.9 ////	-6.2 ////	0.0 0.0	-34.9 0.0	13.4 ////	250 ////	5 ////	
01 MAN225KV	230.26	-3.07	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	01 1MAN11KV 1 01 2MAN11KV 1 01 3MAN11KV 1 01 4MAN11KV 1 01 5MAN11KV 1 01 MAN225CR 1 01 MAN225CS 1 02 MAN_30KV 1	0.2 0.2 0.2 0.2 -22.6 //// //// 0.6	-5.7 -5.7 -5.7 -5.7 -4.6 //// //// 0.4	0.2 0.2 0.2 0.2 0.2 0.0 0.0 0.0	1.2 1.2 1.2 1.2 2.4 0.0 0.0 0.1	5.7 5.7 5.7 5.7 23.1 //// //// 0.7	47 47 47 47 47 //// //// 20	12 12 12 12 49 //// //// 3	1.04 1.04 1.04 1.04 1.04 //// //// 0.98
01 MAT225C1 CA MAT_BOB2	227.96	-3.68	0.00 -0.02361	0.00 -25.66	0.00	0.00	01 KAY225KV 1 01 MAT225KV 1	-7.5 7.5	-7.9 -17.8	0.0 0.0	-25.2 -0.2	10.9 19.3	250 200	4 9	
01 MAT225C2	220.52	-3.43	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	01 DAG225C1 1 01 MAT225KV 0	-0.1 0.1	-37.5 37.5	0.1 0.0	-48.7 -0.9	37.5 37.5	250 200	15 18	
01 MAT225KV CA MAT_BOB1	225.63	-3.43	0.00 -0.02011	0.00 -20.11	0.00	0.00	01 MAT225C1 1 01 MAT225C2 0 04 MAT_30KV 1 01 MAT_90KV 1	-7.5 -0.1 4.5 3.1	17.6 -38.4 2.3 -1.6	0.0 0.0 0.3 0.3	-0.2 -0.9 0.2 0.1	19.1 38.4 5.0 3.5	200 200 20 20	9 19 25 17	1.07 1.07 1.07 0.99
01 MAT_90KV	90.00	-4.37	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	01 KAE_90KV 1 01 MAT225KV 1	2.8 -2.8	-1.8 1.8	0.0 0.3	-2.0 0.1	3.3 3.3	250 20	1 16	0.99
01 NOU225KV CA NOU_BOB1	218.72	-4.58	0.00 -0.01890	0.00 -18.90	0.00	0.00	03 NOU_33_1 1 01 ROS225KV 1	9.9 -9.9	4.6 -23.5	0.1 0.1	0.8 -23.9	10.9 25.5	75 250	14 10	1.06

manantali_faible.lf - Bloc-notes															
Fichier Edition Format Affichage ?															
NOEUDS ZONE NOM	KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		BRANCHES								
			ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ZONE NOM	NOM MW	MVAR	PERTES MW	MVAR	CALC MVA	NOM. MVA	CALC %	RAPP. PLOT
01 ROS225KV	223.69	-3.88	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	01 DAG225KV 1 01 NOU225KV 1 03 ROS_33KV 1	-12.2 10.0 2.2	-1.6 -0.4 2.1	0.0 0.1 0.3	-5.2 -23.9 0.1	12.3 10.0 3.0	250 250 20	4 3 15	1.02
01 SAK225KV CA SAK_BOB1	223.37	-3.68	0.00 -0.01971	0.00 -19.71	0.00	0.00	01 DAG225C2 1 04 SAK_30KV 1 01 TOB225KV 1	16.7 21.6 -38.3	11.1 5.6 -36.4	0.1 0.0 0.3	-19.9 1.4 -36.7	20.0 22.3 52.8	250 50 250	8 44 21	1.09
01 TOB225KV CA TOB_BOB1	226.92	-2.81	45.30 -0.02034	-7.08 -20.34	0.00	0.00	01 SAK225KV 1 04 TOB_90_1 1 04 TOB_90_2 1 04 TOU225KV 1	38.6 0.1 0.1 6.6	-0.3 0.1 0.1 -27.3	0.3 0.1 0.1 0.0	-36.7 0.1 0.1 -31.0	38.6 0.1 0.1 28.1	250 75 75 300	15 01.01 01.01 9	
02 KAY_30KV	29.98	-4.56	0.00 0.00	0.00 0.00	4.00	0.07	01 KAY225KV 1	-4.0	-0.1	0.3	0.2	4.0	20	20	0.99
02 KAY_90KV	0.00	0.00													
02 KOD150_1	153.01	-3.11	0.00 0.00	0.00 0.00	8.35	41.07	02 KOD150_2 1 01 KOD225KV 0	//// -4.2	//// -20.5	0.0 0.1	0.0 0.7	//// 21.0	//// 75	//// 27	//// 1.05
02 KOD150_2	153.01	-3.11	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	02 KOD150_1 1 01 KOD225KV 0	//// -4.2	//// -20.5	0.0 0.1	0.0 0.7	//// 21.0	//// 75	//// 27	//// 1.05
02 MAN_30KV	30.02	-3.25	0.00 0.00	0.00 0.00	0.60	0.30	01 MAN225KV 1	-0.6	-0.3	0.0	0.1	0.7	20	3	0.98
03 BOG_15KV	15.01	-5.33	0.00 0.00	0.00 0.00	0.85	0.45	01 BOG_90KV 1	-0.8	-0.4	0.6	0.7	1.0	10	9	1.01
03 KAE_15KV	15.01	-4.88	0.00 0.00	0.00 0.00	0.77	0.58	01 KAE_90KV 1	-0.8	-0.6	0.6	0.7	1.0	10	9	1.01
03 NOU_33_1	33.18	-7.30	0.00 0.00	0.00 0.00	9.80	3.80	01 NOU225KV 1	-9.8	-3.8	0.1	0.8	10.5	75	14	1.06
03 NOU_33_2	0.00	0.00													
03 ROS_15KV	14.99	-5.11	0.00 0.00	0.00 0.00	1.10	2.79	03 ROS_33KV 1	-1.1	-2.8	0.0	0.1	3.0	5	59	1.04
03 ROS_33KV	32.99	-4.50	0.00 0.00	0.00 0.00	0.80	-1.00	01 ROS225KV 1 03 ROS_15KV 1	-1.9 1.1	-1.9 2.9	0.3 0.0	0.1 0.1	2.7 3.1	20 5	13 62	1.02 1.04
04 DAG_30KV	32.00	-4.69	0.00 0.00	0.00 0.00	3.82	1.62	01 DAG225KV 1	-3.8	-1.6	0.3	0.2	4.1	20	20	1.08
04 KAO225KV 04 KAO_30KV 04 MAT_30KV	0.00 0.00 31.99	0.00 0.00 -4.55													
04 SAK_30KV	31.98	-7.03	0.00 0.00	0.00 0.00	21.56	4.19	01 MAT225KV 1 01 SAK225KV 1	-4.2 -21.6	-2.1 -4.2	0.3 0.0	0.2 1.4	4.7 22.0	20 50	23 43	1.07 1.09

manantali_faible.lf - Bloc-notes
Fichier Edition Format Affichage ?

1 PAGE 4

RESULTATS COMPLETS

ZONE	NOEUDS NOM	KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		ZONE	NOEUDS NOM	BRANCHES		CALC MVA	NOM. MVA	CALC %	RAPP. PLOT		
				ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ACTIVE MW	REACTIVE MVAR			MW	MVAR					PERTES MW	PERTES MVAR
04	TOB_90_1	91.95	-2.83	0.00	0.00	0.00	0.00	01	TOB225kv 1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	75	0	1.01
04	TOB_90_2	91.95	-2.83	0.00	0.00	0.00	0.00	04	TOB_90_2 1	////	////	0.0	0.0	////	////	////	////
04	TOU225KV	228.88	-3.25	0.00	0.00	0.00	0.00	01	TOB225kv 1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	75	0	1.01
04	TOU_30KV	32.48	-5.03	0.00	0.00	6.50	3.40	04	TOB_90_1 1	////	////	0.0	0.0	////	////	////	////
								01	TOB225kv 1	-6.5	-3.7	0.0	-31.0	7.5	300	2	
								04	TOU_30KV 1	6.5	3.7	0.0	0.3	7.5	15	49	1.09
								04	TOU225KV 1	-6.5	-3.4	0.0	0.3	7.3	15	48	1.09

1 PAGE 5

ECHANGES ENTRE ZONES

ZONE	PUISSANCE ACTIVE (Mw)				PUISSANCE REACTIVE (MVAR)			
	PRODUCTION	CHARGE	PERTES	EXPORT	PRODUCTION	CHARGE	PERTES	EXPORT
01	69.17	0.85	4.42	63.91	-213.91	0.61	-261.77	47.25
02	0.00	12.95	0.24	-13.19	0.00	41.44	0.80	-42.24
03	0.00	13.32	0.80	-14.12	0.00	6.62	1.30	-7.92
04	0.00	36.03	0.45	-36.48	0.00	11.31	-14.21	2.90
TOTAL	69.17	63.15	5.90	0.12	-213.91	59.98	-273.89	0.00
					MVAR GENERES PAR CONDENSATEUR(S)	-241.35	MW DE PERTE	0.24

Scenario de moyenne charge :

manantali_moyen.lf - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage ?

```

-----
RESUME
-----
47 NOEUDS
48 BRANCHES = 18 LIGNES
                + 5 COUPLAGES(S)
                + 0 PI DISSYMETRIQUE(S)
                + 25 TRANSFORMATEUR(S)
                + 0 TRANSFORMATEUR(S) A 3 ENROULEMENTS

15 CHARGES
5 NOEUD(S) SPECIAL(AUX)
-----

ITERA. = 0.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 57
ITERA. = 1.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 59
ITERA. = 2.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 60
ITERA. = 3.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 47
ITERA. = 4.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 41
ITERA. = 4.1  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 31
ITERA. = 4.2  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 26
ITERA. = 4.3  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 26
ITERA. = 4.4  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 22
ITERA. = 5.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 16
ITERA. = 5.1  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 14
ITERA. = 5.2  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 6
ITERA. = 5.3  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 4
ITERA. = 5.4  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 0
    
```

1

PAGE 1

manantali_moyen.lf - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage ?

```

-----
RESULTATS COMPLETS
-----

```

NOEUDS ZONE NOM	KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		NOEUDS ZONE NOM	BRANCHES				CALC MVA	NOM. MVA	CALC %	RAPP. PLOT
			ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ACTIVE MW	REACTIVE MVAR		NOM	MVAR	PERTES MW	MVAR				
01 1MAN11KV	11.00	-0.35	30.11	10.13	0.00	0.00									
		PV	0.00	0.00			01 MAN225KV 1	30.1	10.1	0.3	3.4	31.8	47	67	1.04
01 2MAN11KV	11.00	-0.63	28.00	10.03	0.00	0.00									
		PV	0.00	0.00			01 MAN225KV 1	28.0	10.0	0.3	3.1	29.7	47	63	1.04
01 3MAN11KV	11.00	-4.45	0.00	9.77	0.00	0.00									
		PV	0.00	0.00			01 MAN225KV 1	0.0	9.8	0.2	1.3	9.8	47	20	1.04
01 4MAN11KV	11.00	-4.45	0.00	9.77	0.00	0.00									
		PV	0.00	0.00			01 MAN225KV 1	0.0	9.8	0.2	1.3	9.8	47	20	1.04
01 5MAN11KV	11.00	0.00	32.65	10.26	0.00	0.00									
		SL	0.00	0.00			01 MAN225KV 1	32.6	10.3	0.3	3.8	34.2	47	72	1.04
01 BOG_90KV	89.92	-8.34	0.00	0.00	0.00	0.00									
			0.00	0.00			03 BOG_15KV 1	1.5	1.1	0.6	0.7	1.8	10	18	1.01
			0.00	0.00			01 KAE_90KV 1	-1.5	-1.1	0.0	-2.2	1.8	250	0	
01 DAG225C1	224.32	-9.94	0.00	0.00	0.00	0.00									
CA DAG_BOB1			-0.02286	-24.85			01 DAG225KV 1	41.2	-31.2	0.0	-1.6	51.7	200	25	
			0.00	0.00			01 MAT225C2 1	-41.2	6.3	0.7	-43.3	41.7	250	16	
01 DAG225C2	214.37	-8.23	0.00	0.00	0.00	0.00									
			0.00	0.00			01 DAG225KV 1	-7.6	41.8	0.0	-1.2	42.5	200	21	
01 DAG225KV	220.22	-8.51	0.00	0.00	0.00	0.00									
CA DAG_BOB2			-0.01916	-19.16			01 SAK225KV 1	7.6	-41.8	0.1	-18.8	42.5	250	16	
			0.00	0.00			01 DAG225C1 1	-41.2	29.6	0.0	-1.6	50.7	200	25	
			0.00	0.00			01 DAG225C2 1	7.6	-43.0	0.0	-1.2	43.6	200	21	
			0.00	0.00			04 DAG_30KV 1	5.9	1.8	0.3	0.3	6.2	20	30	1.10
			0.00	0.00			01 ROS225KV 1	27.6	-7.6	0.1	-4.9	28.6	250	11	
01 KAE_90KV	89.96	-7.92	0.00	0.00	0.00	0.00									
			0.00	0.00			01 BOG_90KV 1	1.5	-1.1	0.0	-2.2	1.8	250	0	
			0.00	0.00			03 KAE_15KV 1	1.5	1.3	0.6	0.7	2.0	10	19	1.01
			0.00	0.00			01 MAT_90KV 1	-2.9	-0.2	0.0	-2.0	3.0	250	1	
01 KAY225CS	226.65	-7.98	0.00	0.00	0.00	0.00									
CA KAY_BOB2			-0.02334	-25.37			01 KAY225KV 1	56.1	-11.0	0.0	-1.9	57.2	200	28	
			0.00	0.00			01 MAN225CS 0	-56.1	-14.4	0.6	-31.4	58.0	250	23	
01 KAY225KV	225.32	-6.09	0.00	0.00	0.00	0.00									
CA KAY_BOB1			-0.02006	-20.06			01 KAY225CS 1	-56.1	9.1	0.0	-1.9	56.8	200	28	
			0.00	0.00			02 KAY_30KV 1	5.0	0.9	0.3	0.2	5.1	20	25	1.00
			0.00	0.00			01 MAT225C1 1	51.1	-30.0	0.4	-22.5	59.2	250	23	
01 KIT225KV	220.69	-5.50	0.00	0.00	0.00	0.00									
			0.00	0.00			01 KIT_30KV 1	0.9	0.6	0.3	0.1	1.1	20	5	1.02
			0.00	0.00			01 KOD225CS 1	31.9	52.3	1.1	-31.3	61.3	250	24	
			0.00	0.00			01 MAN225CR 0	-32.8	-52.9	0.4	-19.8	62.2	250	24	
01 KIT_30KV	30.00	-5.75	0.00	0.00	0.60	0.50									

manantali_moyen.lf - Bloc-notes
Fichier Edition Format Affichage ?

RESULTATS COMPLETS

NOEUDS ZONE NOM	KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		BRANCHES								
			ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ZONE NOM	NOM MW	MVAR	PERTES MW	MVAR	CALC MVA	NOM. MVA	CALC %	RAPP. PLOT
01 KOD225CS CA KOD_BOB1	217.60	-4.95	0.00 -0.02151	0.00 -23.38	0.00	0.00	01 KIT225KV 1 01 KOD225KV 1	-30.8 ////	-83.6 ////	1.1 0.0	-31.3 0.0	89.2 ////	250 ////	35 ////	
01 KOD225KV	217.60	-4.95	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	02 KOD150_1 0 02 KOD150_2 0 01 KOD225CS 1	15.4 15.4 ////	30.1 30.1 ////	0.1 0.1 0.0	1.4 1.4 0.0	33.8 33.8 ////	75 75 ////	45 45 ////	1.09 1.09 ////
01 MAN225CR CA MAN_BOB1	228.69	-4.42	1.00 -0.02376	0.00 -20.66	0.00	0.00	01 KIT225KV 0 01 MAN225KV 1	33.2 ////	33.0 ////	0.4 0.0	-19.8 0.0	46.8 ////	250 ////	18 ////	
01 MAN225CS CA MAN_BOB2	228.69	-4.42	0.00 0.00000	0.00 0.00	0.00	0.00	01 KAY225CS 0 01 MAN225KV 1	56.7 ////	-17.0 ////	0.6 0.0	-31.4 0.0	59.2 ////	250 ////	23 ////	
01 MAN225KV	228.69	-4.42	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	01 IMAN11KV 1 01 ZMAN11KV 1 01 3MAN11KV 1 01 4MAN11KV 1 01 5MAN11KV 1 01 MAN225CR 1 01 MAN225CS 1 02 MAN_30KV 1	-29.8 -27.7 0.2 0.2 -32.4 //// //// 0.6	-6.7 -6.9 -8.5 -8.5 -6.5 //// //// 0.4	0.3 0.3 0.2 0.2 0.3 0.0 0.0 0.1	3.4 3.1 1.3 1.3 3.8 0.0 0.0 0.1	30.6 28.6 8.5 8.5 33.0 0.0 0.0 0.7	47 47 47 47 47 47 47 20	65 60 18 18 70 1.04 1.04 3	1.04 1.04 1.04 1.04 1.04 1.09 1.09 0.99
01 MAT225C1 CA MAT_BOB2	227.20	-8.58	0.00 -0.02345	0.00 -25.49	0.00	0.00	01 KAY225KV 1 01 MAT225KV 1	-50.7 50.7	7.5 -32.9	0.4 0.0	-22.5 -2.1	51.2 60.4	250 200	20 30	
01 MAT225C2	215.98	-5.37	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	01 DAG225C1 1 01 MAT225KV 0	42.0 -42.0	-49.7 49.7	0.7 0.0	-43.3 -2.7	65.0 65.0	250 200	26 32	
01 MAT225KV CA MAT_BOB1	222.95	-6.86	0.00 -0.01964	0.00 -19.64	0.00	0.00	01 MAT225C1 1 01 MAT225C2 0 04 MAT_30KV 1 01 MAT_90KV 1	-50.7 42.0 5.4 3.2	30.8 -52.4 3.6 -1.6	0.0 0.0 0.3 0.3	-2.1 -2.7 0.3 0.1	59.3 67.1 6.5 3.6	200 200 20 20	29 33 32 18	1.09 1.09 1.09 1.00
01 MAT_90KV	89.97	-7.84	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	01 KAE_90KV 1 01 MAT225KV 1	2.9 -2.9	-1.7 1.7	0.0 0.3	-2.0 0.1	3.4 3.4	250 20	1 17	1.00 1.00
01 NOU225KV CA NOU_BOB1	215.82	-11.38	0.00 -0.01840	0.00 -18.40	0.00	0.00									

manantali_moyen.lf - Bloc-notes
Fichier Edition Format Affichage ?

RESULTATS COMPLETS

NOEUDS ZONE NOM	KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		BRANCHES								
			ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ZONE NOM	NOM MW	MVAR	PERTES MW	MVAR	CALC MVA	NOM. MVA	CALC %	RAPP. PLOT
01 ROS225KV	220.17	-9.08	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	01 DAG225KV 1 01 NOU225KV 1 03 ROS_33KV 1	-27.6 25.6 2.0	2.7 -4.7 2.0	0.1 0.2 0.3	-4.9 -22.5 0.1	27.7 26.0 2.8	250 250 20	11 10 14	1.03
01 SAK225KV CA SAK_BOB1	219.47	-8.79	0.00 0.00000	0.00 0.00	0.00	0.00	01 DAG225C2 1 04 SAK_30KV 1 01 TOB225KV 1	-7.5 23.9 -16.4	23.0 6.5 -29.5	0.1 0.0 0.1	-18.8 1.7 -35.8	24.2 24.8 33.7	250 50 250	9 49 13	
01 TOB225KV CA TOB_BOB1	221.46	-8.44	23.20 -0.01937	-10.50 -19.37	0.00	0.00	01 SAK225KV 1 04 TOB_90_1 1 04 TOB_90_2 1 04 TOU225KV 1	16.5 0.1 0.1 6.6	-6.3 0.1 0.1 -23.7	0.1 0.1 0.1 0.0	-35.8 0.1 0.1 -29.5	17.7 0.1 0.1 24.6	250 75 75 300	7 0 0 8	1.04 1.04 1.04 1.00
02 KAY_30KV	30.00	-7.55	0.00 0.00	0.00 0.00	4.72	0.67	01 KAY225KV 1	-4.7	-0.7	0.3	0.2	4.8	20	23	1.00
02 KAY_90KV	0.00	0.00													
02 KOD150_1	153.02	-5.95	0.00 0.00	0.00 0.00	30.62	57.39	02 KOD150_2 1 01 KOD225KV 0	//// -15.3	//// -28.7	0.0 0.1	0.0 1.4	//// 32.5	//// 75	//// 43	//// 1.09
02 KOD150_2	153.02	-5.95	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00	02 KOD150_1 1 01 KOD225KV 0	//// -15.3	//// -28.7	0.0 0.1	0.0 1.4	//// 32.5	//// 75	//// 43	//// 1.09
02 MAN_30KV	30.00	-4.60	0.00 0.00	0.00 0.00	0.60	0.30	01 MAN225KV 1	-0.6	-0.3	0.0	0.1	0.7	20	3	0.99
03 BOG_15KV	15.00	-8.80	0.00 0.00	0.00 0.00	0.85	0.45	01 BOG_90KV 1	-0.8	-0.4	0.6	0.7	1.0	10	9	1.01
03 KAE_15KV	15.00	-8.39	0.00 0.00	0.00 0.00	0.89	0.58	01 KAE_90KV 1	-0.9	-0.6	0.6	0.7	1.1	10	10	1.01
03 NOU_33_1	33.18	-18.63	0.00 0.00	0.00 0.00	25.23	-4.17	01 NOU225KV 1	-25.2	4.2	0.1	3.5	25.6	75	34	1.04
03 NOU_33_2	0.00	0.00													
03 ROS_15KV	15.01	-10.05	0.00 0.00	0.00 0.00	0.86	2.79	03 ROS_33KV 1	-0.9	-2.8	0.0	0.1	2.9	5	58	1.04
03 ROS_33KV	32.99	-9.62	0.00 0.00	0.00 0.00	0.80	-1.00	01 ROS225KV 1 03 ROS_15KV 1	-1.7 0.9	-1.9 2.9	0.3 0.0	0.1 0.1	2.5 3.0	20 5	12 60	1.03 1.04
04 DAG_30KV	31.97	-10.01	0.00 0.00	0.00 0.00	5.60	1.51	01 DAG225KV 1	-5.6	-1.5	0.3	0.3	5.8	20	29	1.10
04 KAO225KV 04 KAO_30KV 04 MAT_30KV	0.00 0.00 32.00	0.00 0.00 -8.21	0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00	5.11	3.27	01 MAT225KV 1	-5.1	-3.3	0.3	0.3	6.1	20	30	1.09

manantali_moyen.f - Bloc-notes
Fichier Edition Format Affichage ?

1 PAGE 4

RESULTATS COMPLETS

NOEUDS		KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		NOEUDS		BRANCHES				CALC MVA	NOM. MVA	CALC %	RAPP. PLOT
ZONE	NOM			ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ZONE	NOM	NOM MW	MVAR	PERTES MW	MVAR				
04	TOB_90_1	91.98	-8.45	0.00	0.00	0.00	0.00	01	TOB225KV 1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	75	0	1.04
04	TOB_90_2	91.98	-8.45	0.00	0.00	0.00	0.00	04	TOB_90_2 1	////	////	0.0	0.0	////	////	////	////
04	TOU225KV	222.91	-8.87	0.00	0.00	0.00	0.00	01	TOB225KV 1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	75	0	1.04
04	TOU_30KV	32.51	-10.57	0.00	0.00	6.50	5.40	04	TOB_90_1 1	////	////	0.0	0.0	////	////	////	////
				0.01	0.08			01	TOB225KV 1	-6.5	-5.8	0.0	-29.5	8.7	300	2	
								04	TOU_30KV 1	6.5	5.7	0.0	0.4	8.6	15	57	1.13
								04	TOU225KV 1	-6.5	-5.3	0.0	0.4	8.4	15	55	1.13

1 PAGE 5

ECHANGES ENTRE ZONES

ZONE	PUISSANCE ACTIVE (MW)				PUISSANCE REACTIVE (MVAR)				
	PRODUCTION	CHARGE	PERTES	EXPORT	PRODUCTION	CHARGE	PERTES	EXPORT	
01	114.96	0.60	7.05	107.31	-176.93	0.50	-240.44	63.01	
02	0.00	35.94	0.26	-36.20	0.00	58.36	1.59	-59.95	
03	0.00	28.63	0.81	-29.44	0.00	-1.35	2.62	-1.27	
04	0.00	41.10	0.46	-41.56	0.00	14.95	-13.15	-1.80	
TOTAL	114.96	106.27	8.58	0.10	-176.93	72.46	-249.38	-0.01	
	MVAR GENERES PAR CONDENSATEUR(S)				-216.38	MW DE PERTE			0.21

Scenario de forte charge :

manantali.lf - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage ?

RESUME

```

47 NOEUDS =
48 BRANCHES = 18 LIGNES
                + 5 COUPLAGES(S)
                + 0 PI DISSYMETRIQUE(S)
                + 25 TRANSFORMATEUR(S)
                + 0 TRANSFORMATEUR(S) A 3 ENROULEMENTS

15 CHARGES
5 NOEUD(S) SPECIAL(AUX)
    
```

```

ITERA. = 0.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 58
ITERA. = 1.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 65
ITERA. = 2.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 63
ITERA. = 3.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 62
ITERA. = 4.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 54
ITERA. = 4.1  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 45
ITERA. = 4.2  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 38
ITERA. = 4.3  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 31
ITERA. = 4.4  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 32
ITERA. = 5.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 20
ITERA. = 6.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 21
ITERA. = 6.1  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 19
ITERA. = 6.2  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 15
ITERA. = 6.3  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 8
REGUL. TRANSF. SAK225KV - SAK_30KV RAPPORT A LA LIMITE SUPERIEURE : 1.147000
REGUL. TRANSF. TOU225KV - TOU_30KV RAPPORT A LA LIMITE SUPERIEURE : 1.147000
ITERA. = 6.4  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 8
REGUL. TRANSF. SAK225KV - SAK_30KV RAPPORT A LA LIMITE SUPERIEURE : 1.147000
REGUL. TRANSF. TOU225KV - TOU_30KV RAPPORT A LA LIMITE SUPERIEURE : 1.147000
ITERA. = 7.0  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 5
REGUL. TRANSF. SAK225KV - SAK_30KV RAPPORT A LA LIMITE SUPERIEURE : 1.147000
REGUL. TRANSF. TOU225KV - TOU_30KV RAPPORT A LA LIMITE SUPERIEURE : 1.147000
ITERA. = 7.1  NOMBRE DE MISMATCHES HORS TOLERANCE : 0
    
```

manantali.lf - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage ?

RESULTATS COMPLETS

ZONE	NOEUDS	NOM	KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		ZONE	NOM	BRANCHES				CALC MVA	NOM. MVA	CALC %	RAPP. PLOT
					ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ACTIVE MW	REACTIVE MVAR			MW	MVAR	PERTES MW	PERTES MVAR				
01	1MAN11KV		11.00	-0.50	31.45	8.23	0.00	0.00	01	MAN225KV 1	31.5	8.2	0.3	3.5	32.5	47	69	1.04
		PV			0.00	0.00												
01	2MAN11KV		11.00	-0.20	33.65	8.34	0.00	0.00	01	MAN225KV 1	33.7	8.3	0.3	3.9	34.7	47	73	1.04
		PV			0.00	0.00												
01	3MAN11KV		11.00	0.06	35.62	8.46	0.00	0.00	01	MAN225KV 1	35.6	8.5	0.3	4.2	36.6	47	77	1.04
		PV			0.00	0.00												
01	4MAN11KV		11.00	0.01	35.24	8.44	0.00	0.00	01	MAN225KV 1	35.2	8.4	0.3	4.1	36.2	47	77	1.04
		PV			0.00	0.00												
01	5MAN11KV		11.00	0.00	35.15	8.43	0.00	0.00	01	MAN225KV 1	35.2	8.4	0.3	4.1	36.1	47	76	1.04
		SL			0.00	0.00												
01	BOG_90KV		89.98	-10.56	0.00	0.00	0.00	0.00	03	BOG_15KV 1	1.5	1.1	0.6	0.7	1.8	10	18	1.01
					0.00	0.00			01	KAE_90KV 1	-1.5	-1.1	0.0	-2.2	1.8	250	0	
01	DAG225C1		219.94	-14.92	0.00	0.00	0.00	0.00	01	DAG225KV 1	80.5	-38.0	0.0	-4.9	89.0	200	44	
	CA DAG_BOB1				-0.02198	-23.89			01	MAT225C2 1	-80.5	14.1	2.3	-32.6	81.7	250	32	
					0.00	0.00			01	DAG225KV 1	-46.1	43.4	0.0	-2.8	63.3	200	31	
01	DAG225C2		208.69	-10.23	0.00	0.00	0.00	0.00	01	SAK225KV 1	46.1	-43.4	0.4	-15.9	63.3	250	25	
	CA DAG_BOB2				-0.01827	-18.27			01	DAG225C1 1	-80.5	33.1	0.0	-4.9	87.0	200	43	
					0.00	0.00			01	DAG225C2 1	46.1	-46.2	0.0	-2.8	65.3	200	32	
					0.00	0.00			04	DAG_30KV 1	6.8	1.9	0.3	0.3	7.0	20	35	1.13
					0.00	0.00			01	ROS225KV 1	27.6	-7.0	0.1	-4.6	28.5	250	11	
01	KAE_90KV		90.02	-10.14	0.00	0.00	0.00	0.00	01	BOG_90KV 1	1.5	-1.1	0.0	-2.2	1.8	250	0	
					0.00	0.00			03	KAE_15KV 1	1.5	1.3	0.6	0.7	2.0	10	19	1.01
01	KAY225CS		224.84	-11.23	0.00	0.00	0.00	0.00	01	MAT_90KV 1	-2.9	-0.2	0.0	-2.0	3.0	250	1	
	CA KAY_BOB2				-0.02297	-24.96			01	KAY225KV 1	102.0	-11.2	0.0	-6.2	102.6	200	51	
					0.00	0.00			01	MAN225CS 0	-102.0	-13.8	1.9	-23.1	102.9	250	41	
01	KAY225KV		223.76	-7.75	0.00	0.00	0.00	0.00	01	KAY225CS 1	-102.0	4.9	0.0	-6.2	102.1	200	51	
	CA KAY_BOB1				-0.01978	-19.78			02	KAY_30KV 1	6.5	3.7	0.3	0.4	7.5	20	37	1.03
					0.00	0.00			01	MAT225C1 1	95.4	-28.4	1.3	-16.8	99.6	250	39	
01	KIT225KV		224.76	-7.30	0.00	0.00	0.00	0.00	01	KIT_30KV 1	1.1	0.7	0.3	0.1	1.3	20	6	1.00
					0.00	0.00			01	KOD225CS 1	64.5	28.6	1.1	-32.4	70.6	250	28	
01	KIT_30KV		30.00	-7.61	0.00	0.00	0.80	0.60	01	MAN225CR 0	-65.6	-29.3	0.6	-19.1	71.8	250	28	

manantali.lf - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage ?

RESULTATS COMPLETS

NOEUDS		KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		NOEUDS		BRANCHES				CALC MVA	NOM. MVA	CALC %	RAPP. PLOT
ZONE	NOM			ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ZONE	NOM	NOM MW	MVAR	PERTES MW	MVAR				
01	KOD225CS	220.95	-7.23	0.00	0.00	0.00	0.00	01	KIT225KV 1	-63.4	-61.0	1.1	-32.4	88.0	250	35	
CA	KOD_BOB1			0.00000	0.00			01	KOD225KV 1	////	////	0.0	0.0	////	////	////	////
01	KOD225KV	220.95	-7.23	0.00	0.00	0.00	0.00	02	KOD150_1 0	31.7	30.5	0.1	2.4	44.0	75	58	1.08
				0.00	0.00			02	KOD150_2 0	31.7	30.5	0.1	2.4	44.0	75	58	1.08
				0.00	0.00			01	KOD225CS 1	////	////	0.0	0.0	////	////	////	////
01	MAN225CR	229.76	-4.74	1.00	0.00	0.00	0.00	01	KIT225KV 0	66.2	10.1	0.6	-19.1	66.9	250	26	
CA	MAN_BOB1			-0.02398	-20.86			01	MAN225KV 1	////	////	0.0	0.0	////	////	////	////
				0.00	0.00												
01	MAN225CS	229.76	-4.74	0.00	0.00	0.00	0.00	01	KAY225CS 0	103.9	-9.3	1.9	-23.1	104.3	250	41	
CA	MAN_BOB2			0.00000	0.00			01	MAN225KV 1	////	////	0.0	0.0	////	////	////	////
				0.00	0.00												
01	MAN225KV	229.76	-4.74	0.00	0.00	0.00	0.00	01	1MAN11KV 1	-31.2	-4.7	0.3	3.5	31.5	47	67	1.04
				0.00	0.00			01	2MAN11KV 1	-33.4	-4.5	0.3	3.9	33.7	47	71	1.04
				0.00	0.00			01	3MAN11KV 1	-35.3	-4.3	0.3	4.2	35.6	47	75	1.04
				0.00	0.00			01	4MAN11KV 1	-35.0	-4.3	0.3	4.1	35.2	47	74	1.04
				0.00	0.00			01	5MAN11KV 1	-34.9	-4.3	0.3	4.1	35.1	47	74	1.04
				0.00	0.00			01	MAN225CR 1	////	////	0.0	0.0	////	////	////	////
				0.00	0.00			01	MAN225CS 1	////	////	0.0	0.0	////	////	////	////
				0.00	0.00			02	MAN_30KV 1	0.6	0.4	0.0	0.1	0.7	20	3	0.98
01	MAT225C1	224.56	-12.36	0.00	0.00	0.00	0.00	01	KAY225KV 1	-94.2	11.7	1.3	-16.8	94.9	250	37	
CA	MAT_BOB2			-0.02291	-24.90			01	MAT225KV 1	94.1	-36.6	0.0	-6.1	101.0	200	50	
				0.00	0.00												
01	MAT225C2	213.16	-6.05	0.00	0.00	0.00	0.00	01	DAG225C1 1	82.8	-46.7	2.3	-32.6	95.0	250	38	
				0.00	0.00			01	MAT225KV 0	-82.8	46.7	0.0	-6.0	95.0	200	47	
01	MAT225KV	220.03	-9.08	0.00	0.00	0.00	0.00	01	MAT225C1 1	-94.1	30.5	0.0	-6.1	99.0	200	49	
CA	MAT_BOB1			-0.01913	-19.13			01	MAT225C2 0	82.8	-52.6	0.0	-6.0	98.1	200	49	
				0.00	0.00			04	MAT_30KV 1	8.1	4.6	0.3	0.5	9.3	20	46	1.11
				0.00	0.00			01	MAT_90KV 1	3.2	-1.6	0.3	0.1	3.6	20	18	1.02
01	MAT_90KV	90.03	-10.05	0.00	0.00	0.00	0.00	01	KAE_90KV 1	2.9	-1.8	0.0	-2.0	3.4	250	1	
				0.00	0.00			01	MAT225KV 1	-2.9	1.8	0.3	0.1	3.4	20	17	1.02
01	NOU225KV	210.61	-15.01	0.00	0.00	0.00	0.00	03	NOU_33_1 1	25.3	-0.7	0.1	3.5	25.3	75	33	1.06
CA	NOU_BOB1			-0.01752	-17.52												
				0.00	0.00												

manantali.lf - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage ?

RESULTATS COMPLETS

NOEUDS		KV	DEGRE	PRODUCTION		CHARGE		NOEUDS		BRANCHES				CALC MVA	NOM. MVA	CALC %	RAPP. PLOT
ZONE	NOM			ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ACTIVE MW	REACTIVE MVAR	ZONE	NOM	NOM MW	MVAR	PERTES MW	MVAR				
01	ROS225KV	214.96	-12.59	0.00	0.00	0.00	0.00	01	DAG225KV 1	-27.6	2.4	0.1	-4.6	27.7	250	11	
				0.00	0.00			01	NOU225KV 1	25.6	-4.5	0.2	-21.3	26.0	250	10	
01	SAK225KV	213.39	-12.58	0.00	0.00	0.00	0.00	03	ROS_33KV 1	2.0	2.0	0.3	0.1	2.8	20	14	1.06
CA	SAK_BOB1			0.00000	0.00			01	DAG225C2 1	-45.6	27.5	0.4	-15.9	53.3	250	21	
				0.00	0.00			04	SAK_30KV 1	24.9	8.3	0.1	1.9	26.3	50	52	1.15
01	TOB225KV	214.70	-13.43	18.20	6.40	0.00	0.00	01	TOB225KV 1	20.7	-35.8	0.2	-33.5	41.4	250	16	
CA	TOB_BOB1			0.00000	0.00			01	SAK225KV 1	-20.6	2.3	0.2	-33.5	20.7	250	8	
				0.00	0.00			04	TOB_90_1 1	19.1	10.5	0.1	2.2	21.8	75	29	1.12
				0.00	0.00			04	TOB_90_2 1	19.1	10.5	0.1	2.2	21.8	75	29	1.12
				0.00	0.00			04	TOU225KV 1	0.6	-16.9	0.0	-27.7	17.0	300	5	
02	KAY_30KV	30.00	-9.57	0.00	0.00	6.20	3.35	01	KAY225KV 1	-6.2	-3.3	0.3	0.4	7.0	20	35	1.03
02	KAY_90KV	0.00	0.00	0.00	0.00												
02	KOD150_1	153.07	-9.36	0.00	0.00	63.12	56.29	02	KOD150_2 1	////	////	0.0	0.0	////	////	////	////
				0.00	0.00			01	KOD225KV 0	-31.6	-28.1	0.1	2.4	42.3	75	56	1.08
02	KOD150_2	153.07	-9.36	0.00	0.00	0.00	0.00	02	KOD150_1 1	////	////	0.0	0.0	////	////	////	////
				0.00	0.00			01	KOD225KV 0	-31.6	-28.1	0.1	2.4	42.3	75	56	1.08
02	MAN_30KV	30.02	-4.92	0.00	0.00	0.60	0.30	01	MAN225KV 1	-0.6	-0.3	0.0	0.1	0.7	20	3	0.98
				0.00	0.00												
03	BOG_15KV	15.00	-11.02	0.00	0.00	0.85	0.45	01	BOG_90KV 1	-0.8	-0.4	0.6	0.7	1.0	10	9	1.01
				0.00	0.00												
03	KAE_15KV	15.00	-10.61	0.00	0.00	0.89	0.58	01	KAE_90KV 1	-0.9	-0.6	0.6	0.7	1.1	10	10	1.01
				0.00	0.00												
03	NOU_33_1	33.20	-22.25	0.00	0.00	25.23	-4.17	01	NOU225KV 1	-25.2	4.2	0.1	3.5	25.6	75	34	1.06
				0.00	0.00												
03	NOU_33_2	0.00	0.00	0.00	0.00												
03	ROS_15KV	15.00	-13.57	0.00	0.00	0.86	2.79	03	ROS_33KV 1	-0.9	-2.8	0.0	0.1	2.9	5	58	1.04
				0.00	0.00												
03	ROS_33KV	33.02	-13.13	0.00	0.00	0.80	-1.00	01	ROS225KV 1	-1.7	-1.9	0.3	0.1	2.5	20	12	1.06
				0.00	0.00			03	ROS_15KV 1	0.9	2.9	0.0	0.1	3.0	5	60	1.04
				0.00	0.00												
04	DAG_30KV	32.00	-13.70	0.00	0.00	6.43	1.56	01	DAG225KV 1	-6.4	-1.6	0.3	0.3	6.6	20	33	1.13
				0.00	0.00												
04	KA0225KV	0.00	0.00	0.00	0.00												
04	KA0_30KV	0.00	0.00	0.00	0.00												
04	MAT_30KV	32.01	-11.08	0.00	0.00	7.76	4.13	01	MAT225KV 1	-7.8	-4.1	0.3	0.5	8.8	20	43	1.11
				0.00	0.00												