

N° Ordre...../FHC/UMBB/2022

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par

IZZA LOUNES
TEBLOUH MOULOUD

Filière : Hydrocarbures
Option : Génie Electrique : Electricité Industrielle

Thème

**Sauvegarde par délestage du réseau électrique (220/60/30) kV de
la ville de Boumerdès par le logiciel ETAP**

Devant le jury :

	MCA	UMBB	Président
HAMADACHE Mohammed	MCB	UMBB	Examineur
KHELIFI Fateh	MAA	UMBB	Examineur
TADJER Sid Ahmed	MCA	UMBB	Encadreur

Année universitaire 2021/2022

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département : Automatisation et Electrification des procédés
Filière : Hydrocarbures
Option : Génie Electrique: Electricité Industrielle

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

**Sauvegarde par délestage du réseau électrique (220/60/30)kV de la
ville de Boumerdès par le logiciel ETAP**

Présenté par :
IZZA LOUNES
TEBLOUH MOULOU

Avis favorable de l'encadreur :

Signature

TADJER S A

Avis favorable du Président du jury
Nom Prénom **Signature**

Cachet et signature

Dédicaces

Dédicaces

Lounes-IZZA

Je dédie ce modeste travail :

A toute ma chère famille.

A ma belle femme

**Et à ma petite princesse ILAF, à mes fils ALI et
OMAR je les souhaite une belle vie avec plein de
succès et que Dieu les protège**

A tous mes chers amis.

A toutes mes enseignantes et à tous mes enseignants.

A tous ceux qui m'aiment.

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.

Izza lounes

Dédicaces

Mouloud -TEBLOUH

Je dédie ce modeste mémoire de master à:

Ma belle femme, pour leur soutien moral.

A mes enfants : ABDE ERRAHMANE, FARAH, YAHYIA.

A mes parents et toute ma famille.

A tous mes amis.

Sont oublier mes très chères amis et collègues du travail de la

Division Exploration et le Groupe SONATRACH,

Teblouh mouloud

Remerciements

REMERCIEMENTS

Avant tout, nous dois grâce à dieu qui nos comblé de ses bienfaits et nous a donné la force pour accomplir ce travail, elhamdo lillah.

Nous exprimons nos profond remerciement à tous **les professeurs de la Faculté des hydrocarbures et de la chimie Boumerdès et tout le cadre administratif** pour leurs efforts considérables, spécialement le département automatisation et électrification des procédées.

Nous adressons nos très grande reconnaissance au enseignant **TADJER SID AHMED** pour la confiance qu'il nos accorder en acceptant d'encadrer notre travail, pour son orientation ainsi que pour l'intérêt avec lequel il a suivi la progression de notre travail, pour ses conseils durant toute les phases de notre projet.

Nous tenons également à remercier tous les professeurs de département automatisation et électrification des procédées.

Nous adressons, aussi notre sincères considérations à **Mr DEBIECHE RIAD et tous l'équipe contrôle électrique de LABORATOIRE GRTE/HAMMA** pour nous avoir donné l'opportunité de passer ce stage dans les meilleures conditions, et pour leurs directives à chaque fois qu'ils étaient sollicités et pour les moyens qu'ils ont mis à notre disposition pour la réussite de ce travail tout au long de notre période de stage.

Nous tenons aussi à remercier **Mr AYADI AMRAN** directeur DTE/AL GRTE, **SERHANE MOHAMED, BOUKHEDDACHE MOHAMED,** et **TOUMLILT HAMZA,** et nous tenons aussi remercier **Mr CHERGUIE SOFIANE** Chef Département MOG, **SADAoui MOHAND** Chef Service Technique de la Direction EXPLORATION SONATRACH, et **Mr BELLILI FARID** qui nos 'ont aidé pour pouvoir terminer notre études supérieurs

Nous remercions, également les membres de jury d'avoir accepté d'évaluer notre travail. Vers la fin, il m'est très agréable d'exprimer toute nos reconnaissances à ceux qui nos 'ont entouré de près ou de loin pendant nôtres années études pour leur soutien, leur aide et, surtout, pour leur sympathie. Qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde reconnaissance et notre profond respect.

Liste des Figures

Liste des figures

	page
Figure I-1	Poste électrique classique 220/60KV de boudouaou..... 05
Figure I-2	Poste électrique simple antenne 06
Figure I-3	Poste électrique double antenne..... 06
Figure I-4	Poste électrique double antenne et double jeu de barres..... 06
Figure I-5	Architecture générale de réseau d'énergies électrique en ALGERIE..... 08
Figure I-6	Structures de réseau électriques..... 09
Figure I-7	Classification de la stabilité des réseaux électriques..... 11
Figure I-8	Stabilité dynamique..... 12
Figure I-9	Limite de stabilité dynamique..... 12
Figure I-10	Stabilité transitoire..... 13
Figure I-11	Limite de stabilité transitoire..... 13
Figure I-12	Point de fonctionnement de l'alternateur..... 14
Figure II-1	Exemple pour les liaisons aériennes..... 22
Figure II-2	Mesure de l'impédance par la protection de distance..... 24
Figure II-3	Protection de distance principale 2 d'une ligne 220KV-MICOM P444-..... 25
Figure II-4	Zone de mise en route..... 25
Figure II-5	Caractéristiques circulaire de mise en route 26
Figure II-6	Différentes caractéristiques de mise en route..... 26
Figure II-7	Sélectivité temporelle..... 28
Figure II-8	Sélectivité directionnelle..... 29
Figure II-9	Impédance mesurée en régime normal..... 29
Figure II-10	Passage de diagramme des puissances en diagramme des impédances..... 30
Figure II-11	Régime de défaut 30
Figure II-12	Impédance mesurée en régime de défaut 30
Figure II-13	Schéma monophasé pour mesure de réactance de défaut..... 30
Figure II-14	Stades de déclenchement..... 31
Figure II-15	Pompage entre deux sources de fréquence différentes..... 32
Figure II-16	Temps de déclenchement des différents stades avec différents protections..... 34
Figure II-17	Protection de secours d'une ligne 60KV, MICOM P142..... 35
Figure II-18	Armoire de contrôle barre 220KV (protection différentielle barre MICOM P741+PDD MICOM P742+ max I MICOM P141)..... 37
Figure II-19	TR 220/60KV 120MVA -SIEMENS- 38
Figure II-20	Protection différentielle pour TR 220/60KV MICOM p 632..... 38
Figure II-21	Seuils de fonctionnement d'une protection à maximum de courant d'un TR..... 39
Figure II-22	Protection -ABB- à maximum de courant côté HT d'un transformateur 220/60KV..... 39
Figure III-1	(F81) Relais délestage de fréquence Marque : ABB..... 45

Figure III-2	Caisse d'injection OMICRON 256.....	46
Figure III-3	Caisse d'injection OMICRON câblée sur une protection mini F	46
Figure III- 4	Paramétrage de fonction fréquence métrique de délestage dans la protection SIEMENS..	46
Figure III-5	L'injection de défaut mini F à 49.3Hz par la caisse OMICRON.....	46
Figure III-6	Signalisations de la protection fréquence métrique après le déclenchement.....	47
Figure III-7	La fonction voltométrique de délestage (mini U) dans la protection SIEMENS.....	48
Figure III-8	L'injection de défaut mini U 45V par la caisse OMICRON	48
Figure III-9	Osciloperturbographies des résultats des essais de délestage par mini F et par mini U.	49
FigureIII-10	Relais d'asservissement de puissance MICOM P132, Installé sur départ 220KV EHP et sur départ EHAMP au poste 220kv BOUDOUAOU.....	51
Figure IV-1	Page principale de logiciel ETAP.....	55
Figure IV-2	Barre d'outils du projet.....	55
Figure IV-3	Mode d'étude stabilité sur logiciel ETAP.....	56
Figure IV-4	Paramétrage des générateurs.....	56
Figure IV-5	Paramétrage des transformateurs.....	56
Figure IV-6	paramétrage des évènements pour l'étude stabilité.....	57
Figure IV-7	Méthode de newton-raphson sur ETAP.....	58
Figure IV-8	Schéma de réseau à simuler « 220/60/30KV alimentant la vile de boumerdes ».....	59
Figure IV-9	Puissance des générateurs.....	61
Figure IV-10	Moment d'inertie des générateurs.....	61
Figure IV-11	Puissance et tension de transformateur	61
Figure IV-12	Impédance, résistance et réactance des TR	61
Figure IV-13	Caractéristique de la ligne 220kv SIM/RDP.....	62
Figure IV-14	Impédance la ligne 60KV ALE/BMD.....	63
Figure IV-15	paramétrage de la ligne 60KVALE/BMD	63
Figure IV-16	Impédance d'un transformateur 220/60KVsur ETAP	64
Figure IV-17	Puissance d'un transformateur, 120MVA sur ETAP.....	64
Figure IV-18	Réglage des relais de délestage de fréquence des départs 30kv au poste BMD.....	66
Figure IV-19	Réglage de délestage des charges 60 et 220KV au poste ALE.....	67
Figure IV-20	Résultats des puissances des générateurs G1, G2, G3, G4.....	74
Figure IV-21	Résultats des puissances des charges 220 et 60KV.....	74
Figure IV-22	Résultats de fréquence au poste source RDP 220KV.....	75
Figure IV-23	Résultats de tension au poste source RDP 220KV.....	75
Figure IV-24	Résultats des tensions au poste livraison BMD60/30KV	75
Figure IV25	Résultats de fréquence au poste source RDP.....	76
Figure IV-26	Résultats des vitesses des générateurs (tour/m).....	77

Figure IV-27	Résultats de tension au poste source RDP.....	77
Figure IV-28	Résultats des puissances des générateurs.....	78
Figure IV-29	Résultats des puissances des départs 30KV.....	78
Figure IV-30	Résultats des puissances des charges 220 et 60KV.....	79
Figure IV-31	Résultats des puissances au poste source RDP 220KV.....	80
Figure IV-32	Résultats des puissances des charges 220 et 60KV.....	80
FigureIV-33	Résultats des puissances des départs 30KV.....	81
Figure IV-34	Résultat de fréquence au poste source RDP 220KV.....	81
FigureIV-35	Résultat de tension au poste source RDP 220KV.....	82
Figure IV-36	Résultat des tensions au poste livraison BMD 60/30KV.....	82
Figure IV-37	Paramétrage de relais de maximum d'intensité MAI du départ 60KV BMD à SIM.....	84
Figure IV-38	Paramétrage de relais d'asservissement de la ligne 60KV SIM/BMD.....	85
Figure IV-39	Schéma de réseau de simulation de relais d'asservissement « Réseau 60/30KV alimentant la vile de boumerdes ».....	85
Figure IV-40	Liste des actions de simulation avec relais d'asservissement désactivé.....	86
Figure IV-41	Résultats des courants des départs 30KV.....	86
FigureIV-42	Résultats des courants des lignes 60KV ALE/BMD, SIM/BMD.....	87
Figure IV-43	Résultats des tensions des départs 30KV.....	87
Figure IV-44	Résultat de tension au jeu de barre 60KV au poste BMD.....	87
FigureIV-45	Résultat de tension au jeu de barre 220KV au poste source RDP.....	88
FigureIV-46	Résultat de fréquence au jeu de barre 60KV au poste BMD.....	88
FigureIV- 47	Résultat de fréquence au jeu de barre 220KV au poste source RDP.....	88
FigureIV-48	Liste des actions de simulation avec relais d'asservissement activé.....	90
FigureIV-49	Résultats des courants des départs 30KV.....	91
Figure IV-50	Résultats des courants des lignes 60KV ALE/BMD, SIM/BMD.....	91
FigureIV-51	Résultats des puissances des générateurs.....	92
FigureIV-52	Résultats des tensions des départs 30KV.....	92
Figure IV-53	Résultat de tension au jeu de barre 60KV au poste BMD.....	93
Figure IV-54	Résultat de tension au jeu de barre 220KV au poste RDP.....	93
Figure IV-55	Résultat de fréquence au jeu de barre 60KV au poste BMD.....	94
Figure IV-56	Résultat de fréquence au jeu de barre 220KV au poste source RDP.....	94

Liste des tableaux

LISTE DES TABLEAUX

	page	
Tableau I-1	Tensions normalisées d'après la CEI.....	04
Tableau I-2	Les tensions de réseaux en Algérie (SONELGAZ).....	04
Tableau I-3	Plages de tension en régime normal de fonctionnement.....	10
Tableau I-4	Plages de tension en régime exceptionnelle de fonctionnement.....	10
Tableau I-5	Incidents suivis d'un effondrement de réseau au monde.....	20
Tableau II-1	Exemple de calcul de l'intervalle de sélectivité IS pour des protections statiques ou numérique.....	28
Tableau II-2	Choix de la protection selon la puissance du générateur.....	41
Tableau III-1	Les stades des relais à minimum de fréquence de délestage.....	45
Tableau III-2	Les stades des relais à minimum de fréquence des interconnexions.....	52
Tableau III-4	Lieu d'installation des relais d'ilotage.....	53
Tableau IV-1	Stade de délestage des départs 30 KV	66
Tableau IV-2	Stade de délestage des charge 60kv et 220KV.....	67
Tableau IV-3	Stade d'ilotage des générateurs.....	67
Tableau IV-4	Résultats des réglages relais de fréquences aux différents nœuds sur ETAP	68
Tableau IV-5	Information générale de réseau.....	70
Tableau IV-6	Résultats des générateurs	71
Tableau IV-7	Résultats des jeux de barres.....	71
Tableau IV-8	Résultats des branches.....	72
Tableau IV-9	Résultats des charges.....	73

Liste des Abréviations

Symboles et Abréviations

CEI	Commission Electrotechnique Internationale.
SONELGAZ	Société algérienne d'électricité et de gaz.
GRTE	Gestionnaire de réseau de transport d'électricité-filiale sonelgaz-
TBT	Très Basse Tension(en Mili volt).
Un	Valeur de la Tension Nominale(en volt).
BT	Basse Tension(en volt).
HTB	Haute tension class B(en kilo volt).
HTA	Haute tension class A(en kilo volt).
BTB	Basse tension class B(en volt).
BTA	Basse tension class A(en volt).
HT	Haute Tension (en kilo volt).
MT	Moyen tension (en kilo volt).
KV	Kilo volte.
THT	Très haute tension (en kilo volt).
Up	Tension coté primaire
Us	Tension coté secondaire
HVDC	High Voltage Direct Current (en kilo volt).
Hz	Hertz
Pa	Puissance (en Watt ou kiloWatt)
E	Force électromotrice
V	Tension en volt
Ø	Angle interne (déphasage entre E et V)
X	Réactance
X _{dg}	Réactance de générateur
X _{dtr}	Réactance de transformateur
X _{dli}	Réactance de ligne
P _m	Puissance mécanique (de l'alternateur)
Δf/f	Variation de la fréquence.
Δ p / p	Variation de la puissance.
MW	Méga watt.
MVA	Méga volt ampère.
Hz	Hertz.
P0	Production de base d'un groupe électrique.
U _{max}	Tension maximal en volt.
Z	Impédance (en ohm)
U _{min}	Tension minimal en volt.
DJ	Disjoncteur.
I	Intensité (en ampère).
Z	Impédance (en ohm Ω).
MR	Mise en route.
IS	Interval de sélectivité.
ΔT	Delta de temps (délais)
TF	Temps de fonctionnement (Mili second).
TD	Temps de déclenchement (Mili second).
TR	Temps de retombé (Mili second).

Zl	Impédance de ligne (en ohm Ω).
XL	Réactance de ligne (en ohm Ω).
Rl	Résistance de ligne (en ohm Ω).
Z ch	Impédance de défaut (en ohm Ω).
CC	Court-circuit.
Z déf	Impédance de défaut (en ohm Ω).
Rd	Résistance de défaut (en ohm Ω).
DR	Déclenchement et réenclenchement.
DRD	Déclenchement réenclenchement déclenchement.
Sec	Second.
Xcc	La réactance de court-circuit.
Xol	La réactance linéique de la ligne.
Km	Kilo mètre.
I _{CCMAX}	Intensité de court circuit maximum
I surch	Intensité surcharge.
ICC min	Intensité de court-circuit minimal.
IN.TR	Intensité nominal du transformateur.
mini F	Minimum de fréquence
Mini U	Minimum de tension
SIEMENS	Groupe international d'origine allemande spécialisé dans l'énergie
ABB	Entreprise suédo-suisse spécialisé dans technologies de l'énergie
EHP	El-Harrach poste
EHAMP	El hamiz poste
ALE	Alger-Est (poste de GRTE à BOUDOUAOU)
STEG (tunisien)	Société tunisien d'électricité et de gaz.
ONE (Maroc)	Office national d'électricité de Maroc.
EHP	Elharrache poste
ALE	Alger-est (poste de GRTE à boudouaou)
ETAP	Analyse transitoire des programmes électrique
RDJ	Centrale de RAS DJINET
Cos φ	Facteur de puissance
Couplage Y	Couplage étoile
Tr/min	Tour par minute (vitesse)
Couplage YND	Couplage étoile neutre triangle
CPL	Couplage
SIM	SI MUSTAPHA (poste électrique de GRTE)
RDP	RAS DJINET POSTE (poste électrique 220KV de GRTE)
BMD	BOUMERDES (poste électrique 60/30 KV de GRTE)
TP	Transformateur de potentiel (tension)
TC	Transformateur de courant
F81, FR	Relais de fréquence
CB	Circuit bricker (disjoncteur)
ONAN	Oil normaly aire normaly (huile normale et air normale)
ONAF	Oil normaly aire forcy (huile normale et air forcée)

ID	Identification
G	Générateur
PF	Puissance factor
BUS	Jeu de barres
LOAD	Charge
RATING	Valeur
POWER GRID	Réseau électrique
LOSS	Perte
AMP	Ampère
FLOW	Ecoulement, débit
HVCB	Hight voltage circuit breaker(disjoncteur haute tension)
Real power	Puissance active
ODBS	Ouverture de disjoncteur départ boumerdes
Dir.pwr Relay	Relais de puissance directionnel

sommaire

SOMMAIRE

<i>Introduction générale</i>	01
<i>Chapitre I : Les réseaux électriques et la stabilité</i>	03
I-1-INTRODUCTION	03
I-2-NORMES DES NIVEAUX DE TENSIONS	03
I-3-CONSTITUTION DE RESEAU ELECTRIQUE	04
I-3-1-Centrales électriques	04
I-3-2-Lignes électriques.....	04
I-3-3-Les postes électriques.....	05
I-3-3-1 fonctions des postes électriques	05
I-3-3-2 Architectures des postes de livraison HTB	05
I-3-3-2-1-Simple antenne	06
I-3-3-2-2-Double antenne.....	06
I-3-3-2-3-Double antenne avec double jeu de barres	06
I-4-TYPE DES RESEAUX ELECTRIQUES	07
I-4-1- réseau d'Interconnexion.....	07
I-4-2-Réseaux de transport.....	07
I-4-3-Réseaux de répartition.....	07
I-4-4-Réseaux de distribution.....	08
I-5-STRUCTURE DES RESEAUX ELECTRIQUES	09
I-5-1- Le réseau en arbre (radial).....	09
I-5-2- Le réseau bouclé.....	09
I-5-3- Le réseau maillé	09
I-6-MARGES ADMISSIBLES DE FONCTIONNEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE	10
I-6-1-Régime normal de fonctionnement.....	10
I-6-2-Régimes exceptionnels	10
I-7-STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES	10
I-7-1-Classification de la stabilité des réseaux électriques.....	11
I-7-1-1- Stabilité d'angle rotorique (Stabilité des alternateurs).....	11
a-La stabilité d'exploitation (statique).....	11
b-La stabilité dynamique	12
c- La stabilité transitoire :.....	13
I-7-1-2-Stabilité de tension.....	14
a- La stabilité de tension en grandes perturbation.....	15
b- La stabilité de tension en petites perturbations.....	15
c- La stabilité de tension à court terme.....	16
d- La stabilité de tension à long terme.....	16
I-7-1-3-Stabilité de fréquence.....	16
a- Le réglage primaire.....	17
b- Le réglage secondaire.....	17
c- réserve tertiaire	18
I-7-2- Phases des blackouts.....	18
a -Précondition	18
b-Evénements initiaux	18
c-Cascade d'événements.....	19
d-Types d'incidents.....	19

I-7-3-Moyens pour stopper l'effondrement de réseau électrique.....	19
I-7-4- Quelques Incidents suivis d'un effondrement de réseau au monde.....	20
I-8- CONCLUSION	20

Chapitre II : Protections de réseau de transport d'électricité

II-1-INTRODUCTION	21
II-2-CRITERES DE QUALITE DES PROTECTIONS	22
II-2-1-La Sélectivité	22
II-2-2-La Rapidité.....	23
II-2-3-La sensibilité.....	23
II-2-4-La fiabilité.....	23
II-2-5-La robustesse par rapport aux défauts d'exploitation.....	23
II-3-PROTECTIONS DES LIGNES	24
II-3-1-protection de distance.....	24
II-3-1-1-Principe.....	24
II-3-1-2-Mesure de distance.....	24
II-3-1-3-Mise en route.....	25
II-3-1-3-1-Contraintes.....	26
II-3-1-3-2-Différentes caractéristiques de mise en route.....	26
II-3-1-3-3-Types de réalisation	27
II-3-1-4-Obtention de la sélectivité.....	27
II-3-1-4-1-Selectivite temporelle	27
II-3-1-4-2-Selectivite directionnel.....	28
II-3-1-5-Impédance mesure en régime normal.....	29
II-3-1-6-Impedance mesurée en régime de défaut.....	30
II-3-1-7-Interet de la mesure de réactance.....	30
II-3-1-8-Le dispositif anti-pompage	32
II-3-1-9- Dispositif de reenclenchement automatique.....	32
II-3-1-10- Dispositif de localisation de défaut.....	33
II-3-2- protection de distance réserve des lignes.....	34
II-3-3- protection de secours des lignes (Maximum de courant).....	35
II-4- PROTECTION DE DEFAILLANCE DISJONCTEUR	36
II-5- PROTECTION DIFFERENTIELLE BARRES THT	36
II-6-PROTECTIONS TRANSFORMATEURS THT/HT	37
II-6-1- protection différentielle transformateur.....	37
II-6-2- protections a maximum de courant des transformateurs THT/HT.....	38
II-6-2- 1- protection coté THT.....	38
II-6-2-2- Protection coté HT.....	39
II-6-3- protection de surcharge thermique.....	40
II-7-PROTECTIONS MACHINES (GROUPE DE PRODUCTION)	40
II-7-1-Les principales protections des générateurs synchrones.....	40
II-7-2-Choix de la protection selon la puissance du générateur.....	41
II-8- CONCLUSION	42

Chapitre III : sauvegarde du réseau de transport d'électricité	43
III-1-INTRODUCTION	43
III-2- BAISSÉ DE FREQUENCE	43
III-2-1-baisse de fréquence "brutale"	43
III-2-2-baisse de fréquence "lente"	43
III-3-LES CARACTERES DE DELESTAGE	44
III-3-1-Un caractère automatique.....	44
III-3-2-Un caractère manuel.....	44
III-4-PLAN DE DELESTAGE	44
III-4-1-plan de délestage sur critère de fréquence.....	45
III-4-1-1-Relais a minimum de fréquence des postes HT/MT.....	45
III-4-1-2-Essais sur relais de délestage à (Mini F).....	46
III-4-2-plan de délestage sur critère de tension.....	47
III-4-2-1-Relais de délestage par minimum de tension (mini U).....	47
III-4-2-2-Essais sur les relais de délestage par (mini U).....	48
III-4-3-Délestage sur critère de transit et asservissement	50
III-4-4-Ilotage.....	51
III-4-4-1-L'ouverture des interconnexions avec l'étranger.....	51
III-4-4-2-L'ilotage interne : nord – sud	52
III-4-4-3-Îlotage interne nord.....	52
III-5- CONCLUSION	53

Chapitre IV : Simulation de la sauvegarde de réseau électrique « Avec Logiciel ETAP »

IV-1-INTRODUCTION	54
IV-2-PRESENTATION DU LOGICIEL ETAP	54
IV-2-1-Page principale.....	55
IV-2-2-Barre d'outils du projet.....	55
IV-2-3-Modes d'étude	56
IV-2-4-Introduction des organes.....	56
IV-2-5-programmation de simulation de délestage.....	57
IV-2-6-Méthodes utilisé dans le logiciel ETAP 2019 pour étudier la stabilité .	
-Méthode de newton-raphson-.....	58
IV-3-SCHEMA DE RESEAU ALIMENTANT LA VILE DE BOUMERDES SUR LOGICIEL ETAP	59
IV-4-INTRODUCTION DES DONNEES DE SIMULATION DE RESEAU 220/60/30KV QUI ALIMENTE LA VILE DE BOUMERDES SUR LOGICIEL	60
IV-4-1-Centrale de RAS DJINET (RDJ).....	60
IV-4-2-Les lignes 220KV	62
IV-4-2-1-Pour les deux lignes SIM/RDP1 et SIM/RDP2.....	62
IV-4-2-2-Pour les deux lignes RDP/ALE1 et RDP/ALE2.....	63
IV-4-2-3-Pour les deux lignes SIM/ALE1 et SIM/ALE2.....	63
IV-4-3- Les Lignes 60KV	63
IV-4-3-1-Pour la ligne60KV SIM/BMD.....	63
IV-4-3-2-Pour la ligne60KV ALE/BMD.....	63
IV-4-4-Le poste 220/60 KV ALE (Alger-Est) de Boudouaou.....	64
IV-4-5-Le poste 220/60 KV SIM (Si Mustapha).....	65

IV-4-6-Le poste 60/30KV BMD (Boumerdès)	65
IV-5- REGLAGE DES RELAIS DE FREQUENCE.....	66
IV-5-1-Au poste BOUMERDES (BMD 60/30KV).....	66
IV-5-2-Au poste Alger-Est (ALE 220/60KV) et au poste (SIM220/60KV).....	67
IV-5-3-Au Centrale et au poste RAS DJINET 220KV	67
IV-5-4-Récapitulatif des réglages des relais de fréquences aux différents nœuds	68
IV-6- PROBLEMATIQUE ET FONCTIONNEMENT	69
IV-7- CAS N°1 FONCTIONNEMENT NORMAL	70
IV-7-1-Résultats générales de L'écoulement de Puissance de réseau sur logiciel....	70
IV-7-2-Résultats des générateurs.....	71
IV-7-3-Résultats des jeux de barres.....	71
IV-7-4-Résultats des branches:(lignes et transformateurs).....	72
IV-7-5-Résultats des charges.....	73
IV-8- CAS N°2 ; SIMULATION DE DECLENCHEMENT DEUX GENERATEURS (G4 ET G3) AVEC LES RELAIS DE DELESTAGE DESACTIVE AU POSTES ET RELAIS D'ILOTAGE ACTIVE AU CENTRALE.....	74
IV-8- 1-Résultats de simulation.....	74
IV-8-2-Interprétation des résultats.....	76
IV-9-CAS N°3 ; SIMULATION DECLENCHEMENT DE DEUX GENERATEURS (G4 ET G3) ET LES RELAIS DE DELESTAGE DESACTIVE AU POSTES, ET RELAIS D'ILOTAGE DESACTIVE AU CENTRALE	76
IV-9-1-Résultats de simulation.....	76
IV-9-2-Interprétation des résultats	79
IV-10-CAS N°4 ; SIMULATION DECLENCHEMENT DE DEUX GENERATEURS (G4 ET G3) ET LES RELAIS DE DELESTAGE ACTIVE.....	80
IV-10-1 Résultats des puissances.....	80
IV-10-2-Interprétation des résultats	82
IV-11-CAS N°5: SIMULATION DE DECLENCHEMENT D'UNE LIGNE 60KV ALIMENTANT LE POSTE BOUMERDES (BMD) AVEC RELAIS DE L'ASSERVISSEMENT DE PUISSANCE DESACTIVE	82
IV-11-1-Introduction des données pour cette simulation.....	83
IV-11-2- Actions de simulation.....	86
IV-11-3- Résultats de simulation.....	86
IV-11-4-Interprétation des résultats	90
IV-12-CAS N°6: SIMULATION DE DECLENCHEMENT D'UNE LIGNE 60KV ALIMENTANT POSTE BMD AVEC RELAIS DE L'ASSERVISSEMENT ACTIVE.....	90
IV-12-1- Actions de simulation.....	90
IV-12-2-Résultats de simulation.....	91
IV-12-3-Interprétation des résultats	96
IV-13-CONCLUSION.....	97
 <i>Conclusion générale</i>.....	 98

Introduction

Générale

Introduction générale

Aujourd'hui, une interruption d'alimentation électrique peut provoquer instantanément la paralysie complète du pays, les sociétés modernes sont très vulnérables aux blackouts, les conséquences des blackouts sont à la fois économiques et sociales, même des 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, de distribution de l'eau et de chauffage, etc. le plus grand des blackouts s'est produit dans le nord-est des Etats-Unis et du Canada le 14 août 2003. Il a affecté approximativement 50 millions de personnes et les pertes économiques ont été de 7 à 10 milliards de dollars. Le blackout en Italie le 28 septembre 2003 a affecté environ 57 millions de personnes et 180 GW de charge ont été perdus. Toute l'Italie (hors Sardaigne) a été plongée dans le noir [01]. En ALGERIE La perte d'une production de 350 MW en période de pointe soir le lundi 03 Février 2003 à 19h 04'05'', a engendré un manque général de tension (Black Out) sur le réseau interconnecté Nord, et qui a affecté environ 30 millions de personnes. La puissance totale perdu est plus de 5000 MW, ce Black Out aurait pu être évité si le plan de délestage a bien fonctionné. [02]

Le plan de sauvegarde du réseau électrique est constitué pour stopper les incidents majeurs et limiter leurs conséquences quand un enchaînement d'incidents apparu et que le réseau se retrouve en situation d'instabilité, le délestage de charge peut être utilisé pour empêcher les cascades de surcharge, l'augmentation de la consigne de production réactive des groupes, et le délestage sont les solutions curatives face aux écroulements de tension, le délestage 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 différents relais électromécaniques, statiques, et numériques), les protections et le plan de sauvegarde aient été installés dans les réseaux électriques et qu'ils pourraient normalement assurer la stabilité et la fiabilité du système électrique, des blackouts et des mini blackouts se sont souvent produits.

Différentes plans de protection et de sauvegarde développées peuvent décider du type de réglage et de lieu d'installations des relais de protection, cependant ces plans sont soit des plans pour éliminer les défauts (court circuits, surcharges...) survenu sur les éléments de réseau électrique (lignes, postes, centrales, transformateurs...), soit des plans pour sauvegarder le réseau en stabilité telle que la stabilité en tension ou en fréquence, mais elles ne peuvent pas assurer toute la stabilité après le fonctionnement de ces relais, de ce fait, il

serait donc important d'étudier la fiabilité de ces relais et leurs emplacement dans le réseau et la fluctuation d'énergie en temps réel après chaque fonctionnement et permettant d'assurer toutes les stabilités selon les différentes situations, notamment celles imprévues du réseau, dans ce contexte, l'objectif de ce mémoire est d'étudier le système de protection et de sauvegarde de **réseau 220/60/30 KV de la wilaya de Boumerdes** qui devrait ajuster la situation de réseau électrique en temps réel et assurer le point de fonctionnement du réseau dans un régime stable afin d'éviter un blackout.

Ce mémoire est organisé en quatre chapitres:

Dans le premier chapitre, nous présentons des généralités et des définitions sur les types, les classifications et la constitution des réseaux électriques, et les classifications de la stabilité des réseaux électriques, nous expliquons les principaux évènements critiques qui peuvent se produire dans le système de production-transport qui provoque un blackout, nous classifions leurs caractéristiques selon ses phases, nous récapitulons les mesures prises pour les éviter.

Le deuxième chapitre présente les principales protections de réseau d'interconnexion et de transport tel que les protections des lignes, protections des transformateurs THT/HT et protections des groupes de productions.

Dans le troisième chapitre, nous étudions les protections de sauvegarde comme le délestage sur critère de fréquence ou sur critère de tension, de l'asservissement, et de l'ilotage entre les régions et avec les pays voisins.

Le quatrième chapitre présente les simulations de délestage par le logiciel ETAP sur le réseau 220/60/30KV alimentant la wilaya de Boumerdes, nous allons simuler différents cas, fonctionnement normal sans incident, déclenchement des groupes de production avec relais de délestage désactivé, déclenchement des groupe de production avec relais délestage activé, déclenchement d'une ligne de transport avec relais d'asservissement désactivé, et déclenchement d'une ligne de transport avec relais d'asservissement activé. A la fin de ce chapitre, nous interprétons les différents cas simulés.

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives de ce travail.

Chapitre I

LES RESEAUX ELECTRIQUES
ET LA STABILITE

Chapitre I : Les réseaux électriques et la stabilité

I-1-INTRODUCTION

L'exploitation du réseau électrique consiste à produire, transporter et distribuer l'énergie demandée par les charges installées. Cette énergie doit être fournie sous tension et fréquence dans des limites acceptables afin de garantir un bon fonctionnement des charges et des équipements du réseau. Pour la tension, en général une variation de 5% autour de la valeur nominale (parfois 10%) est tolérée. Par ailleurs, la fréquence ne doit pas excéder 0.5% de la fréquence nominale. En plus il consiste à contrôler en permanent de la tension et de la fréquence, [03] Dans ce chapitre, nous allons voir des généralités sur les différents types de réseaux électriques et leurs structures puis nous allons entamer la stabilité des réseaux électriques et les différents moyens pour stopper l'effondrement du réseau.

I-2-NORMES DES NIVEAUX DE TENSIONS

Les niveaux tensions au sein d'un réseau est l'une des grandeurs électriques fondamentales dans l'exploitation ,aujourd'hui, certaines lignes sont régulièrement exploitées à des tensions déterminées, le choix d'utiliser des lignes à haute tension s'impose dès qu'il s'agit de transporter de l'énergie électrique sur des distances supérieures, le but est de réduire les chutes de tension, les pertes en ligne et, également, d'améliorer la stabilité des réseaux. [04]

Les électrotechniciens ont introduit plusieurs concepts qui caractérisent les tensions auxquelles les réseaux sont soumis.

Les différents niveaux de tension sont définis de manière précise par la norme CEI (Commission Electrotechnique Internationale) qui est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI), la CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI, entre autres activités, publie des Normes internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. [28]

D'après la nouvelle norme en vigueur (CEI 60038). En Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension en courant alternatif et continu comme suit : (Tableau I-1, Tableau I-2)

Les tensions de service sont classées dans le tableau suivant :

Domaine de Tension		Valeur de la Tension Nominale (U_n en Volts)	
		Courant Alternatif	Courant Continu
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

Tableau I-1 : Tensions normalisées d'après la CEI 60038

HTB	60 kV – 90 kV – 150 kV – 220kV – 400 kV
HTA	5.5 kV – 10 kV – 15 kV – 20 kV – 30 kV
BTA	230-400 V

Tableau I-2 : Tensions de réseaux en Algérie (SONELGAZ).

I-3-CONSTITUTION DU RESEAU ELECTRIQUE

Le réseau électrique est constitué de centrales électriques, lignes électriques, les transformateurs de puissance et les postes électriques, à divers niveaux de tension.

I-3-1-Centrales électriques [29]

Il existe cinq principaux types de centrales électriques :

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

I-3-2-Lignes électriques

Les lignes électriques assurent la fonction transport de l'énergie sur les longues distances, on distingue:

- Les lignes aériennes : sur pylônes
- et câbles souterrains.

I-3-3-Les postes électriques

Le réseau est une maille dont les nœuds sont appelés « postes ». Un poste (une sous-station) est une installation d'organes de liaison et d'organes de manœuvre où parvient l'énergie des centrales et d'où cette énergie est orientée vers les centres de consommation.

On distingue deux principaux types

- Les postes de transformation à majorité appelés classiques (donc à ciel ouvert) (Figure I-1).
- et que d'autres sont des postes de type blindés (sous enveloppes métalliques).

I-3-3-1 fonctions des postes électriques

Ils sont destinés à assurer les fonctions suivantes : [03]

- L'évacuation de l'énergie produite par les centrales ;
- Etablissement des liaisons entre les lignes de tension différente par l'intermédiaire des transformateurs ;
- La conversion : où l'on réalise une modification des caractéristiques de la tension, de la fréquence ; passage de l'alternatif au continu ;
- La protection des installations en cas de défaut électrique.



Figure I-1 : Poste électrique classique 220/60KV de Boudouaou

I-3-3-2 Architectures des postes de livraison HTB [05]

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures, chaque type de structure possède des spécificités et des modes d'exploitation très différents,

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants :

I-3-3-2-1-Simple antenne : [05]

Avantage : Coût minimal
Inconvénient : Disponibilité faible

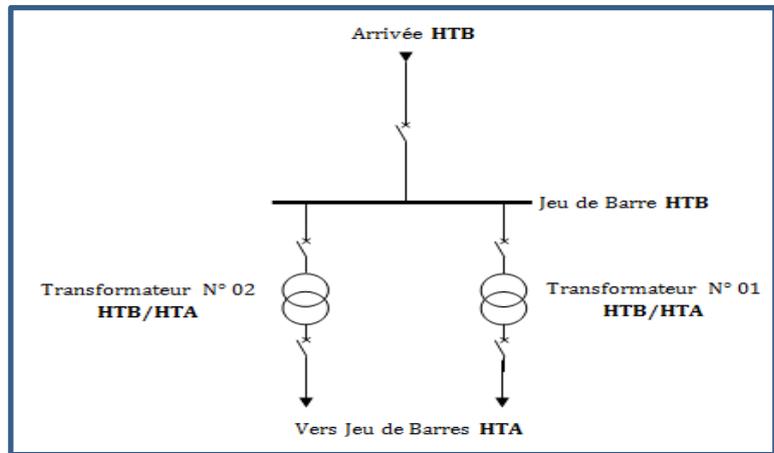


Figure I-2 : Poste électrique simple antenne.

I- 3-3-2-2-Double antenne

Avantage :

- bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau.
- maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci

Inconvénients :

- solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne
- ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci.

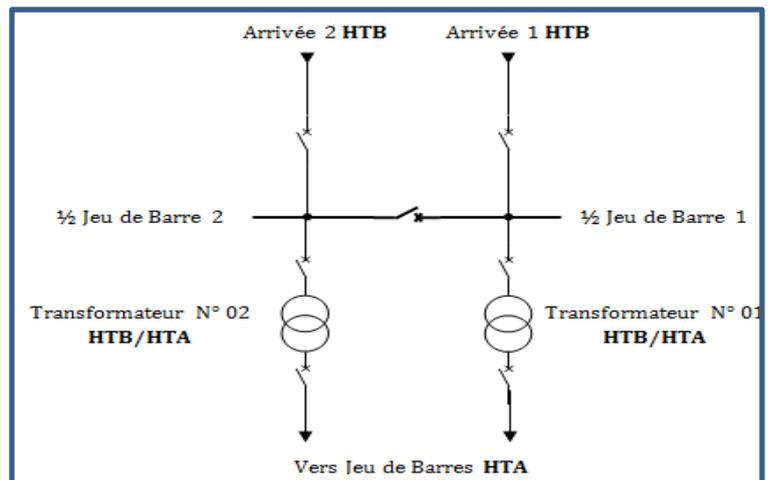


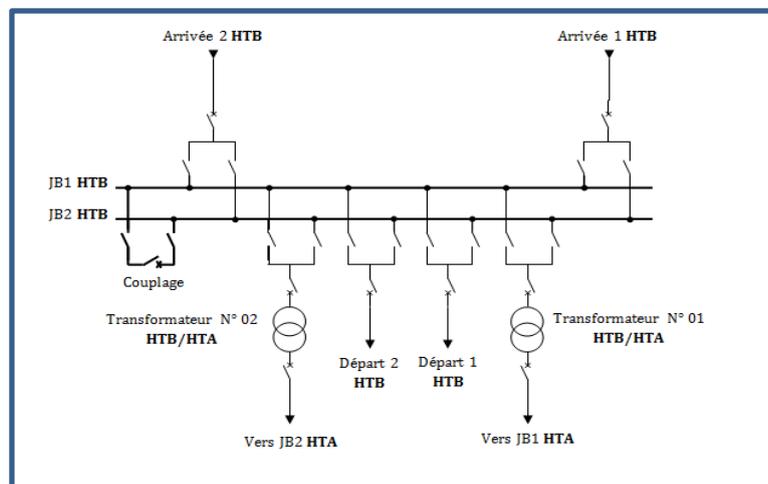
Figure I-3 : Double antenne

I-3-3-2-3-Double antenne avec double jeu de barres

Avantage :

- bonne disponibilité d'alimentation
- très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres
- possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

Inconvénient :
 surcoût important par rapport à



solution simple jeu de barres. [05]

Figure I-4 : Poste électrique double antenne et double jeu de barres.

I-4-TYPE DES RESEAUX ELECTRIQUES

I-4-1- réseau d'Interconnexion. [6]

Pour pouvoir fournir de l'énergie électrique à tout moment à partir de n'importe quelle centrale, il est nécessaire de tirer une vaste toile d'araignée de lignes réunissant les centrales entre elles et aux centres de consommation, ce procédé est appelé « Interconnexion ». Tous les alternateurs doivent fonctionner en parallèle et débitent par l'intermédiaire de poste de transformation élévateur dans le réseau (THT), de même, tous les centres de consommation d'énergie doivent être branchés en parallèle sur le réseau (THT) par l'intermédiaire du réseau de répartition.

L'interconnexion peut présenter les avantages suivants

- **Stabilité des réseaux** : Les interconnexions forment un ensemble plus puissant, ils peuvent supporter les perturbations. Si la charge augmente subitement sur un réseau, un transfert d'énergie se produit immédiatement sur les lignes d'interconnexion de sorte que la charge accrue sera supportée par toutes les centrales interconnectées.
- **Continuité de service** : de la même manière, si une centrale tombe en panne ou débranchée, sa clientèle peut être alimentée par les autres centrales.
- **Economie** : L'intérêt de répartir la charge entre les centrales réduit le coût de fonctionnement global, la centrale peut arrêter pendant la nuit pour augmenter le rendement des autres, de façon que la puissance qu'elle débite soit voisine de sa puissance nominale

I- 4-2-Réseaux de transport

Les réseaux de transport ont pour mission d'acheminer l'énergie électrique des lieux de production vers les lieux de consommation et de réaliser à chaque instant l'égalité production-consommation sur l'ensemble du territoire. [3] Ils doivent de ce fait présenter une forte garantie de fonctionnement en assurant un bon rendement et en limitant à un taux admissible le pourcentage de l'énergie perdue, pour remplir correctement leur mission et faire face aux événements imprévus, les réseaux de transport auront une structure fortement maillée. Dans ces réseaux, on trouve uniquement de la très haute tension sous la forme HTB 150 KV, 220 KV, 400 KV.

I- 4-3-Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ont pour fonction de faire la liaison entre les réseaux de transport et de distribution. Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, ils doivent de ce fait assurer l'alimentation du territoire qu'ils desservent qui sont en générale

des zones importante de consommation comme par exemple les grandes agglomérations ou de concentration d'installation industrielle qui du fait de leur importance économique doivent être alimenté en permanence. Pour assurer cette fonction en permanence même lors de la défaillance de certaines lignes de transport, les réseaux de répartition auront une topologie de réseau bouclé, ce qui permet d'assurer l'acheminement de l'énergie dans les conditions de sécurité raisonnablement garantie. Dans ces réseaux on trouve essentiellement la haute tension sous la forme HTB 63 KV ; 90 KV.

I- 4-4-Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble de consommateur.

Dans les réseaux de distribution on utilise deux niveaux de tension :

Réseaux de distribution à moyenne tension HTA (10 à 30 kV le plus répandu).

Réseaux de distribution à basse tension BTA (220 / 380 V).

Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution. Voir Figure1-5.

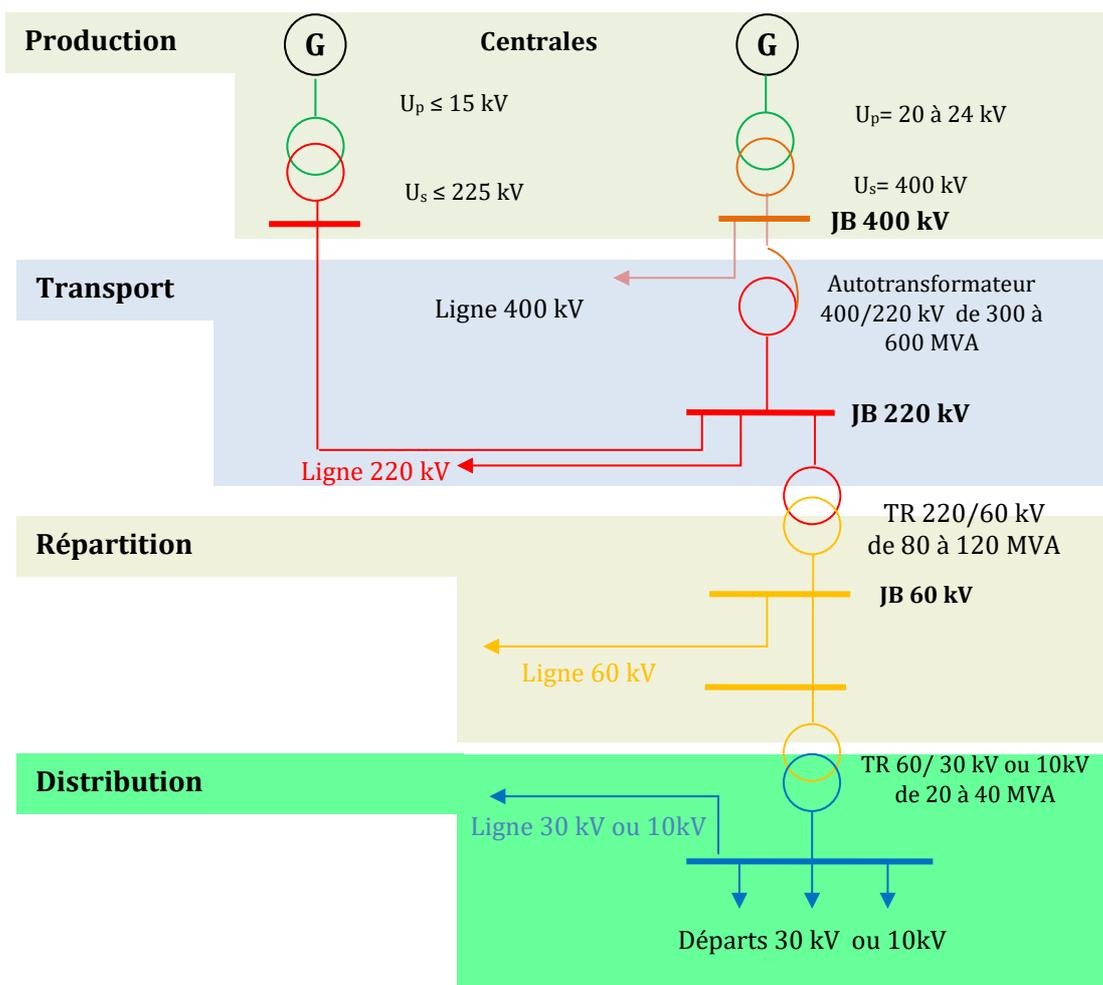


Figure I-5 : Architecture générale de réseau d'énergie électrique en ALGERIE

I-5-STRUCTURE DES RESEAUX ELECTRIQUES

On peut classer les structures de réseau électrique selon les cas suivants :

I-5-1- Le réseau en arbre (radial) ; facilité de gestion et de protection et manque de fiabilité de l'alimentation.

I-5-2- Le réseau bouclé ; fiabilité de l'alimentation, difficulté de gestion et de protection.

I-5-3- Le réseau maillé ; fiabilité élevée de l'alimentation, difficulté de gestion et de protection.

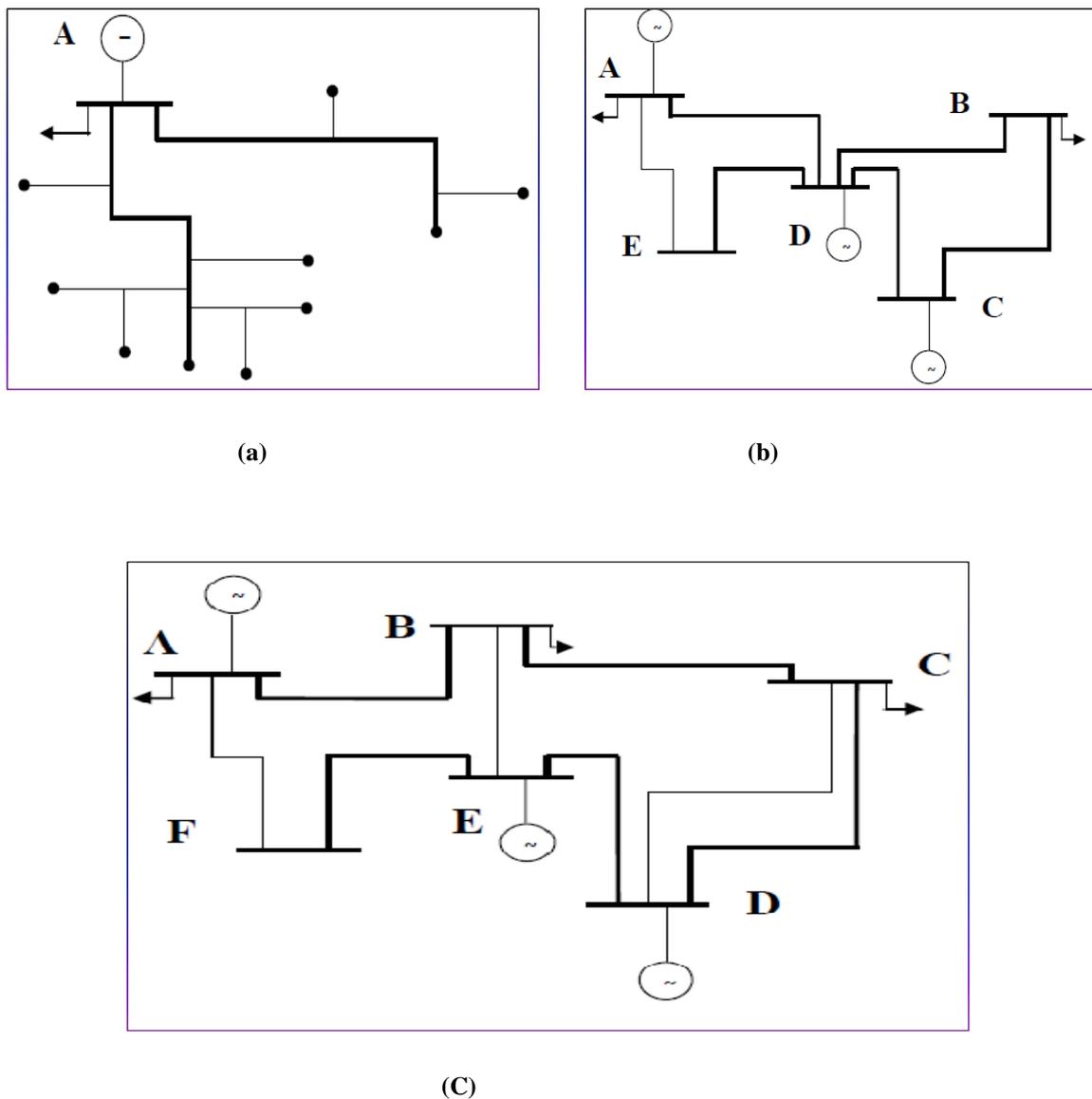


Figure I-6 : Structures des réseaux électriques.

a -réseau en arbre

b-réseau bouclé

c-réseau en maillé

I-6-MARGES ADMISSIBLES DE FONCTIONNEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE

I- 6-1-Régime normal de fonctionnement [7]

a-Plages de tension

Les tensions nominales du Réseau de transport de l'électricité sont 400 kV, 220 kV, 150 kV, 90 kV et 60 kV.

En situation normale, les tensions dans les différents nœuds du Réseau de transport de l'électricité peuvent varier dans les plages de tableau suivant :

Tension nominale(KV)	Plage de variation (KV)	
	U max	U min
400	420	380
220	235	205
150	159	141
90	95	84
60	66	56

Tableau I-3 : Plages de tension en régime normal de fonctionnement

b- Plage de fréquence

La fréquence nominale du Réseau de transport de l'électricité est de 50 Hz avec une plage de variation normale est de ± 0.2 Hz.

I-6-2-Régimes exceptionnels [7]

a- Plages des tensions :

En régime exceptionnel, les tensions dans les différents nœuds du Réseau de transport de l'électricité peuvent varier pendant des durées limitées dans les plages suivantes de tableau suivant:

Tension nominale(KV)	Plage de variation (KV)	
	U max	U min
400	428	360
220	245	187
150	170	138
90	100	83
60	72	54

Tableau I-4 : Plages de tension en régime exceptionnelle de fonctionnement

b-Plages de fréquence

Des régimes exceptionnels de fonctionnement du Réseau de transport de l'électricité dans des plages de fréquence plus hautes et plus basses que la plage normale peuvent se produire dans les limites suivantes : 49.8 Hz à 47 Hz 50.2 Hz à 52 Hz. [7]

I-7-STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES [1]

La stabilité des réseaux électriques est définie en général par leur capacité de rester à un point de fonctionnement stable après l'apparition d'une petite perturbation et de retrouver un point de fonctionnement stable après l'apparition d'une grande perturbation.

1-7-1-Classification de la stabilité des réseaux électriques

Un système électrique moderne est un processus multi-variables d'ordre élevé dont la réponse dynamique est influencée par un grand nombre de dispositifs (générateurs, charges, actionneurs divers, etc.) ayant des caractéristiques et des temps de réponse différents.

La stabilité est un état d'équilibre entre des forces d'opposition, selon la topologie du réseau, les conditions d'exploitation du système et les formes de perturbation, les différentes séries de forces d'opposition peuvent mener à différentes formes d'instabilité.

Le problème de stabilité du réseau électrique peut être classifié en trois catégories :

La stabilité d'angle rotorique, la stabilité de tension et la stabilité de fréquence.

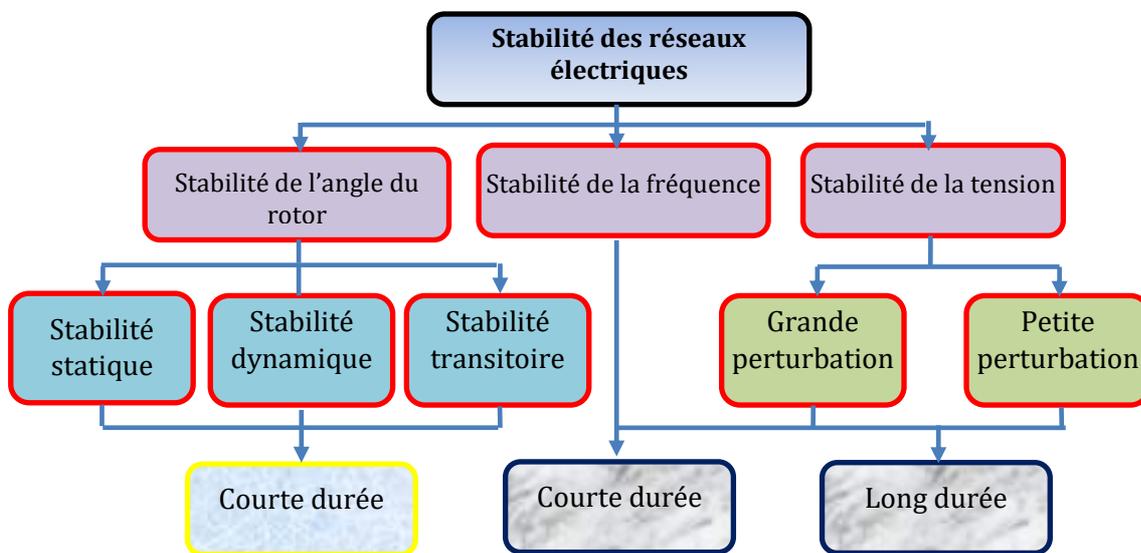


Figure I-7 : Classification de la stabilité des réseaux électriques.

Les systèmes électriques sont soumis à de petites et grandes perturbations, les petites perturbations sont des changements de charge continuels, les grandes perturbations sont des courts circuits sur des lignes, des pertes de générateurs, des pertes de postes de transformation, etc. Ils peuvent changer la topologie des réseaux électriques du fait de l'isolation des éléments en défaut par les protections. [1]

I-7-1-1- Stabilité d'angle rotorique (Stabilité des alternateurs) [8]

a- La stabilité d'exploitation (statique)

C'est un fonctionnement sans anomalies c'est à dire avec une absence de défauts :

- d'origine interne
- d'origine externe

b- La stabilité dynamique

C'est pouvoir faire face à la modification de la puissance appelée (phénomène lent).

La puissance fournie par l'alternateur au réseau est : $P_a = (EV/X_d) \sin\theta$ (I-1)

Où : Angle $\theta = \angle V, I_c$ entre tension et courant

E = Force électromotrice de l'alternateur (rotor)

V = Tension du réseau de puissance infinie (stator)

θ = angle interne (déphasage entre E et V)

$X_d = X_{dg} + X_{dtr} + X_{dli}$ (I-2)

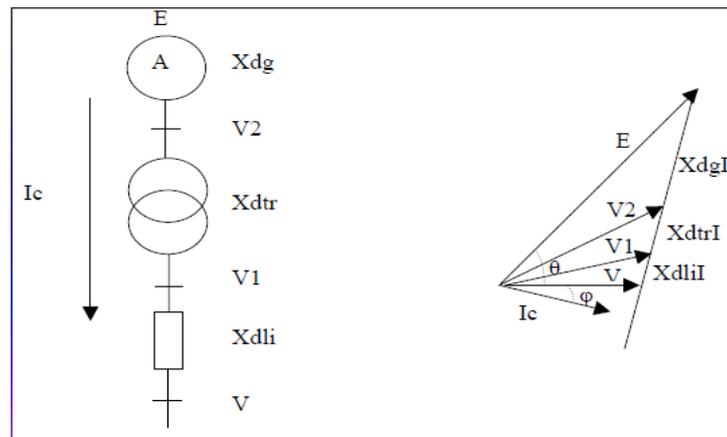


Figure I-8 :Stabilité dynamique

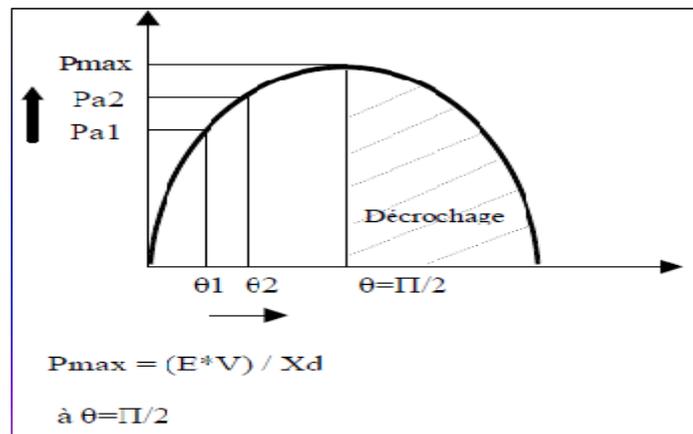


Figure I-9: Limite de stabilité dynamique

Une augmentation de la puissance électrique de Pa_1 à Pa_2 entraîne une augmentation de I_c , L'angle interne θ augmente (car $X_d I_c$ augmente) et passe de θ_1 à θ_2 .

Tant que $\theta < \pi / 2$ la puissance fournie par la turbine augmente (dans la mesure où la puissance mécanique fournie à la turbine augmente) et la puissance Pa fournie au réseau augmente, la machine tourne en synchronisme avec le réseau.

c- La stabilité transitoire : [8]

C'est pouvoir faire face à une modification de la configuration du réseau (phénomène rapide).

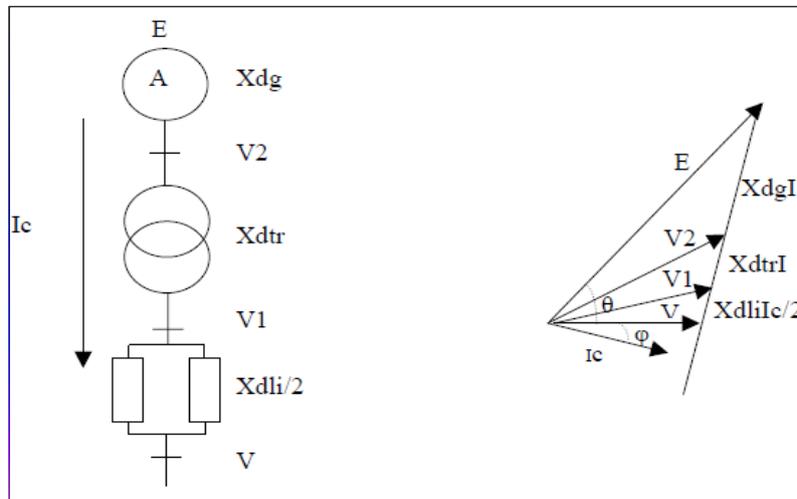


Figure I-10 : Stabilité transitoire

En fonctionnement normal (2 liaisons en service) et en admettant un rendement de 1, la puissance mécanique P_m (de la turbine) est restituée au réseau en puissance électrique P_a (de l'alternateur).

$$P_m = P_a = (EV / X_d) \sin \theta_1 \text{ avec } X_d = X_{dg} + X_{dtr} + (X_{dli} / 2) \tag{I-3}$$

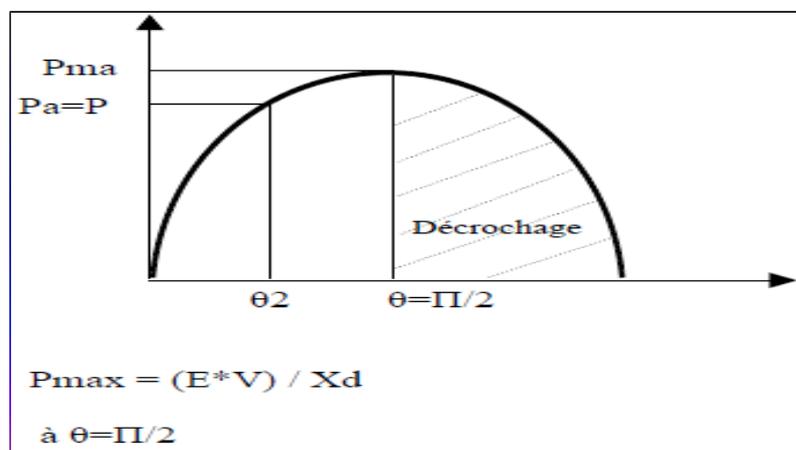


Figure I-11 : Limite de stabilité transitoire

En cas de déclenchement d'une ligne X_d augmente

$$X_{d2} = X_{dg} + X_{dtr} + X_{dli}, (EV / X_d) \text{ dimin} \tag{I-4}$$

La puissance P_a (délivrée par l'alternateur) diminue, la courbe P_a s'aplatit

$$P_a = X_{d2} P_m \tag{I-5}$$

Par contre la puissance mécanique P_m (fournie par la turbine) à cause de l'inertie de la turbine, ne se modifie pas instantanément.

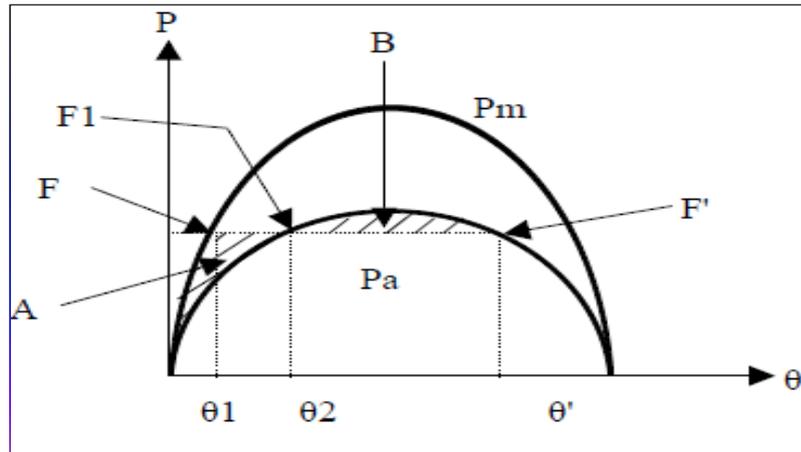


Figure I-12 : Point de fonctionnement de l'alternateur

Le point de fonctionnement passe de F sur Pm (θ_1) à F1 sur Pa (θ_2).

Le rotor prend de l'accélération et θ croît dans le temps.

La partie hachurée A ($F-F_1$) correspond à la puissance mécanique emmagasinée et non restituée au réseau sous forme électrique.

L'alternateur (de par l'accélération du rotor) dépasse θ_2 , l'alternateur produit plus de puissance Pa qu'il ne reçoit de puissance Pm, il va ralentir et revenir à une position stable si la puissance susceptible d'être restituée (partie hachurée B, F_1-F') est plus grande que la partie hachurée A ($F-F_1$).

L'angle limite θ_{lim} est l'angle pour lequel la surface A = la surface B. C'est l'angle qu'il ne faut pas dépasser avec la charge $P_a = X_d^2 P_m$, sinon il y aura perte de synchronisme entre l'alternateur et le réseau.

Il y a stabilité transitoire lorsque :

La puissance mécanique emmagasinée < Puissance électrique susceptible d'être restituée.

Le délai pour atteindre l'angle limite θ_{lim} dépend du temps d'élimination du défaut et de la constante d'accélération de la machine. [8]

I-7-1-2-Stabilité de tension [1]

Est la capacité d'un système électrique à maintenir, à partir d'un état initial donné, les tensions stables en tous ses nœuds après une perturbation.

Elle dépend de la capacité à maintenir ou à rétablir l'équilibre entre la demande de charge et la puissance fournie du réseau électrique. L'instabilité se produit sous la forme d'une baisse ou d'une augmentation de tension progressive dans certains nœuds, un résultat possible d'une instabilité de tension est la perte de charges dans une zone, ou le déclenchement de lignes de transport et d'autres éléments par leurs systèmes de protection conduisant à des pannes en

cascade. La diminution progressive des tensions aux nœuds peut également être associée à l'instabilité d'angle rotorique, par exemple, la perte de synchronisme de machines d'une centrale (l'angle rotorique entre deux groupes de machines approche 180°) provoque une baisse rapide de la tension à proximité de la centrale.

L'écroulement de tension est le processus par lequel la séquence des événements accompagnant l'instabilité de tension conduit à un blackout, ou du moins à des tensions anormalement basses dans une partie importante du système électrique, le moteur de l'instabilité de tension est habituellement la réponse des charges à une perturbation.

La puissance consommée par les charges, qui devrait théoriquement diminuer avec la tension, tend à être restaurée par l'action des régulateurs de tension et des transformateurs à réglage en charge, les charges reconstituées augmentent alors le stress sur le réseau haute tension en augmentant la consommation de puissance réactive, et causent à leur tour une dégradation de tension.

Une situation rare provoquant une instabilité de tension se produit lorsque la dynamique de la charge tente de rétablir la consommation au-delà de la capacité du réseau de transport et de la production connectée, comme dans le cas de la stabilité d'angle rotorique.

On peut classer la stabilité de tension dans les sous-catégories suivantes

a- La stabilité de tension en grandes perturbations

Est la capacité du système à maintenir la tension stable à la suite de grandes perturbations telles que les défauts du système ou la perte d'un générateur.

Cette capacité est déterminée par la topologie du système, les caractéristiques des charges, et les interactions entre les contrôles continus de tension (réglage primaire et secondaires de tension, compensateurs statiques et tournants d'énergie réactive), les contrôles discrets (gradins de condensateurs, d'inductances et réglageurs en charge) et les protections, le cadre de temps d'étude est de quelques secondes à quelques dizaines de minutes.

b- La stabilité de tension en petites perturbations

Est la capacité du système à maintenir les tensions stables lorsqu'il est soumis à de petites perturbations telles que des changements progressifs des charges. Cette forme de stabilité est influencée par les caractéristiques des charges, des contrôles continus de tension et des contrôles discrets à un instant donné.

Ce concept est utile pour déterminer, à tout instant, comment les tensions répondront aux petits changements du système. Le cadre de temps généralement observé de la dynamique de la stabilité de tension est de l'ordre de quelques secondes à quelques dizaines de minutes.

La stabilité de tension peut être un phénomène soit à court terme ou à long terme.

c- La stabilité de tension à court terme

Implique des charges à dynamique rapide telles que les moteurs à l'induction, les charges contrôlées par des systèmes électroniques, et les convertisseurs HVDC (High Voltage Direct Current en anglais), le cadre de temps d'étude est de plusieurs secondes, et l'analyse exige des solutions appropriées à un système d'équations différentielles, ce qui est similaire à l'analyse de la stabilité d'angle rotorique, la modélisation dynamique des charges est souvent essentielle, contrairement à la stabilité d'angle, les courts-circuits à proximité des charges sont importants.

d- La stabilité de tension à long terme [1]

La stabilité est généralement quantifiée par les conséquences des pannes des équipements, plutôt que par la gravité de la perturbation initiale.

L'instabilité est due : à la perte de l'équilibre à long terme (par exemple, lorsque des charges essaient de rétablir leur puissance et dépassent la capacité du réseau de transport et de la production connectée) au point de fonctionnement après la perturbation en régime permanent, s'il est instable du point de vue des petites perturbations, ou au manque d'actions permettant d'aller vers un point d'équilibre stable post-perturbation (par exemple, quand une des actions curatives est appliquée trop tard). Il est important de reconnaître que la distinction entre la stabilité d'angle rotorique et la stabilité de tension n'est pas fondée sur un découplage entre les variations de puissance active / angle et de la puissance réactive / amplitude de tension, en fait, le couplage est fort dans des conditions de stress, la stabilité de tension et la stabilité d'angle rotorique sont affectées par les répartitions de puissance actives et réactive dans les pré-perturbations.

I-7-1-3-Stabilité de fréquence [9]

C'est la capacité d'un système électrique à maintenir sa fréquence à la suite d'une grave perturbation résultant en un déséquilibre significatif entre la production et la consommation. L'instabilité se manifeste sous la forme de variations de fréquence soutenues menant au déclenchement de générateurs et/ou de charges.

« À chaque instant, l'énergie électrique produite dans un système interconnecté est égale à l'énergie consommée »

Tout écart entre la production programmée et la consommation se traduit par une variation de la fréquence (le principe de conservation de l'énergie impose une compensation instantanée du déséquilibre par une variation de l'énergie cinétique de toutes les « masses

tournantes », groupes de production ou moteurs, tournant au synchronisme), et par une variation des échanges à travers les interconnexions transfrontalières.

Or l'équilibre production-consommation est perpétuellement remis en question par les fluctuations de la consommation et par le non-respect rigoureux des programmes de production, qui en pratique sont impossibles à tenir parfaitement, en particulier, le déclenchement soudain de groupes de production de grande taille appelle une réaction immédiate, pour résoudre ce problème capital, l'exploitant dispose de plusieurs systèmes de régulation automatique.

a- Le réglage primaire [9]

Assuré localement par tous les groupes de production du système interconnecté synchrone qui y participent, compense en quelques secondes l'essentiel d'un écart de fréquence, en général dû à la perte accidentelle d'un moyen de production.

Tous les groupes turboalternateur des centrales sont dotés d'un régulateur proportionnel asservissant la position des soupapes régulatrices à la vitesse de rotation de la turbine.

$$\text{Le statisme :} \quad S = (\Delta f/f) / (\Delta p / p) \quad (\text{I-6})$$

$$K = \Delta P / \Delta f \text{ (MW / Hz)} \quad (\text{I-7})$$

b- Le réglage secondaire [10]

Afin de répartir la production sur plusieurs centrales le réglage secondaire est assuré à partir du dispatching national par l'intermédiaire du télé-réglage de plusieurs groupes répartis dans le réseau ,pour cela, les groupes en réglage secondaire sont sollicités à la hausse ou à la baisse par l'envoi d'un signal, le niveau de télé-réglage, élaboré par le centre de conduite principal de la zone de responsabilité du gestionnaire de réseau, ce signal est envoyé par le dispatching national. Pour que ce réglage soit efficace, l'opérateur de conduite, le dispatcher, doit veiller à ce que ce signal ne soit pas en butée, faute de capacités de réglage réellement disponibles : il le fait par des ordres complémentaires d'ajustement de la production totale, garantissant qu'il existe toujours une marge utilisable par le réglage secondaire.

L'action intégral est un coefficient normalisé dont la valeur va de **-1 à +1** on l'appelle « Niveau de télé-réglage»(N).

En plus de sa production de base P_0 , un groupe produira une puissance allant de

-Pr à Pr pour N variant de -1 à +1.

$$\text{La production instantanée d'un groupe est : } \mathbf{P = P_0 + N Pr} \quad (\text{I-8})$$

Le réglage secondaire intervient en réalité avec double objectif:

- Ramener la fréquence à sa valeur nominale
- Ramener les échanges de puissance, entre partenaires à leur valeur contractuelle.

Afin de répartir la production sur plusieurs centrales. [10]

c- réserve tertiaire

Lorsque ces systèmes ont rempli leur tâche, il reste à veiller au risque de tout nouveau déséquilibre. Pour cela, l'exploitant dispose d'une réserve tertiaire, composée de moyens de production (ou de possibilités de variation rapide de la consommation) mobilisables à la demande, à la hausse comme à la baisse.

Le réglage secondaire n'élimine pas entièrement les écarts de fréquence et de transit de puissance quand le niveau de télé réglage est en buté ($N=1$).

En prévision à des circonstances de ce type, le réseau dispose d'une réserve tertiaire constituée par la Puissance disponible sur:

- Les groupes de production qui ne sont pas à plein charge
- Les groupes de production à démarrage rapide

Ce réglage est un réajustement du programme de production pour reconstituer les réserves primaires et secondaire. [10]

I -7-2- Phases des blackouts [1]

Le réseau électrique peut entrer dans une condition d'urgence en raison de certains événements critiques qui peuvent se produire dans le système ,normalement, le système peut revenir à la condition normale par ses protections et le système de contrôle ,mais parfois, le système ne peut pas revenir à la condition normale dans le temps nécessaire et de nouveaux événements peuvent déclencher des incidents en cascade, qui pourront avoir une action réciproque et aggraver rapidement la situation. Enfin le blackout se produit.

Les phases des blackouts sont :

a -Précondition

- Le stress pendant le pic d'été ou celui d'hiver.
- Vieillesse des équipements
- L'insuffisance de réserve de puissance réactive.
- Certains équipements importants hors service.
- Raisons naturelles comme le vent, les orages, le brouillard, les perturbations géomagnétiques, l'incendie, etc.

b-Evénements initiaux

Les court-circuits, les surcharges, défaillance d'une protection.

c -Cascade d'événements

Quand une ligne est déclenchée en raison d'une surcharge, les lignes voisines, ou même plus éloignées, vont subir le report de puissance correspondant et peuvent devenir surchargées à leur tour, ce qui va entraîner leur déclenchement, et ainsi de suite.

d-Types d'incidents

- Ecoulement de tension,
- Ecoulement de fréquence,
- cascade surcharge,
- Système asymétrique,
- Perte de synchronisme.

I -7-3-Moyens pour stopper l'effondrement de réseau électrique [1]

Le système électrique doit assurer la stabilité d'angle rotorique, la stabilité de tension et la stabilité de fréquence. Les instabilités peuvent conduire à des blackouts. En pratique, pour faire face aux incidents qui engendrent les blackouts et limiter leurs conséquences, les compagnies électriques adoptent des mesures curatives et installent des automates spécifiques, qui constituent le plan de sauvegarde du système électrique.

❖ Pour stopper l'écroulement de tension :

- Augmentation de la consigne de production réactive des groupes, pour essayer de maintenir la tension du réseau de transport ;
- Ajuster la tension de consigne des régulateurs en charge.
- Blocage des régulateurs en charge ;
- Insertion des équipements de compensation.
- En dernier recours, le délestage d'une partie de la charge.

❖ Pour stopper l'écroulement de fréquence :

On ne peut que délester de la consommation de manière automatique, puisque le temps de réaction nécessaire est incompatible avec les délais de réaction humains

❖ Pour stopper la perte de synchronisme :

On sépare le réseau en plusieurs zones pour sauvegarder le reste du système.

❖ Pour stopper les cascades de surcharges :

- Délestage de consommation en cas de surcharge sur certaines lignes.
- Déclenchement de moyens de production proches pour lever les contraintes de surcharge sur des interconnexions importantes.

I-7-4- Quelques incidents suivis d'un effondrement de réseau au monde

Le tableau ci-dessus présente une liste des incidents qui ont provoqué un effondrement de la tension, certains des incidents mentionnés sont complexes et mettent en cause d'autres phénomènes qui créent l'instabilité de la tension, par exemple la perte d'une génératrice, le déclenchement d'une ligne de transport, la perte d'un transformateur, accroissement excessif de la demande.

DATE	LIEU	DUREE
22-08-1970	Japon	30 minutes
22-09-1976	Floride, E-U	Quelque minute
19-12-1978	France	4 heures
04-08-1982	Belgique	5 minutes
27-12-1983	Suède	1 minute
12-01-1987	Ouest de la France	6-7 minutes
Été 1996	Ouest USA	Plusieurs heures
03-02-2003	Algérie	Plus de 3 heures
31-03-2003	Iran	8 heures
28-03-2003	Ville de Londres, Angleterre	Quelques heures
23-09-2003	Suède et Danemark	Quelques heures
28-09-2003	Italie	Plus de 4 heures
18-01-2005	Arc Lémanique	1 heures
25-05-2005	Moscou, Russie	5 heures de panne

Tableau I-5 : Incidents suivis d'un effondrement de réseau au monde. [11]

I-8- CONCLUSION

Ce chapitre donne une description sur les différentes structures de réseau électrique, les principales grandeurs et leurs plages de fonctionnement, ainsi que les événements de l'instabilité et les perturbations des réseaux électriques tels que la perte du synchronisme, les perturbations de tension, les baisses de fréquence, et les moyens pour stopper l'effondrement des réseaux électriques.

Chapitre II

PROTECTIONS DE RESEAU DE TRANSPORT
D'ELECTRICITE

Chapitre II : Protections de réseau de transport d'électricité

II-1-INTRODUCTION

La protection des réseaux électriques sert à désigner la totalité des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique, cette protection est indispensable pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue la plupart des systèmes de fourniture d'énergie électrique sont interconnectés et doivent bénéficier de telles protections. [12]

Dans toutes les parties de réseau, chaque ouvrage peut être l'objet d'incidents, tels que panne, fonctionnement aberrant, fuite ou court-circuit dû à une cause externe, c'est pourquoi toute une panoplie d'appareils est installée pour éviter que ces incidents ne détruisent l'ouvrage, ou ne compromettent la qualité de fourniture d'énergie, le plan de protection de SONELGAZ est conçu de façon à prévoir tous les équipements basse tension nécessaire qui permettent de protéger de façon sûre et sélective les lignes, les jeux de barres, les transformateurs, et les groupes de productions contre tous les types de défauts.

Aussi, il est élaboré une philosophie des protections de réseau qui précise les paramètres de réglage et les fonctions à adopter pour définir harmonieusement les différentes priorités [10]

- **Le type de réseau:**
 - Réseau d'interconnexion,
 - Réseau de transport,
 - Réseau de répartition
 - Réseau de distribution.
- **La topologie du réseau:**
 - Ligne ordinaire dans un réseau maillé de transport ou de répartition.
 - Ligne longue reliant des postes disposant de lignes courtes.
 - Ligne en antenne.
 - Transformateur d'interconnexion THT/HT, Transformateur HT/MT.
- **Le type de protection:**
 - Protection de distance.
 - Protection différentielle.
 - Protection à maximum de courant.
 - Protection de surcharge thermique.
 - Protection à maximum ou à minimum de tension etc.....
- **La technologie des protections:**
 - Electromécanique.
 - Statique.
 - Numérique.

Dans ce chapitre nous allons expliquer quelque protection de réseau HTB, telles que les protections des lignes, protections des transformateurs et les protections des groupes de production.

II-2-CRITERES DE QUALITE DES PROTECTIONS [14]

Pour détecter les défauts, on peut utiliser différents systèmes qui ont chacun des avantages et des limites. Il est donc intéressant de connaître les critères permettant d'évaluer le niveau de performances des protections.

Ce sont :

-La sélectivité, la rapidité, la sensibilité, la fiabilité, la robustesse par rapport aux défauts d'exploitation.

II-2-1-La Sélectivité

Elle consiste à déclencher seulement les disjoncteurs de l'ouvrage en défaut (et pas ceux des ouvrages voisins) FigureII-1.

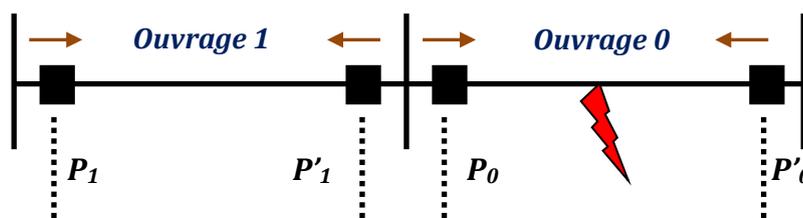


Figure II-1 : Exemple pour les liaisons aériennes :

Seuls les disjoncteurs P0 et P'0 doivent déclencher, les protections ne doivent pas faire déclencher les disjoncteurs P1 et P'1.

Le respect de la sélectivité permet :

- **la qualité de service** : alimentation de clients non coupée si ce n'est pas indispensable,
- **la sûreté de fonctionnement du réseau** : le réseau est plus robuste lorsqu'il est amputé du plus faible nombre d'ouvrages, en particulier sur les niveaux de tension élevés (400kV, 225kV), la sélectivité participe au maintien de la stabilité des groupes de production,
- **une reprise de service manuelle plus facile** et plus rapide car l'ouvrage défectueux est directement identifiable puisqu'il est unique.

Quand la sélectivité n'est pas respectée, on parle de défaillance et d'intempestif :

- **Défaillance** : quand le déclenchement attendu ne se produit pas,
- **Intempestif** : quand il se produit un déclenchement non attendu ou indésirable.

II-2-2-La Rapidité

Un temps de déclenchement court permet notamment :

- la qualité de service : le creux de tension engendré par le défaut, ayant une durée plus courte, est moins ressenti par les clients alimentés.
- de limiter des contraintes induites par le défaut sur les matériels HT.

II-2-3-La sensibilité

C'est la capacité des détecter et donc d'éliminer les défauts qui occasionnent un courant de court-circuit faible, elle est utile quand :

- le défaut est résistant.
- la puissance de court-circuit faible.

II-2-4-La fiabilité

C'est la capacité d'une protection à conserver les qualités dans la durée, elle dépend en grande partie de la fiabilité des composants utilisés pour sa fabrication.

Les protections récentes sont numériques et utilisent des supports de transmission adaptés comme par exemple la fibre optique, dans ce cas:

- les courants sont numérisés avant envoi sur le support de transmission.
- la somme algébrique des courants se fait en numérique.
- l'équipement de protection est le même à chaque extrémité.

II-2-5-La robustesse par rapport aux défauts d'exploitation

Les défauts d'exploitation les plus courants sont :

- la rupture d'un ou plusieurs des fusibles sur le circuit tension alimenté par les transformateurs de tension.
- la fermeture d'un court-circuiteur sur le circuit intensité alimenté par les transformateurs de courant.

Dans ces cas (qui ne correspondent pas à des défauts réels sur les ouvrages HT), il est souhaitable que les protections n'émettent pas de déclenchement intempestif. [14]

II-3-PROTECTIONS DES LIGNES

II-3-1-Protection de distance

La protection de distance est la protection la plus employée en raison de son autonomie totale.

A la base, elle n'exige aucune liaison entre les deux extrémités pour détecter le défaut.

II-3-1-1-Principe

A partir des tensions et des courants, (figureII-2)

La protection mesure l'impédance vue et lors d'un défaut, celle-ci est significative de la distance du défaut (en supposant que l'impédance kilométrique de la ligne est constante).

Cette mesure est comparée à l'impédance de la ligne, ce qui permet de savoir si le défaut est sur la ligne à protéger ou à l'extérieur.

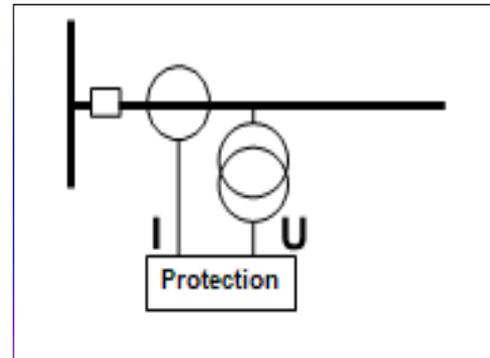


Figure II-2 : Mesure de l'impédance par la protection de distance

$$Z = U / I \quad (II-1)$$

Plus précisément, la protection mesure la partie « réactive » de l'impédance, ce qui permet d'être moins dépendant de la résistance de défaut.

En plus de la mesure de distance, les protections de distance comprennent :

Une « mise en route » qui discrimine l'état « normal » du réseau et l'état « défaut sur le réseau », une mesure directionnelle pour déterminer si le défaut est en aval ou en amont. Pour améliorer la sélectivité ou la rapidité de déclenchement, on peut ajouter une télé action.

II-3-1-2-Mesure de distance [14]

Son principe de fonctionnement est basé sur la mesure de l'impédance, donc sur l'évaluation de la distance du défaut par rapport à son emplacement.

En pratique, une protection de distance (FigureII-3) comporte plusieurs zones de mesure, le réglage de ces zones dépend des paramètres des ouvrages à protéger et tient compte des différentes erreurs introduites entre les grandeurs réelles et les grandeurs mesurées,

Ces erreurs se décomposent comme suit :

- Précision sur la mesure, 10 %
- Précision des réducteurs de mesure 5 %
- Précision des caractéristiques de ligne. 5 %
- On retient, comme erreur globale, la valeur de : 20 %

Utilisation typique sur les lignes longues :

➤ ZONE 1 :

Correspond à la longueur totale de la ligne à protéger, ainsi, pour être sûr de ne pas voir les défauts en dehors de l'ouvrage, compte tenu des erreurs cumulées, on réglera cette zone à :

$$100 \% - 20 \% (\text{erreur}) = 80 \% \quad (\text{II-2})$$

➤ ZONE 2 :

Cette fois, compte tenu des erreurs cumulées, il faut être sûr de voir tous les défauts sur l'ouvrage.

On réglera donc cette zone à : $100 \% + 20 \% (\text{erreur}) = 120\%$ (II-3)



FigureII-3 : Protection de distance d'une ligne 220KV-MICOM P444-.

II-3-1-3-Mise en route (MER) [14]

C'est une caractéristique d'impédance pour laquelle la protection se met en route (Figure II-4). Cette zone correspond au secours éloigné, que ce soit en aval ou en amont.

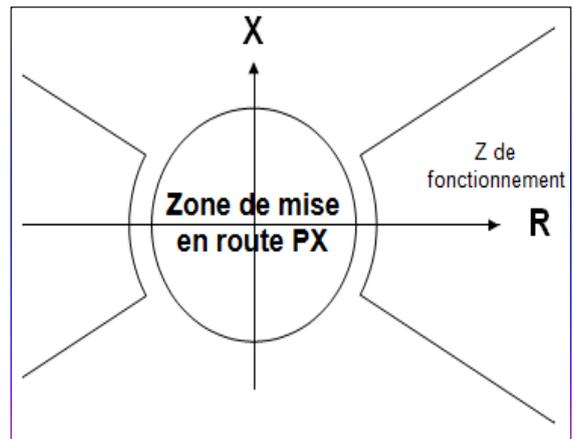


Figure II-4: Zone de mise en route.

Pour la mise en route aval, on réglera environ à : MER ou Z3 de 150 % (II-4)

La mise à route amont dépendra des paramètres des ouvrages voisins

L'ordre de grandeur se situe aux environs de : 60%

II-3-1-3-1-Contraintes

La zone de mise en route (MER) ne doit jamais rentrer dans la zone de fonctionnement, il faudra donc garantir qu'aucun point mesuré ne puisse se trouver dans les deux zones à la fois. But De La MER= $Z_{d\acute{e}f} < \text{Réglage}$ (II-5)

La mise en route doit satisfaire 4 conditions :

- Etre sensible à des défauts inférieurs à I charge
- Être insensible au I_{max} de service
- Etre insensible aux oscillations de fréquence
- Donner des ordres de sortie corrects

II-3-1-3-2-Différentes caractéristiques de mise en route [14]

L'impédance de réglage correspond à 140-160 % de la longueur de ligne à protéger.

Dans le cas des lignes longues (avec un fort transit possible), il peut y avoir recouvrement de la caractéristique circulaire avec la zone de transit (Figure II-5)

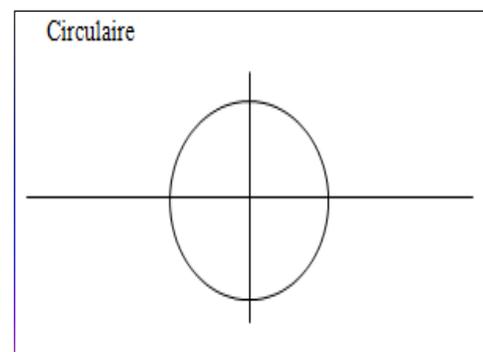


Figure II-5 : Caractéristiques circulaire de mise en route

Dans ce cas, on fabrique des mises en route spécifiques : (Figure II-6)

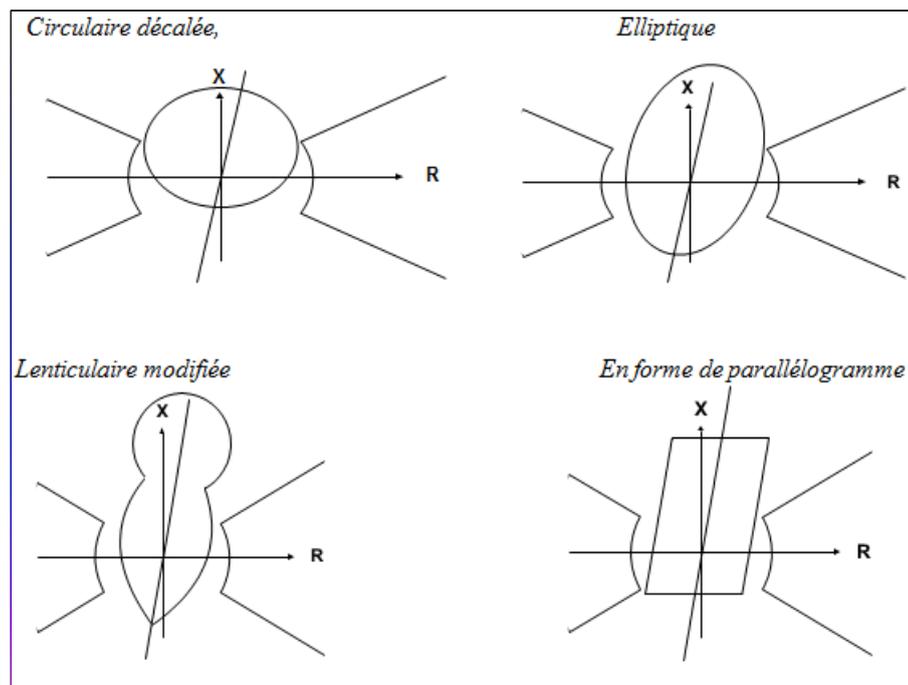


Figure II-6: Différentes caractéristiques de mise en route

II-3-1-3-3-Types de réalisation [14]

Deux grandes familles de mise en route existent :

➤ **La mise en route à commutation :**

Trois mesures entre phases assurant la détection des défauts triphasés et biphasés isolés sont commutées en mesures phase-terre par présence de courant homopolaire.

➤ **La mise en route multi chaînes :**

En permanence, des relais de mise en route surveillant les boucles phase/terre et phase/phase sont opérationnelles.

Des relais non concernés par le type de défaut existant peuvent être sollicités et doivent donc être inhibés.

➤ **La première solution**, qui diminue le nombre de relais nécessaires, se rencontre surtout dans les protections électromécaniques.

➤ **La seconde solution** accélère le fonctionnement.

Les protections modernes sont multi chaînes, pour la plupart.

II-3-1-4-Obtention de la sélectivité [14]

En dehors de la zone 1, pour laquelle le défaut se trouve avec certitude sur l'ouvrage et une mesure en zone 2 pour laquelle le défaut peut être effectivement sur l'ouvrage, une mesure en zone 3 ou 4 sera représentative d'un défaut situé sur un ouvrage voisin qu'une autre protection aurait dû détecter en zone 1, ainsi, il est nécessaire de garantir la sélectivité entre ces différentes protections.

II-3-1-4-1-Selectivite temporelle

➤ **Notion d'intervalle de sélectivité :**

L'intervalle de sélectivité (Noté IS) est le temps nécessaire à la protection pour éliminer un défaut sur l'ouvrage qu'elle surveille. Il est donné par la somme de différents temps de fonctionnement.

TF = Temps de fonctionnement de la protection. C'est le temps d'élaboration d'une mesure correcte à partir des grandeurs d'entrée.

TD = Temps de déclenchement du disjoncteur. C'est le temps séparant l'ordre d'ouverture et l'information, en retour, de la position ouverte effective.

TR = Temps de retombée de la mise en route de la protection. C'est le temps séparant la disparition du défaut (DJ ouvert) et l'inactivité du module de mesure de la protection.

ΔT = Délai de sécurité à rajouter pour tenir compte des différentes incertitudes sur la temporisation globale.

Exemple : la temporisation minimum à afficher dans la protection P1 pour que le défaut, vue par P2, soit éliminé par le DJ2, sans déclenchement du DJ1 (FigureII-7).

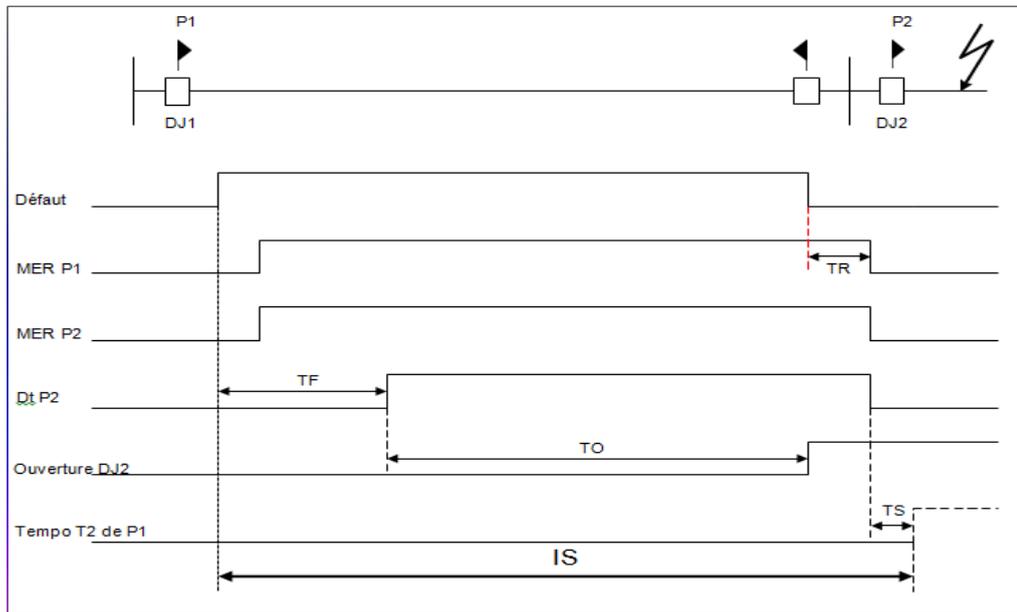


Figure II-7 : Sélectivité temporelle.

L'intervalle de sélectivité IS doit donc vérifier la relation :

$$IS \geq TF + TD + TR + \Delta T \tag{II-6}$$

TF	40 ms
TD	80 ms
TR	20 ms
ΔT	10 ms
Is	150 ms

Tableau II-1 : Exemple de calcul de l'intervalle de sélectivité IS pour des protections statiques ou numériques.

II-3-1-4-2-Selectivite directionnelle :

Second critère de sélectivité doit être introduit pour différencier une mesure correspond à la fois à la zone 1 et 4, en effet, une mesure en zone 4 ne doit pas conduire à l'émission d'un ordre de déclenchement du disjoncteur, le défaut n'étant pas sur l'ouvrage.

Pour cela, on utilise le critère directionnel, en mesurant en permanence l'angle entre les grandeurs tension et courant, au-delà d'une certaine valeur la protection verrouille le

déclenchement pendant une durée prédéterminée, le défaut se situant sur un autre ouvrage, doit être vu en zone 1 par les protections associées à cet ouvrage.

➤ **Principe de réglage :**

Le diagramme suivant (Figure II-8) montre comment un défaut sur une ligne est éliminé sélectivement à partir des protections de distance situées à chacune des extrémités.

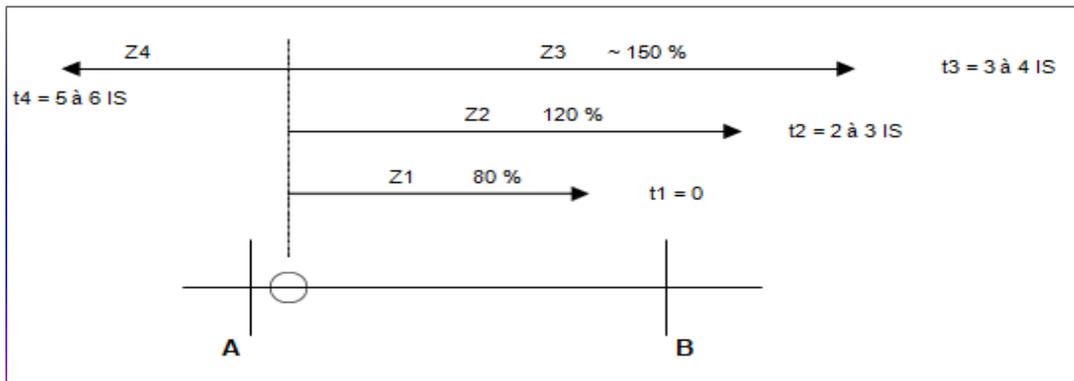


Figure II-8 : Sélectivité directionnelle

La temporisation T1 associée à la zone 1 sera nulle, puisque l'on est sûr d'être sur l'ouvrage à protéger.

La temporisation T2 associée à la zone 2 sera fixée à 2 ou 3 IS :

- 2 IS : car le défaut, pouvant être sur les barres du poste extrémité voire plus loin, doit être éliminé en moins de 2 IS (1 IS pour le fonctionnement normal + 1 IS en cas de défaillance disjoncteur).
- 3 IS : car on peut avoir le recouvrement de 2 zones 2 (Ligne longue puis ligne courte),

Les temporisations T3 et T4 associées aux mises en route aval et amont seront réglés bien au-delà de T2.

II-3-1-5 – Impédance mesure en régime normal [14]

En régime normal, la ligne transite de la puissance active et réactive (Figure II-9)

Par ces puissances mesurées on peut passer à des impédances. (Figure II-10)

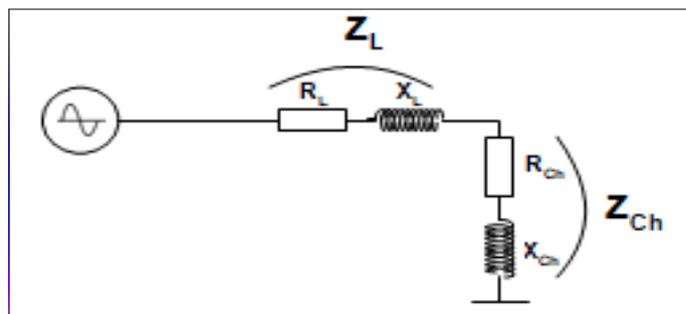


Figure II-9 : Impédance mesurée en régime normal

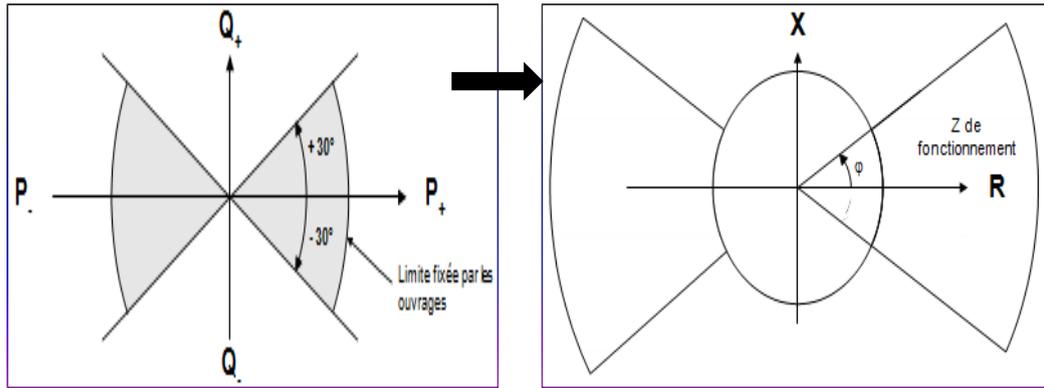


Figure II-10 : Passage de diagramme des puissances en diagramme des impédances.

II-3-1-6-Impédance mesurée en régime de défaut [14]

Au moment du défaut, l'impédance apparente vue par la protection passe d'un point de transit à un point de défaut ou on court-circuite la charge.

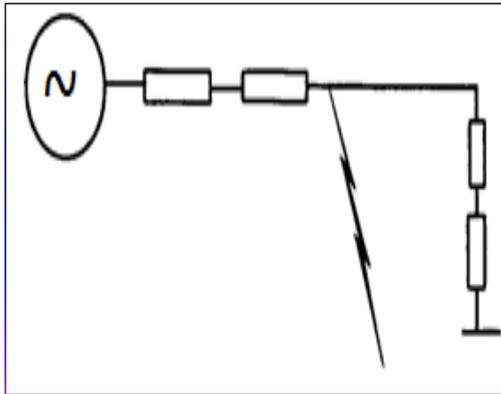


Figure II-11-Régime de défaut

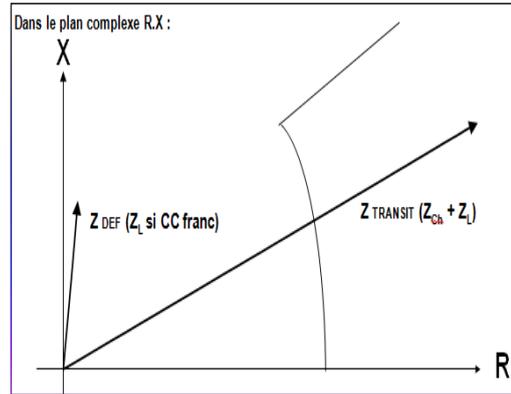


Figure II-12: Impédance mesurée en régime de défaut.

II-3-1-7-Interêt de la mesure de la réactance

En effet, la mesure d'impédance de défaut réalisée par la protection ne correspond pas forcément à la longueur de ligne réellement en défaut.

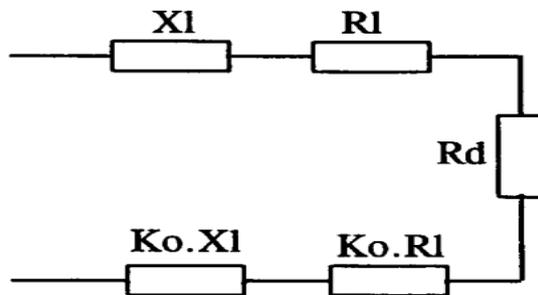


Figure II-13: Schéma monophasé pour mesurer la réactance de défaut

De la (Figure II-13) l'impédance de défaut $Z_{Déf}$ mesurée est :

$$V_{AN} = Z_L (1+K_0) I_A + R_{Déf} I_A \tag{II-7}$$

$$Z_{Déf} = \frac{V_{AN}}{(1+K_0) I_A} = Z_L + \frac{R_{Déf}}{(1+K_0)} \tag{II-8}$$

Le terme $\frac{R_{Déf}}{(1+K_0)}$ engendre une erreur sur la mesure de distance.

Conclusion : La mise en route ne nous permet pas de localiser le défaut avec précision.

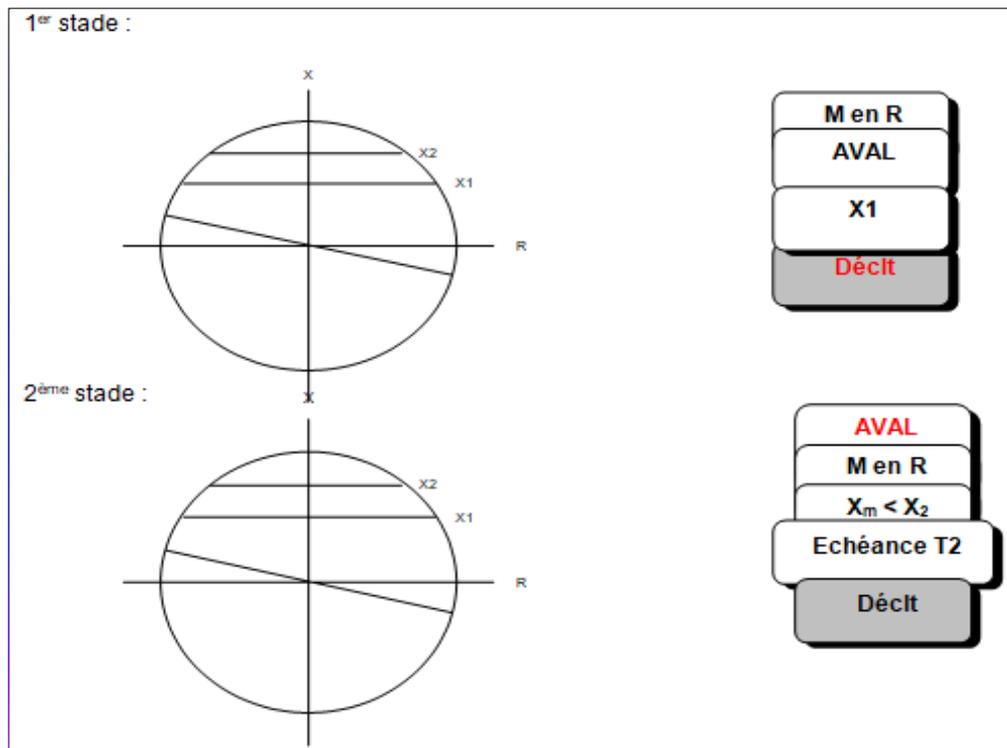
➤ **Mesure de distance**

La mesure en zones 1 et 2 doit, cette fois, nous indiquer si l'ouvrage que l'on protège est réellement en défaut, quelle que soit la valeur de la résistance de défaut.

La mesure de réactance représente la distance réelle du défaut.

Erreur tolérée X_1 +/- 5 %
 X_2 +/- 10 %

Nota : C'est généralement la mise en route qui limite la portée résistive de la caractéristique. Les mesures en zone 1 ou 2 doivent donc être systématiquement associées à l'information de mise en route pour élaborer un ordre de déclenchement éventuel.



II-14 : Stades de déclenchement.

II-3-1-8-Le dispositif anti-pompage [14]

Lorsque deux générateurs, (Figure II-15) tournant à des fréquences différentes, sont couplés, il se produit un phénomène appelé POMPAGE, un échange de puissance s'effectue entre les deux générateurs, ce qui provoque une variation lente de l'impédance vue par les protections, cette variation d'impédance peut pénétrer dans la caractéristique de mise en route des protections, afin d'éviter les déclenchements intempestifs, les protections comprennent un dispositif « anti- pompage ». Si l'impédance apparente reste longtemps dans la bande, la protection considère qu'il y a pompage et se bloque, si l'impédance apparente ne passe pas dans la bande d'anti pompage ou n'y reste que très peu de temps, la protection reste opérationnelle pour un éventuel défaut sur la ligne.

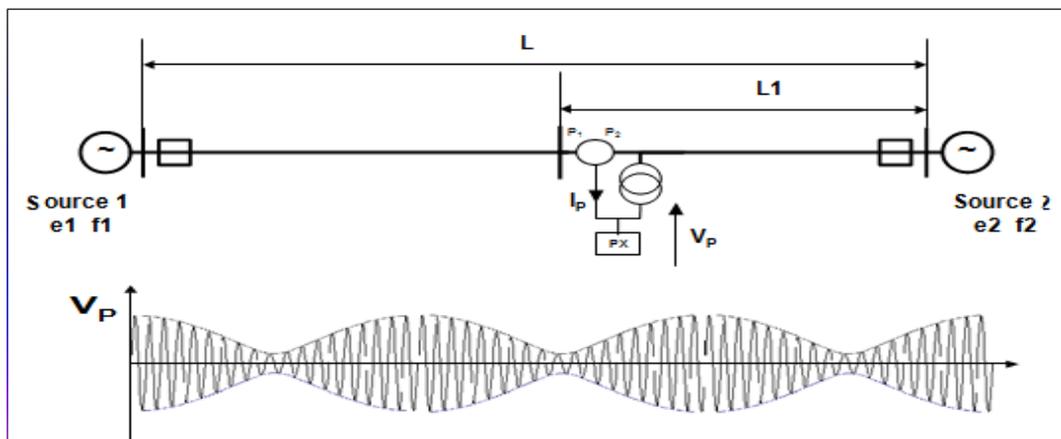


Figure II-15 : Pompage entre deux sources de fréquence différentes

II-3-1-9- Dispositif de reencenchement automatique [14]

Les statistiques annuelles des incidents montrent que près de 75 % des défauts sur les lignes aériennes sont monophasés fugitifs.

A cet effet, et dans le souci d'assurer la continuité d'alimentation, il est associé aux protections principales un dispositif de réencenchement automatique du disjoncteur qui assure:

- **En monophasé:**

- Un réencenchement pour les défauts fugitifs (DR).
- Un réencenchement suivi par déclenchement triphasé définitif lorsque le défaut est permanent (DRD).

- **En triphasé:**

- Un déclenchement définitif sur les lignes du réseau maillé.

En ce qui concerne les lignes réalisées en antenne, il est exceptionnellement permis de faire le réencenchement triphasé, quelque soit le type de défaut.

Réglage du réenclencheur

- Lignes en antenne:

- Mode de réenclenchement : Triphasé.
- Temps de réenclenchement : 3 Sec.
- Temps de discrimination : 0.8 Sec.

- Lignes du réseau maillé:

- Mode de réenclenchement : Monophasé
- Temps de réenclenchement : 1,2 Sec (sauf pour les postes dotés du matériel BT électromécanique où il faut adopter 1,5 Sec).
- Temps de discrimination : 0.8 Sec.

La fonction de réenclenchement n'est pas appliquée sur les liaisons souterraines, sachant que les défauts de câbles sont toujours permanents.

II-3-1-10- Dispositif de localisation de défaut

Les lignes longues sont généralement équipées à une extrémité par un dispositif de localisation de défaut, cet automate permet de situer le lieu de défaut pour faciliter la tâche des agents de la maintenance chargés de la réparation de la ligne, le fonctionnement de cet appareil est provoqué par les déclenchements monophasés de la protection principale et consiste à mesurer l'impédance de court-circuit qui est directement proportionnelle à la longueur de la ligne, dans les protections de distance, numériques, cette fonction est intégrée dans la base pour certaine protection et en option sur d'autres.

$$D = \frac{X_{cc}}{X_{0L}} \quad (\text{Km}) \quad (\text{II-9})$$

Avec: X_{CC} La réactance de court-circuit

X_{0L} La réactance linéique de la ligne.

La mesure du localisateur de défaut est effectuée au moment du passage du courant par zéro. Cet artifice permet d'éliminer l'influence de la résistance de défaut et de la résistance de la ligne sur la mesure de distance.

$$U = (R_L + R_d)i + L_L \frac{di}{dt} \quad (\text{II-10})$$

Avec : R_L : Résistance de la ligne.

R_d : Résistance de défaut.

L_L : Inductance de la ligne.

$$\text{Pour } i = 0 \Rightarrow U = L_L \frac{di}{dt} \quad (\text{II-11})$$

II-3-2- protection de distance réserve des lignes [14]

La protection de réserve de distance est utilisée pour pallier à une défaillance de la protection principale, elle améliore la fiabilité de fonctionnement du matériel.

Dans les anciennes installations, cette protection n'est pas associée au dispositif de réenclenchement automatique, son action est cependant triphasée définitive quelque soit le type et la nature du défaut, dans le souci d'assurer la continuité d'alimentation des consommateurs.

Les ordres de déclenchement monophasés sont temporisés (0.2 Sec ou 0.4 Sec) pour permettre à l'ensemble protection principale et réenclencheur de réussir les cycles DR (Déclenchement et réenclenchement) lors des défauts monophasés fugitifs.

Ces protections équipent l'ensemble des lignes de transport et d'interconnexion.

Les temps de déclenchement des différents stades s'établissent comme suit (FigureII-1)

- Monophasé:

On a les différents cas suivants :

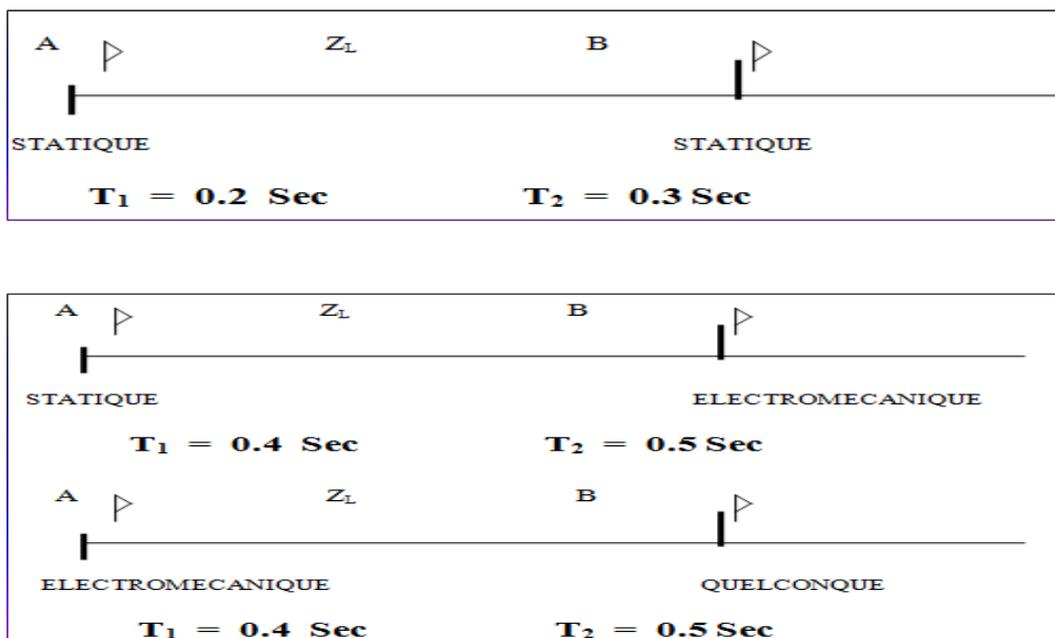


Figure II-16 : Temps de déclenchement des différents stades avec différentes protections.

Dans le cas de défauts monophasés la temporisation T_1 est additionnée à T_2 . L'élimination d'un défaut deuxième stade se fait donc en 0.5 Sec ou 0.9 Sec avec la protection de réserve.

- Triphasé:

Lors des défauts polyphasés, les protections principales et de réserve agissent par des déclenchements triphasés définitifs (réglages en temps identiques), la plus performante des

deux protections (temps de base court) déclenchera la première, les temporisations des troisième et quatrième stades sont identiques à celles de la protection principale.

Avec l'avènement du nouveau plan de protection, adopté déjà avec quelques postes THT, les protections de distance principale 1 et principale 2 (ex. réserve) ont les mêmes chances de fonctionnement quelque soit la nature ou le type de défaut, ce qui ne nécessite plus de choisir des valeurs de réglages différentes.

II-3- PROTECTION DE SECOURS DES LIGNES (Maximum de courant) [14]

La protection de secours des lignes HT est réalisée par l'intermédiaire d'un relais à maximum de courant triphasé à temps constant (Figure II-17) son rôle est d'assurer en premier lieu le secours des protections principales et complémentaires contre les courts-circuits de nature quelconque, mais aussi de déclencher les surcharges inadmissibles sur la ligne.

Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal (défini par le courant admissible des conducteurs ou par le courant de surcharge maximal des transformateurs de courant de la ligne) et du courant de défaut minimal en bout de la ligne (défaut biphasé).

Le temps d'action de cette protection est choisi compte tenu des temporisations des protections à maximum de courant des lignes et transformateurs environnants, pour assurer une bonne sélectivité de fonctionnement.

Cette temporisation est généralement choisie entre le troisième et quatrième stade des protections de distance.

$$I_{SURCH} < I_R < I_{CC \min} \quad (II- 12)$$

$$T_3 < T_R < T$$

I_{SURCH} : courant de surcharge

I_R : courant de réglage

$I_{CC \min}$: courant de court-circuit min de la ligne.

T_3 : temporisation 3^{ème} stade d'une protection distance.

T_R : temporisation de réglage

T : temporisation protections à max I ligne et transformateur environnants.



Figure II-17: Protection de secours d'une ligne 60KV, MICOM P142. [26]

II-4- PROTECTION DE DEFAILLANCE DISJONCTEUR [14]

L'installation d'une protection de défaillance disjoncteur se justifiée parce qu'elle permet de préserver le matériel électrique et d'assurer une meilleure qualité de service. Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée. Son démarrage est effectué par l'ordre de déclenchement des protections principales et/ou de réserve.

A l'échéance d'une temporisation de 0.3 Sec, si un critère de courant confirme la position fermée du disjoncteur, un ordre de déclenchement est élaboré et entraîne les ouvertures du couplage et de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut.

Les réglages sont: $T = 0.3 \text{ Sec}$ $I_R = 1.5 \times I_N$ (II-12)

Ce réglage est adopté pour toutes les protections de défaillance disjoncteur, excepté celle de la travée transformateur qui utilise l'interlock disjoncteur pour la confirmation de la position fermée du disjoncteur, le seul réglage à faire sur cette protection est l'affichage du temps de déclenchement.

II-5- PROTECTION DIFFERENTIELLE BARRES THT [13]

La protection différentielle barres est destinée à protéger les barres THT contre les courts-circuits (FigureII-18), sa zone de protection est délimitée par les transformateurs de courant des différentes travées qui constituent le poste. Son action est rapide et sélective pour les défauts intérieurs à la zone protégée. L'une des qualités de la protection différentielle barres est de rester stable vis-à-vis des défauts de réseaux, le principe de fonctionnement de cette protection est basé sur la loi de KIRCHHOFF, elle compare en permanence la somme des courants rentrants à la somme des courants sortants des barres.

Sachant que les rapports de transformation des transformateurs de courant sont différents d'une travée à l'autre, le réglage de la protection consiste à déterminer les transformateurs auxiliaires adéquats qui permettent d'équilibrer la protection en régime sain. Il est par ailleurs défini un courant de démarrage de la protection dont le réglage est déterminé compte tenu du départ le plus chargé pour permettre un aiguillage du départ sans risque de déclenchement en cas de besoin.

La circulation d'un courant différentiel faible verrouille la protection et provoque une alarme.



Figure II-18: Armoire de contrôle barre 220KV (protection différentielle barre MICOM P741+ PDD MICOM P742+ max I MICOM P141).

II-6-PROTECTIONS TRANSFORMATEURS THT/HT

II-6-1- Protection différentielle transformateur

La protection différentielle des transformateurs (Figure II-19 et Figure II-20) est une protection principale aussi importante que les protections internes des transformateurs, cette protection à une sélectivité absolue, il lui est demandé, en plus, d'être très stable vis-à-vis des défauts extérieurs. Pour la prémunir contre les fonctionnements dus aux phénomènes transitoires d'enclenchement, cette protection est dotée d'un filtre contre le courant harmonique de rang 2. Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants rentrants et des courants sortants du transformateur, plusieurs paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel circulant dans le relais en régime de fonctionnement à vide ou en charge d'un transformateur:

- Les rapports de transformation
- Le couplage des enroulements.
- Le courant à vide.
- Les erreurs des réducteurs de courant.

Avec tous ces paramètres, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul; et c'est la raison pour laquelle on adopte des protections différentielles à pourcentage sur les transformateurs. Le courant différentiel limite de fonctionnement peut être réglé entre 20 % et 50 % du courant nominal de la protection.



Figure II-19 : TR 220/60KV 120MVA
-SIEMENS-



Figure II-20 : Protection différentielle
MICOM p 632.pour TR 220/60KV

II-6-2- Protections à maximum de courant des TR THT/HT

II -6-2- 1- Protection coté THT

C'est une protection qui réalise le secours des protections internes et de la protection différentielle, dans certains cas, cette protection comporte deux seuils de fonctionnement en courant (FigureII-21) :

- Un seuil de courant violent, réglé pour protéger le transformateur contre les défauts internes, avec une action instantanée: $I_R = 1.3 \times I_{CCMAX}$. $T = 0 \text{ Sec}$ (II-14)

Avec I_{CCMAX} : le courant de court-circuit maximal aux bornes HT du transformateur correspondant au régime maximal de fonctionnement du réseau. Le réglage de la protection à maximum de courant instantanée doit être sélectif quelque soit le régime de fonctionnement du réseau. En assimilant l'impédance du transformateur à celle d'une ligne on reproduit la courbe (Figure II-21) donnant la variation des courants de courts-circuits en fonction de l'impédance et du régime de fonctionnement du réseau source.

Avec : C_1 : Régime de fonctionnement maximal.

C_2 : Régime de fonctionnement minimal.

Un courant de réglage supérieur au courant I_{CCmax} (soit I_R) garantit la sélectivité de fonctionnement. Par contre un courant de réglage compris entre I_{CCmin} et I_{CCmax} (soit I_{R1})

engendre des déclenchements non sélectifs lors des fonctionnements en régime maximal du réseau.

- Un seuil de surcharge protégeant le transformateur contre les surcharges inadmissibles. Il est réglé à $I_R = 1.3 \times I_{N,TR}$ (II-15)

$$T = T_{HT} + \Delta t \leq 3 \text{ Sec} \quad (II-16)$$

Avec : $I_{N,TR}$: Le courant nominal du transformateur coté THT.

T_{HT} : Temporisation de la protection de courant coté HT.

Δt : Echelon de temps sélectif.

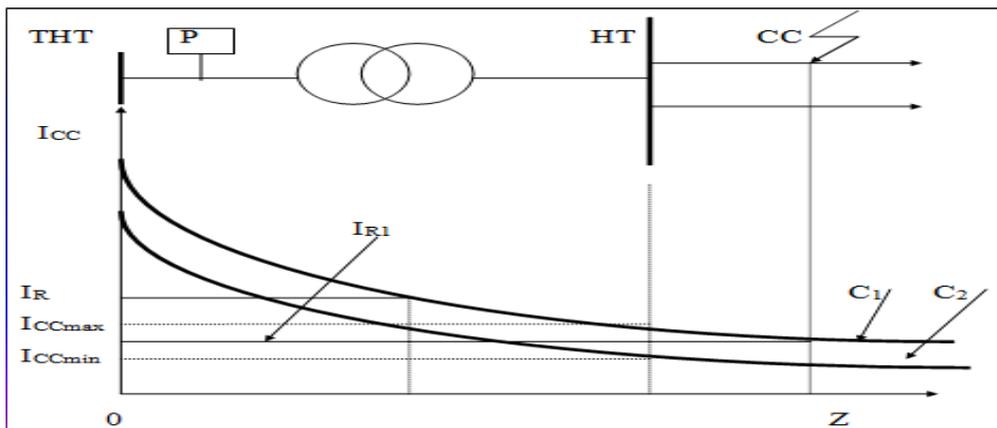


Figure II-21 : Seuils de fonctionnement d'une protection à maximum de courant d'un TR.

II-6-2-2- Protection coté HT

La protection à maximum de courant côté HT (Figure II-22) protège le transformateur contre les surcharges inadmissibles elle réalise aussi la protection de secours des barres et des départs H.T, elle est réglée de la même façon que le seuil de surcharge de la protection à maximum de courant installée sur l'enroulement primaire du transformateur.

$$I_R = 1.3 \times I_{N,TR} \quad (II-17)$$

$$T_{HT} = T_{DEP>} + \Delta t \quad (II-18)$$

Avec -

$I_{N,TR}$: Le courant nominal du transformateur coté HT

- $T_{DEP>}$: Le temps le plus haut réglé sur les départs.

- Δt : Echelon de temps sélectif



Figure II-22: Protection –ABB- à maximum de courant côté HT d'un transformateur 220/60KV

II-6-3- Protection de surcharge thermique[16]

La température de fonctionnement admissible d'un transformateur dépend de deux températures variables:

- La température ambiante qui varie en fonction des conditions climatiques et météorologiques.
- La température provoquée par le passage du courant dans les enroulements transformateur (effet joule).

Cette température dépend de l'intensité de courant, du diélectrique et des caractéristiques physiques du matériau des conducteurs telles que la capacité calorifique, le coefficient de transmission de chaleur, la densité volumique etc.....

II-7-PROTECTIONS MACHINES (GROUPE DE PRODUCTION)

L'intervention des protections au niveau des sites de productions doivent être le dernier recours en cas de défaut sur le réseau de transport. Ceci ne peut être garanti que si les protections en rapport avec les défauts, à savoir les relais de courant, les relais de déséquilibre, les relais à minimum de tension et les relais à minimum d'impédance, sont réglés convenablement en seuil de mesure et en temps [13].

II-7-1-Les principales protections des générateurs synchrones sont [8]

- Protection de surcharge thermique.
- Protection de surintensité (F51 – F51V – F51/27 – F21)
- Protection ampèremétrique temporisée
- Protection ampèremétrique temporisée à retenue de tension et (à contrôle de tension)
- Protection à minimum d'impédance à temps constant
- Protection contre les déséquilibres de courant (F46)
- Protection de retour de puissance active(F32)
- Protection à minimum de tension (F27)
- Protection à maximum de tension (F59)
- Protection à maximum et minimum de fréquence (F81O/81U)
- Protection de surexcitation (F24 correspondant à F59/81)
- Protection masse stator (F64S)
- Protection de rupture de champ (F40)
- Protection de puissance réactive.
- Protection de masse rotor (F64R)
- Protections différentielles (F87G/F87N)
- Protection différentielle homopolaire dite de «TERRE RESTREINTE»

II-7-2-Choix de la protection selon la puissance du générateur [8]

FONCTIONS	PROTECTION	PUISSANCE EN MVA				
		0-3	03-10	10-50	50-100	>100
F87 T	Différentiel bloc	*	**	***	***	***
F87 G	Différentiel générateur	**	***	***	***	***
F87 N	Terre restreinte	***1	***1	***1	***	***
F50/51	Maximum de courant à tension contrôlé	**	**	**	***4	4
49	Image thermique	*3	*3	*3	*3	*3
F46-1	Déséquilibre de courant (1er seuil)	**	***	***	***	***
F46-2	Déséquilibre de courant (2eme seuil)	*	*	**	***	***
F32	Retour de puissance	***5	***6	***6	***6	***6
F40	Perte d'excitation	*	**	***	***	***
F64S	Masse stator	***	***	***	***	***
F50/51	Défaut entre phase /surcharge	***	***	***	***	***
F21	Minimum d'impédance			*9	*9	***
F67	Directionnel de courant	***10	***10	***10	***10	***10
F67N	Directionnel de terre	***2	***2	***2	***2	***2
F64R	Masse rotor	*	**	***	***	***
F59	Maximum de tension	***7	***	***	***	***
F27	Minimum de tension	*8	**8	**8	***8	***8
F81<	Minimum de fréquence	*	**	***	***	***
F81>	Maximum de fréquence		**	***	***	***
F24 (59/81)	Surexcitation		*	*	**	**
FF58	Défaut de courant d'excitation	*	*	**	***	***
F37E	Minimum de courant d'excitation	*	*	*		***
95	Répartition de charge	*	*	*		*
25	Synchronisation en marche parallèle	*	*	*	*	*
F64S-100%	100% masse stator	*	*	*	*	**
26	Contrôle de température	**	**	***	***	***

Tableau II-2 : Choix de la protection selon la puissance du générateur. [8]

(*) Optimal, () conseillé, (***) nécessaire.**

Le tableau II-2 ci-dessus indique les différentes protections des générateurs et leurs nécessités selon la puissance et le type de générateur, les indices de 1 à 10 sur tableau impliquent :

1 = Seulement pour les groupes fonctionnant avec des transformateurs en parallèle.

Alternative à la protection masse stator (F64S).

2 = Seulement pour les groupes fonctionnant avec des transformateurs en parallèle.

Alternative à la protection terre restreinte (F87N).

3 = Conseillé si une protection de température (F26) n'est pas prévue.

4 = Une autre solution consiste à monter un relais à minimum d'impédance (F21).

5 = Nécessaire seulement pour les groupes diesels ou vapeurs.

6 = Pas nécessaire pour une turbine Pelton.

7 = Pas nécessaire en BT.

8 = Seulement nécessaire pour les machines dont le circuit d'excitation est réalisé à l'aide de thyristors.

9 = Alternative à la protection à maximum de courant à tension contrôlée (F50/51V).

10 = Seulement pour les groupes en parallèle où il n'est pas prévu de protection différentielle (F87) ou (F87N). [8]

II-8- CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons présenté des notions sur les protections de réseau HTB, telles que les protections de distances des lignes, protection défaillance disjoncteur, protection différentielle de barre, protections des transformateurs, protections des groupes de production. Le choix de type et de réglage des protections a une importance pour les différents éléments de réseau électrique.

Chapitre III

**SAUVEGARDE DE RESEAU DE
TRANSPORT D'ELECTRICITE**

Chapitre III : Sauvegarde du réseau de transport d'électricité

III-1-INTRODUCTION

Dans les plans de sauvegarde actuels, le délestage est une parade ultime qui consiste à mettre un certain nombre de consommateurs dans le noir "brutalement", de façon manuelle ou automatique selon la dynamique de l'incident considéré, pour tenter de stopper son extension et sa propagation au reste du réseau.

La sauvegarde du réseau vis-à-vis des incidents entraînant une instabilité de la fréquence et de la tension est réalisée automatiquement par les relais suivants : [16]

➤ **Relais à minimum de fréquence :**

Installés au niveau des postes HT/MT et sur certaines liaisons d'interconnexion régionales et internationales.

➤ **Relais d'asservissement de puissance :**

Les lignes d'interconnexion régionales ou internationales et certaines lignes de transport importantes sont équipées par des relais d'asservissement de puissance active.

➤ **Relais de rupture de synchronisme :**

Cette protection équipe les liaisons d'interconnexion importantes et fonctionne lors des pertes de stabilité du réseau.

➤ **Relais de délestage par minimum et maximum de tension :**

Les relais de délestage à minimum et maximum de tension sont utilisés pour consolider le plan de sauvegarde en cas de fonctionnement du réseau avec des plans de tension dégradée. [16]

III-2- BAISSÉ DE FREQUENCE [22]

III-2-1-Baisse de fréquence "brutale"

Ce phénomène est engendré (surtout quand la réserve tournante est insuffisante) par la perte d'un moyen de production et dans le cas où l'interconnexion entre les réseaux Européen et Maghrébin est ouverte.

Dans ce cas le déclenchement des départs clientèle est assuré par des automates (mini Hz ou mini U).

III-2-2-Baisse de fréquence "lente"

Ce phénomène se manifeste en réseau séparé (ouverture de l'interconnexion Maghreb – Europe), quand la production disponible sur le réseau national est inférieure à la

consommation ou lorsque limités par leur capacité les moyens de transport n'arrivent pas à transiter l'appel de charge des régions déficitaires.

Dans ce cas le délestage est appelé "Délestage préventif" et est beaucoup plus rationnel que le délestage automatique.

Pour ce faire la présence des opérateurs dans les centrales et postes est impérative.

Ces derniers seront avisés à temps par le dispatching pour être présents à leur poste en cas de situation tendue sur le système Production – Transport de l'électricité-consommation.

III-3-LES CARACTERES DE DELESTAGE

Le délestage peut revêtir :

III-3-1-Un caractère automatique

C'est à dire le réseau est équipé d'automates capables de réagir lorsque des conditions pré définies arrivent.

III-3-2-Un caractère manuel

Il s'agit alors d'un ordre émanant exclusivement du dispatching (sauf dans des cas extrême de danger imminent ou il n'est pas possible d'attendre un avis du dispatching) et en général dans situations ou les automates risquent de ne pas fonctionner ou de fonctionner tardivement. Il s'agit d'une anticipation à un fonctionnement ultérieur des automates.

L'application par les centrales de production et les ouvrages de transport des ordres de délestages qui ne peuvent émaner que du dispatching est un impératif de l'exploitation.

III-4-PLAN DE DELESTAGE [20]

L'exploitation des réseaux doit prévoir des possibilités de réduction volontaire (soit automatique, soit manuelle) pour faire face à des situations exceptionnelles.

Le principe général qui guide cette réduction de la charge est la sauvegarde des parties saines d'un réseau pour :

- alimenter correctement (en respect les normes de qualité) la clientèle,
- éviter une propagation de la perturbation qui risque d'amener, si aucune action n'est lancée rapidement un effondrement général du réseau dont les conséquences sont difficilement calculables,
- se garder la possibilité d'une reprise du service normal rapide à partir des îlots sains qui ont pu être sauvegardés.

Différents critères sont pris en compte dans la détermination de cette réduction volontaire de la charge (on appellera « délestage »); se sont en particulier :

- le critère de fréquence

- le critère de tension,
- le critère de transit.

III-4-1-plan de délestage sur critère de fréquence

L'ensemble des ouvrages de la production et du transport alimentant des départs distribution sont équipés de relais à minimum de fréquence à plusieurs seuils de fréquence et à des temporisations différentes, les départs distribution concernés par le fonctionnement de ces relais sont répertoriés par les services techniques de la distribution selon des stades et des niveaux de puissance, la responsabilité de ce plan incombe entièrement à la distribution qui est la seule en mesure d'apprécier et de classer les départs qui alimentent sa clientèle.

Des mises à jour régulières (en général tous les deux ans) sont faites conjointement par les services techniques des deux directions: Transport et Distribution. La répartition des responsabilités étant la suivante :

- La Direction du Transport de l'Electricité donne au préalable à la Direction de la Distribution, les stades, les puissances par stade et les particularités et met ensuite en œuvre le plan communiqué par la distribution.
- La distribution, répartie cette puissance sur les départs qu'elle exploite et la communique à la production et du transport pour sa mise en œuvre pratique.
- Les services techniques du transport sont chargés de la mise en œuvre de ce plan dans chaque ouvrage.

III-4-1-1-Relais a minimum de fréquence des postes HT/MT

La sauvegarde du réseau vis-à-vis des incidents entraînant une baisse de fréquence est réalisée automatiquement par des relais à minimum de fréquence (Figure III-1) installés au niveau des postes HT/MT et sur certaines liaisons d'interconnexion régionales et internationales.

Cette protection comporte 5 stades dont les actions sont effectuées suivant les réglages du Tableau III-1

SEUILS DE FREQUENCE	F (Hz)	T (Sec)
1 ^{ER} Stade	49,3	0.2
2 ^e Stade	49	0.2
2 ^e Stade Temporisé	49	10
3 ^e Stade	48,5	0.2
4 ^e Stade	48	0.2

Tableau III-1 : Les stades des relais à minimum de fréquence de délestage



Figure III-1 : (F81) Relais de délestage de fréquence marque ABB

III-4-1-2-Essais sur relais de délestage à minimum de fréquence (Mini F) Figure III-

Des essais effectués deux fois par ans avant l'été et avant l'hiver par les services techniques des deux directions Transport et Distribution sur les relais de délestage à minimum de fréquence situés au postes HT/MT pour assurer leurs fiabilité de fonctionnement.

Ces essais sont fait par les caisses l'injection sur les protections à minimum de fréquence (Figure III- 2 et Figure III- 3).

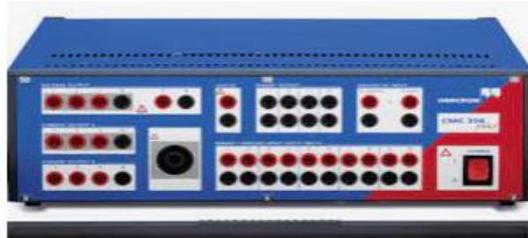


Figure III- 2 : Caisse d'injection OMICRON 256



Figure III-3 : Caisse d'injection OMICRON Câblée sur une protection mini F.

Les résultats des essais sont illustré dans les figures Figure III-4, Figure III-5 et Figure III- 6

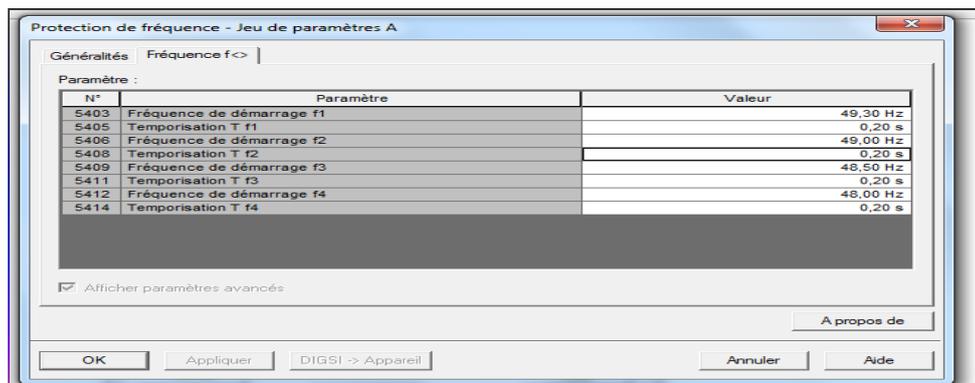


Figure III-4 : Paramétrage de la fonction fréquencemétrique de délestage dans la protection SIEMENS.

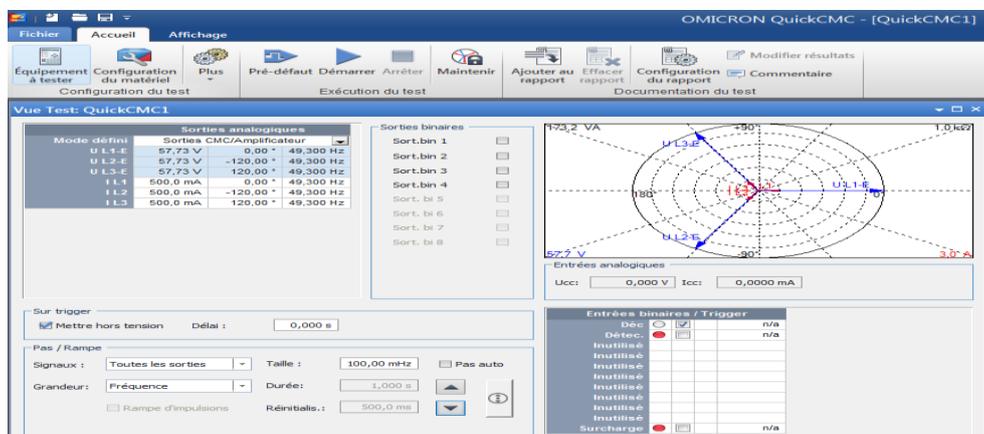


Figure III-5 :L'injection de défaut mini F à 49.3Hz par la caisse OMICRON

Signalisations de défaut - 000684 / 25/03/2022 00:45:10.288 - HAMMA 22 03 22 / metro / 7SJ632 V4.6 Var/7SJ632			
Numéro	Message	Valeur	Date et heure
00301	Défaut réseau	684 - VENANT	25.03.2022 00:45:10.288
00302	Cas de défaut	684 - VENANT	25.03.2022 00:45:10.288
00501	Protection : démarrage (excit.) général	VENANT	0 ms
05232	Démarrage protection fréquence seuil f1	VENANT	0 ms
00511	Déclenchement (général)	VENANT	201 ms
05236	Décl. protection de fréquence seuil f1	VENANT	201 ms
00533	Courant de défaut primaire IL1	0,01 kA	239 ms
00534	Courant de défaut primaire IL2	0,01 kA	239 ms
00535	Courant de défaut primaire IL3	0,01 kA	239 ms
05214	Prot de fréq.: bloc. par manque tension	VENANT	1966 ms
05232	Démarrage protection fréquence seuil f1	PARTANT	1970 ms
00301	Défaut réseau	684 - PARTANT	25.03.2022 00:45:12.260

Figure III-6 : Signalisations de la protection fréquence métrique après le déclenchement

III-4-2-Plan de délestage sur critère de tension [22]

Il s'agit en général d'un délestage à caractère régional et/ou local pour tenir compte d'une situation conjoncturelle caractérisée par un déficit de moyens de production et/ou de transport, le dispatching est instruit des mesures préventives à prendre dans ces régions et en particulier sur les plans de tension à adopter et les moyens de les concrétiser particulièrement la participation de tous les moyens de compensation.

Lorsque les moyens de compensation sont insuffisants, il devra procéder à des délestages soit :

- **D'une manière automatique** : par l'intermédiaire de relais à minimum de tension spécialement installés et réglés à des seuils adéquats.

Ce type de fonctionnement est en général la conséquence d'une chute brutale de la tension et le délestage doit être profond pour pouvoir sauvegarder une partie du réseau et de la charge.

- **D'une manière volontaire** : lorsqu'il y a urgence, l'ouverture manuelle des départs sur un critère de tension est une opération préventive lorsqu'il devient évident que dans la situation du moment, les moyens de compensation seront insuffisants pour rattraper la tension. Il est alors indispensable de soulager rapidement le réseau afin de ne pas se trouver dans une situation qui pourra dégénérer rapidement.

III-4-2-1-Relais de délestage par minimum de tension (mini U)

Les relais de délestage à minimum de tension sont utilisés pour consolider le plan de sauvegarde en cas de fonctionnement du réseau avec des plans de tension dégradés.

Son fonctionnement se fait en deux temps quand la tension a atteint 80% U_n :

- T1= 3 Sec Déclenchement des départs MT aiguillés sur le premier et deuxième stade des matrices de délestage.

- T2= 6 Sec Déclenchement des départs MT aiguillés sur le troisième et quatrième stade des matrices de délestage.

III-4-2-2-Essais sur les relais de délestage par minimum de tension (mini U)

Comme les relais de fréquence des essais effectués deux fois par ans avant l'été et avant l'hiver sur les relais de délestage à minimum de tension situés au postes HT/MT pour assurer leurs fiabilité de fonctionnement.

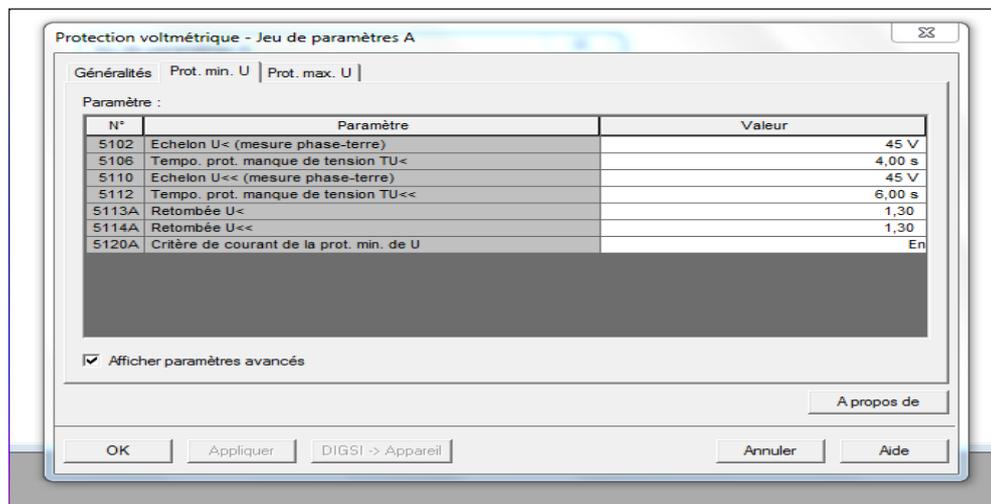


Figure III-7 : Paramétrage de la fonction voltométrique de délestage (mini U) dans la protection SIEMENS

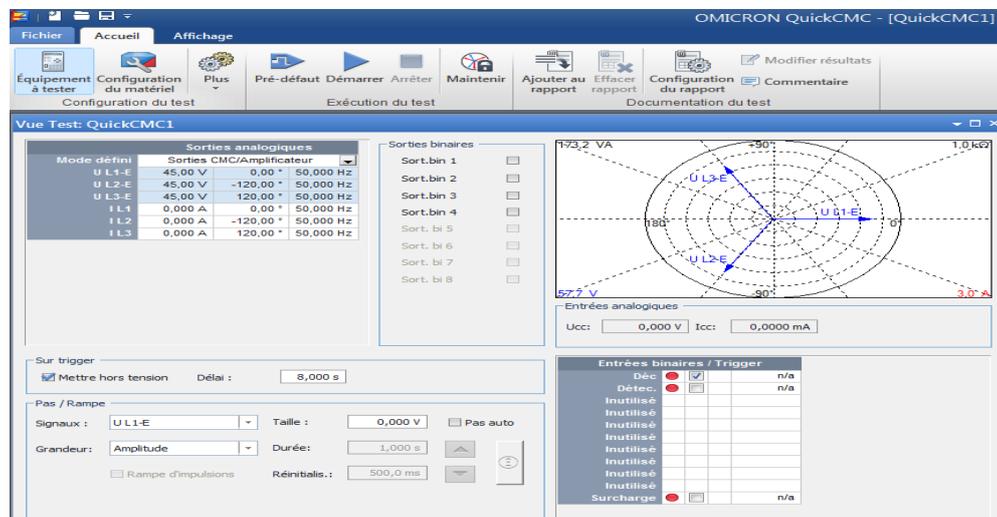


Figure III-8 : L'injection de défaut mini U 45V par la caisse OMICRON
(Tension de service 57.73v au secondaire de TP).

Les résultats des essais de délestage sur les relais à minimum de fréquence et sur les relais à minimum de tension peuvent présenter sur les oscillographies suivantes (Figure III-9 ci-dessous) :

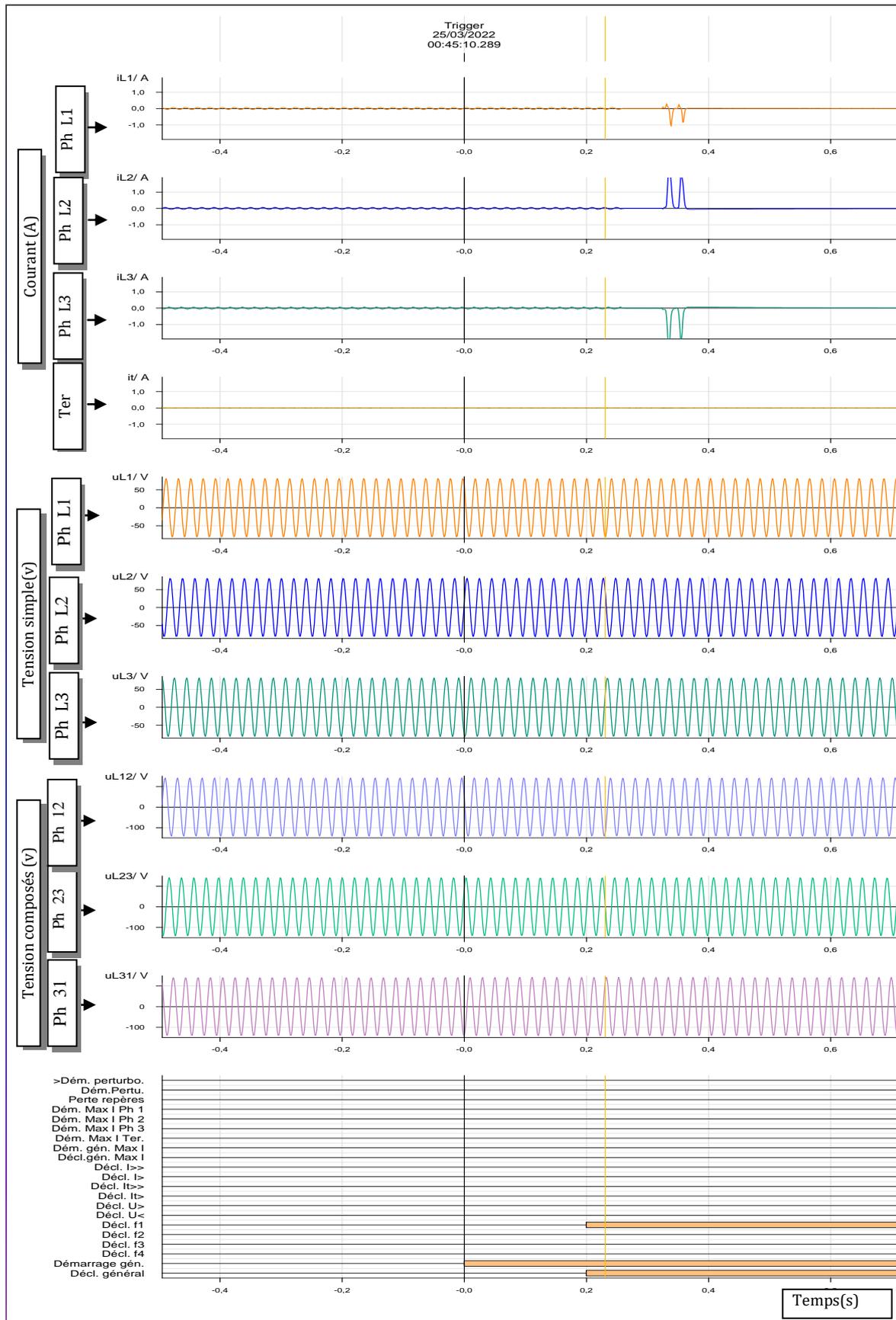


Figure III-9 : Osciloperturbographies des résultats des essais de déléstage par mini F et par miniU.

III-4-3-Délestage sur critère de transit et asservissement

De façon locale Le dispatching peut être amené, en concertation avec les services du transport et au besoin de la distribution, à élaborer des schémas particuliers d'exploitation qui requiert un délestage local de charge sur un critère de transit ou d'asservissement à la position de certains disjoncteurs.

Les schémas établis et les automates installés feront l'objet de consignes spéciales qui définissent :

- les schémas d'exploitation retenus,
- les automates installés et le principe de leur fonctionnement,
- les charges locales ou éloignées asservis à ces fonctionnements,
- les conditions de mise en/hors service de ces schémas d'exploitation.

La reprise de la situation normale - c'est à dire la fin des conditions qui ont imposées ces schémas - doit se traduire par une annulation des consignes spéciales élaborées pour la circonstance.

En schéma d'interconnexion fermée entre les réseaux Maghrébin et Européen, le Dispatching National peut être amené à ordonner des délestages en manuel pour réduire les transits sur certaines lignes (réseau national ou interconnexions). [20]

➤ **Relais d'asservissement de puissance**

Les lignes d'interconnexion régionales ou internationales et certaines lignes de transport importantes sont équipées par des relais d'asservissement de puissance active (Figure III-10) dont le rôle est de:

- Signaler après 5 Sec le dépassement du courant de transit de consigne, cette valeur de consigne est réglée différemment d'une ligne à l'autre, elle n'est limitée parfois que par la capacité de transit de la ligne.
- Elaborer un déclenchement rapide au dépassement d'une certaine puissance active dans un sens de transit préalablement défini. Cet ordre de déclenchement provoque:
 - Dans certains cas l'ouverture de la ligne.
 - Dans d'autres cas la décharge de la ligne par l'ouverture de quelques départs ou transformateurs HT.

Il existe parfois des relais de puissance active bidirectionnelle, avec un seuil de réglage en puissance pour chaque sens de transit.

Dans les schémas d'alimentation en boucle des réseaux HT, ces relais sont utilisés pour réaliser des actions de délestage dans les postes alimentés en antenne par suite de l'ouverture de la boucle.

(Si le transit sur l'un des deux lignes dépasse 300MW en émission, ce relais va déclencher par télé-action certains TR HT/MT aux postes éloignés pour diminuer le transit). [21]

Le relais est en mode active (ON).

Des essais en réelle effectués deux fois par an, avant l'été et avant l'hiver pour assurer le fonctionnement de ces relais.



Figure III-10 : Relais d'asservissement de puissance MICOM P132, Installé sur départ 220KV EHP et EHAMP au poste 220kv BOUDOUAOU.

III-4-4-L'ilotage

L'ilotage est l'ultime opération menée automatiquement pour la préservation de certaines parties réputées saines du réseau.

Elle consiste en une séparation volontaire du réseau par l'ouverture en certains points déterminés à l'avance.

Le plan d'ilotage actuellement en vigueur au sein de l'entreprise est basé sur un critère exclusivement fréquence métrique (Tableau III-2) et il est hiérarchisé en trois niveaux :

III-4-4-1-L'ouverture des interconnexions avec l'étranger [22]

D'un commun accord avec la STEG (tunisien) et d l'ONE(Maroc), les relais d'ouverture des interconnexions sont réglés à : 48,7 Hz 0,2 sec

Ces relais sont installés aux postes frontaliers : Tlemcen, Ghazaouet pour l'interconnexion ALGERIE - MAROC et El Kala, El Aouinet et Djebel Onk pour l'interconnexion ALGERIE - TUNISIE - des relais similaires et avec les mêmes réglages sont installés dans les postes frontaliers des pays voisins : Oujda pour le MAROC et Fernana, Tajerouine et Metlaoui pour la TUNISIE.

FREQUENCE (Hz)	T (Sec)	OUVRAGE CONCERNE
48,7	0.2	Interconnexion internationale
48,2	0.2	Interconnexion régionale SUD lorsque le transit se fait dans le sens SUD-NORD.
47.8	0.2	Ilotage régional
46	0.2	Ilotage des groupes de production.

Tableau III-2: Stades des relais à minimum de fréquence des interconnexions

III-4-4-2-L'ilotage interne : nord – sud [22]

Dans le but de sauvegarder les réseaux de Hassi Messaoud et ceux de Hassi R'mel, le dispositif d'ilotage suivant est mis en place :

- Installation de relais aux postes 220 KV de Biskra et de Tilghemt.
- Adoption d'un schéma d'exploitation particulier.
- Réglage des relais d'ilotage à deux niveaux :
 - 48,2 Hz 0,2 sec lorsque le sens du transit mesuré sur les disjoncteurs de couplage 220 kV se fait dans le sens SUD - NORD
 - 46,5 Hz 0,2 sec lorsque le sens du transit mesuré sur les disjoncteurs de couplage 220 kV se fait dans le sens NORD - SUD.

Les ouvrages concernés doivent maintenir le schéma d'exploitation tel que défini par les consignes.

III-4-4-3-l'ilotage interne nord

Le plan d'ilotage du réseau interconnecté du nord est disposé pour Ouvrir le réseau en trois îlots :

- * **Réseau OUEST** : limité au poste d'Oued Sly (inclus).
- * **Réseau EST** : limité par les postes de Darguinah (exclus), El Hassi (exclus) et Biskra (inclus)
 - Fonctionner à une fréquence de 46,5 Hz 0,2 sec (à cette fréquence, l'ensemble des relais de délestage ont fonctionné et la charge est réduite à plus de 60 %)
 - Des relais à maximum de tension devront être installés à l'autre extrémité des lignes ouvertes par les relais d'ilotage.

Ces relais seront réglés à 1,15 Un.

Nota 1 : ce plan d'ilotage est basé sur une répartition relativement équilibrée des charges et des disponibilités en moyens de production.

Nota 2 : dans les postes concernés par l'îlotage régional, les services techniques devront veiller à ne pas oublier d'intégrer ces relais avec les transferts des protections sur les couplages dans le cas de l'indisponibilité des disjoncteurs des départs.

Nota 3 : Les relais d'îlotage sont installés comme suit sur les départs suivants (Tableau III-4) [22]

Postes	Départs	Tension (kV)
Oued sly	Khemis 1	220
	Khemis 2	220
	Kherba	220
	Chlef	60
Darguinah	O.athmania	220
Elhassi	O.athmania	220
	Jijel	220
	El eulma	60
M'sila	Biskra	220

Tableau III-4 : Lieu d'installation des relais d'îlotage.

III-5- CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons présenté les protections de sauvegarde de réseau de transport d'électricité telle que les relais de délestage par minimum de fréquence (mini F) et par minimum de tension (mini U), les relais d'asservissement, et d'îlotage.

Les protections de sauvegarde de réseau de transport d'énergie électrique possèdent une importance primordiale pour maintenir la stabilité de fonctionnement de réseau de transport de l'électricité en toute sécurité afin éviter tout évènement qui peut provoquer l'effondrement de réseau (blackout).

Chapitre IV

**SIMULATION DE SAUVEGARDE DE
RESEAU ELECTRIQUE PAR DELESTAGE
AVEC LOGICIEL ETAP**

Chapitre IV : Simulation de sauvegarde de réseau électrique De la ville de boumerdes « Avec Logiciel ETAP »

IV-1-INTRODUCTION

Dans ce chapitre nous allons étudier la sauvegarde de réseau électrique par délestage sur critère de fréquence et sur critère de puissance transitée de réseau 220/60/30KV qui alimente la ville de BOUMERDES par le logiciel de simulation ETAP, cet étude a pour intérêt comment sauvegarder le réseau pour éviter les blackouts, et maintenir le réseau dans un état de stabilité soit coté sources ou coté charges, pour se faire plusieurs cas de simulation :

- **CAS n°1:** Simulation fonctionnement normal.
- **CAS n°2:** Simulation arrêt de deux générateurs de la centrale de RAS DJINET l'un après l'autre avec relais de délestage de fréquence **désactivés** aux postes.
- **CAS n°3:** Simulation arrêt de deux générateurs de la centrale de RAS DJINET l'un après l'autre avec **relais de délestage** de fréquence **désactivés** au postes et **relais d'ilotage désactivé** à la centrale.
- **CAS n°4:** Simulation arrêt de deux générateurs de la centrale de RAS DJINET l'un après l'autre avec relais **de délestage** de fréquence **activés** au postes.
- **CAS n°5:** Simulation de déclenchement d'une ligne 60KV alimentant le poste BOUMERDES avec **relais de l'asservissement de puissance désactivé**.
- **CAS n°6:** Simulation de déclenchement d'une ligne 60KV alimentant le poste BOUMERDES avec **relais de l'asservissement de puissance activé**.

IV-2-PRESENTATION DU LOGICIEL ETAP

ETAP (Analyse transitoire des programmes électriques) est la plate-forme d'analyse la plus complète pour la conception, la simulation, le fonctionnement et l'automatisation des systèmes de production, de distribution et d'énergie industrielle. ETAP est développé dans le cadre d'un programme d'assurance qualité établi et est utilisé dans le monde entier comme un logiciel à fort impact. ETAP est complètement localisé en huit langues; Anglais, Chinois, Japonais, Coréen, Russe, Espagnol, Français, et Portugais. [30] En tant que solution d'entreprise entièrement intégrée, ETAP s'étend à un système de gestion d'énergie intelligent en temps réel pour surveiller, contrôler, automatiser, simuler et optimiser le fonctionnement des systèmes d'alimentation. [23]

ETAP est le Leader mondial du marché et de la technologie des solutions de systèmes d'alimentation pour un large éventail de secteurs, y compris la production, le transport, la Distribution de l'électricité, le transport, L'industrie et le commerce.

IV-2-1-Page principale

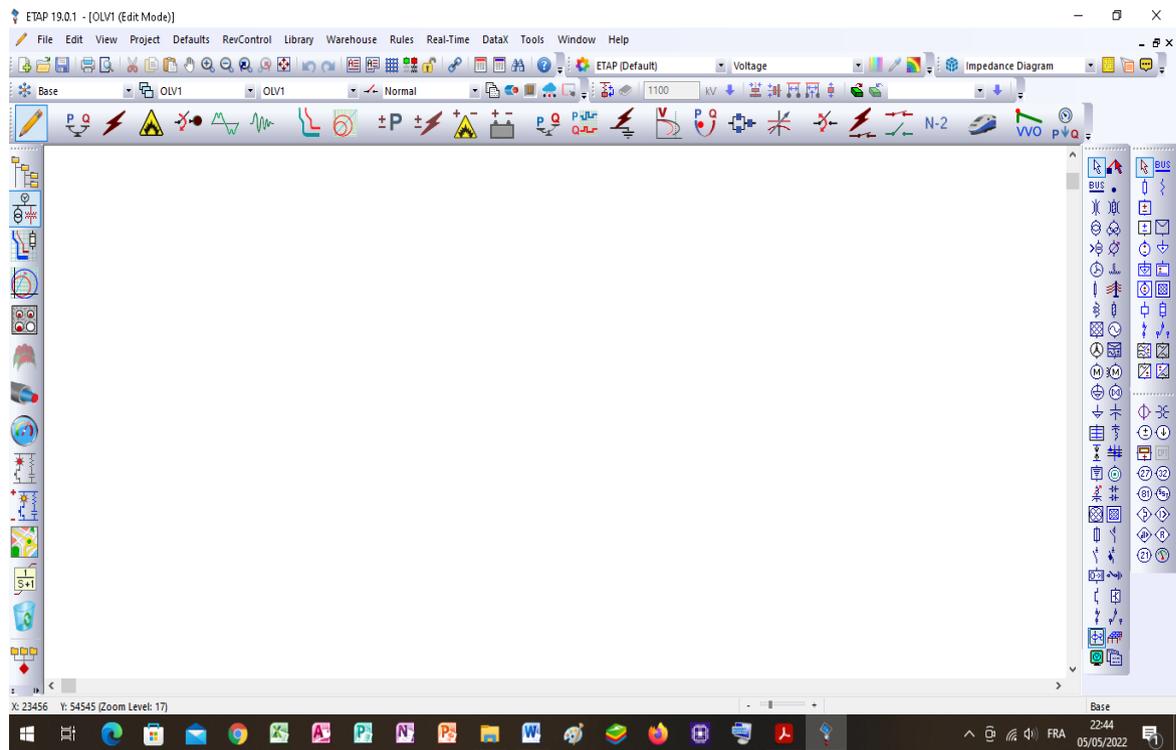


Figure IV-1 : Page principale de logiciel ETAP

La page principale Figure IV-1 de logiciel ETAP contient tous les fenêtres principales et nécessaires pour les différents modes d'étude (stabilité, harmonique, protections, dimensionnement,...).

IV-2-2-Barre d'outils du projet



Figure IV-2 : Barre d'outils du projet

La barre d'outils Projet contient des boutons qui fournissent des raccourcis pour de nombreuses fonctions couramment utilisées, ces fonctions sont : Créer des projets, Ouvrir des projets, Enregistrer des projets, Imprimer, Aperçu avant impression, Couper, Copier, Coller, Zoom panoramique ,Annuler ,Rétablir ,Zone de texte ,Affichage grille ,Vérification de continuité ,Thèmes ,Obtenir un modèle ,Ajouter au modèle OLV, Lien hypertexte, calculateur de puissance, recherche et aide. [23]

IV-2-3-Modes d'étude

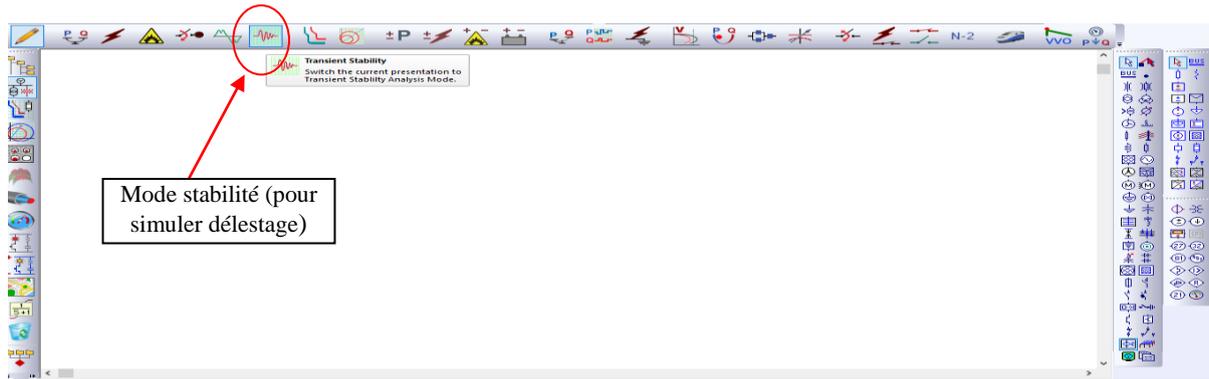


Figure IV-3: Mode d'étude stabilité sur logiciel ETAP

Les données contenues dans un élément de l'OLD peuvent être consultées en ouvrant son éditeur, une cliquez sur « transient stability », pour ouvrir l'éditeur de stabilité.

Vous pouvez cliquer sur n'importe quel onglet dans l'éditeur pour ouvrir sa page respective.

Les données peuvent être saisies manuellement dans les champs avec un fond blanc uniquement, les barres d'outils modifier sont actives lorsque vous êtes en mode Edition, vous pouvez cliquer pour sélectionner, glisser-déposer des éléments et des instruments sur le schéma.

IV-2-4-Introduction des organes

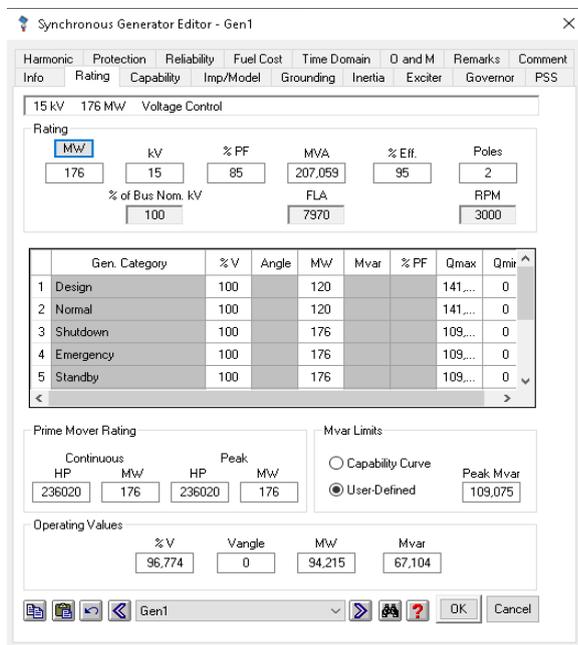


Figure IV-4: paramétrage des générateurs

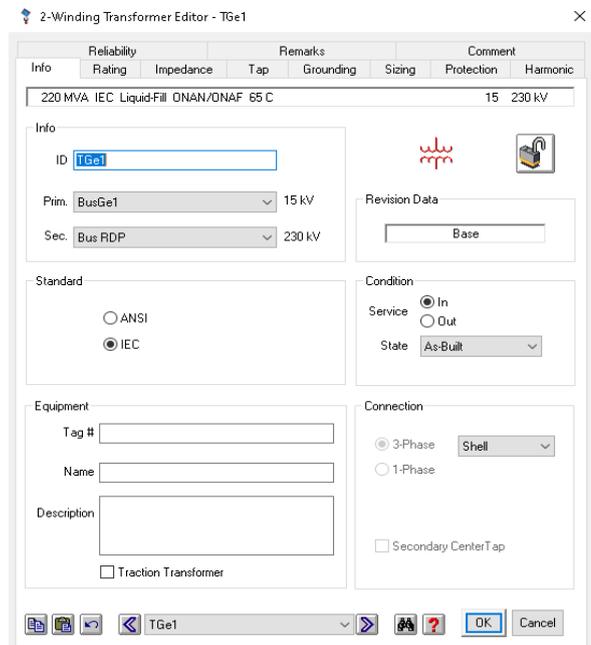


Figure IV-5 : Paramétrage des transformateurs.

On clique sur les différents organes de réseau (générateurs, jeux de barres, transformateurs, disjoncteurs...) pour remplir et paramétrer les données (Figure IV-4 et Figure IV-5).

IV-2-5-programmation de simulation de délestage

La simulation de délestage est une simulation d'un phénomène transitoire. Pour remplir les événements de la stabilité on clique sur l'icône 

La fenêtre de la figure IV-6 s'affiche, on introduit les événements sur les organes sélectionnés, le temps, et le step de simulation, puis on valide par OK.

Après avec la fenêtre de diagramme "transient stability" active, cliquez sur l'icône  pour activer la Mode d'étude de stabilité.

Cliquez sur l'icône  charge dans la barre d'outils pour exécuter l'écoulement de puissance.

Entrez un nom de fichier pour le rapport et cliquez sur le bouton "OK".

Le résultat de l'écoulement de charge sur la configuration "Etape1" est maintenant affiché sur la ligne.

Les résultats de l'étude peuvent être consultés sur l'icône  « plots de stabilité ».

Les informations affichées sur plots de stabilité peuvent être modifiées dans les options d'affichage.

Pour des résultats encore plus détaillés, les rapports de sortie peuvent être visualisés sur « report manager »

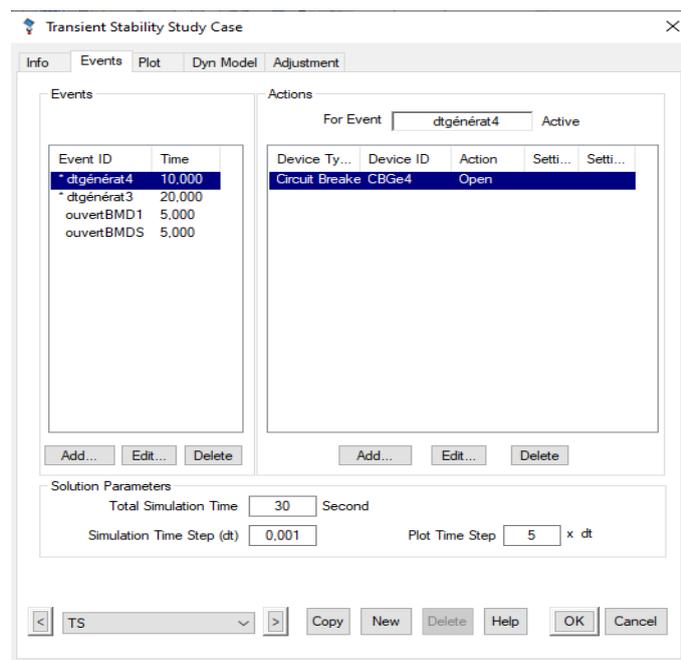
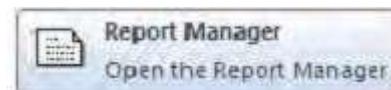


Figure IV-6 : paramétrage des événements pour l'étude stabilité.

IV-2-6-Méthodes utilisées dans le logiciel ETAP 2019 pour étudier la stabilité -Méthode de newton-raphson-

A la différence de logiciel ETAP 2011 qui utilise plusieurs méthodes pour résoudre les équations non linéaires des réseaux électriques telles que les méthodes Gauss-Seidel, Newton-raphson et autres méthodes, cette version de logiciel 2019 utilise la méthode Newton-raphson, ou l'Adaptative newton-raphson, (Figure IV-7), elle a été la méthode la plus utilisée et aussi préférée pour la pluparts des logiciels commerciaux d'analyse de réseaux électriques.

La forte convergence et la simplicité de cette méthode la rendent très efficace.

Ce logiciel de calcul de la stabilité et de l'écoulement de puissance a besoin des données suivantes :

La liste des branches (connections) c.-à-d. les impédances des éléments entre les différents nœuds.

Les lignes et les transformateurs : sont représentés par leurs schémas équivalents.

La magnitude et la phase de la tension au niveau d'un nœud qui est la référence pour le reste de réseau.

La puissance active et la magnitude de la tension au niveau de chaque nœud de génération.

Les puissances active et réactive au niveau de chaque nœud de consommation (de charge).

[24]

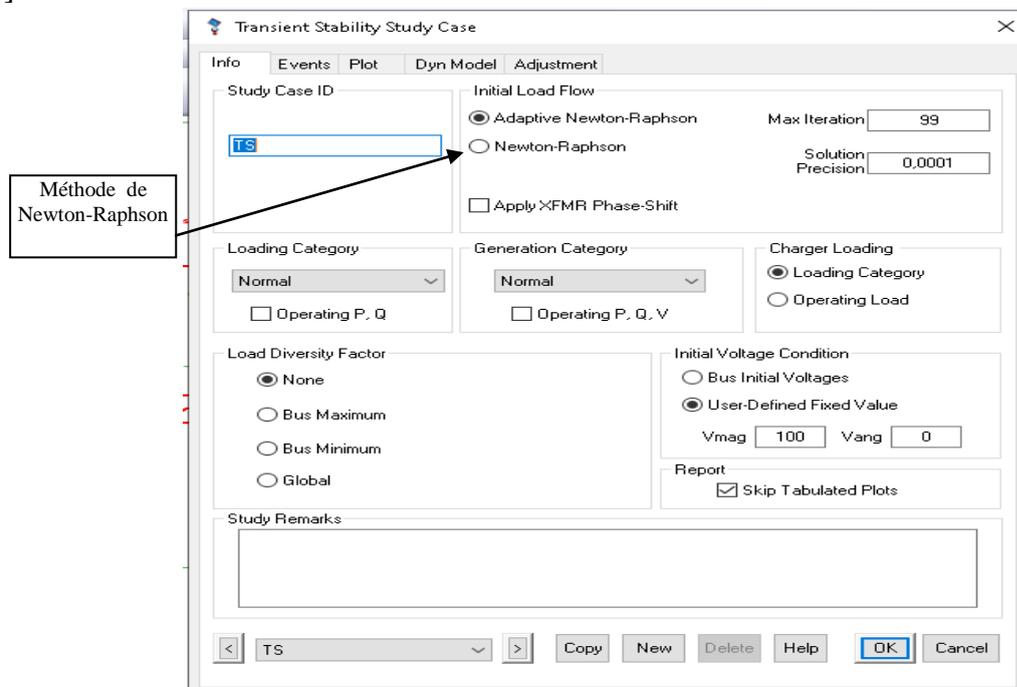


Figure IV-7 : Méthode de newton-raphson sur ETAP

IV-3-SCHEMA DE RESEAU ALIMENTANT LA VILE DE BOUMERDES SUR LOGICIEL ETAP

Ce schéma de figure IV-8 est simplifié, ne fait pas apparaître le nombre réel de lignes normalement raccordés au poste SIMUSTAPHA (SIM) et au poste Alger-Est (ALE).

-Dans chaque poste il y' a un relais de fréquence, au poste source Ras djinet (RDP) nommé relais d'ilotage.

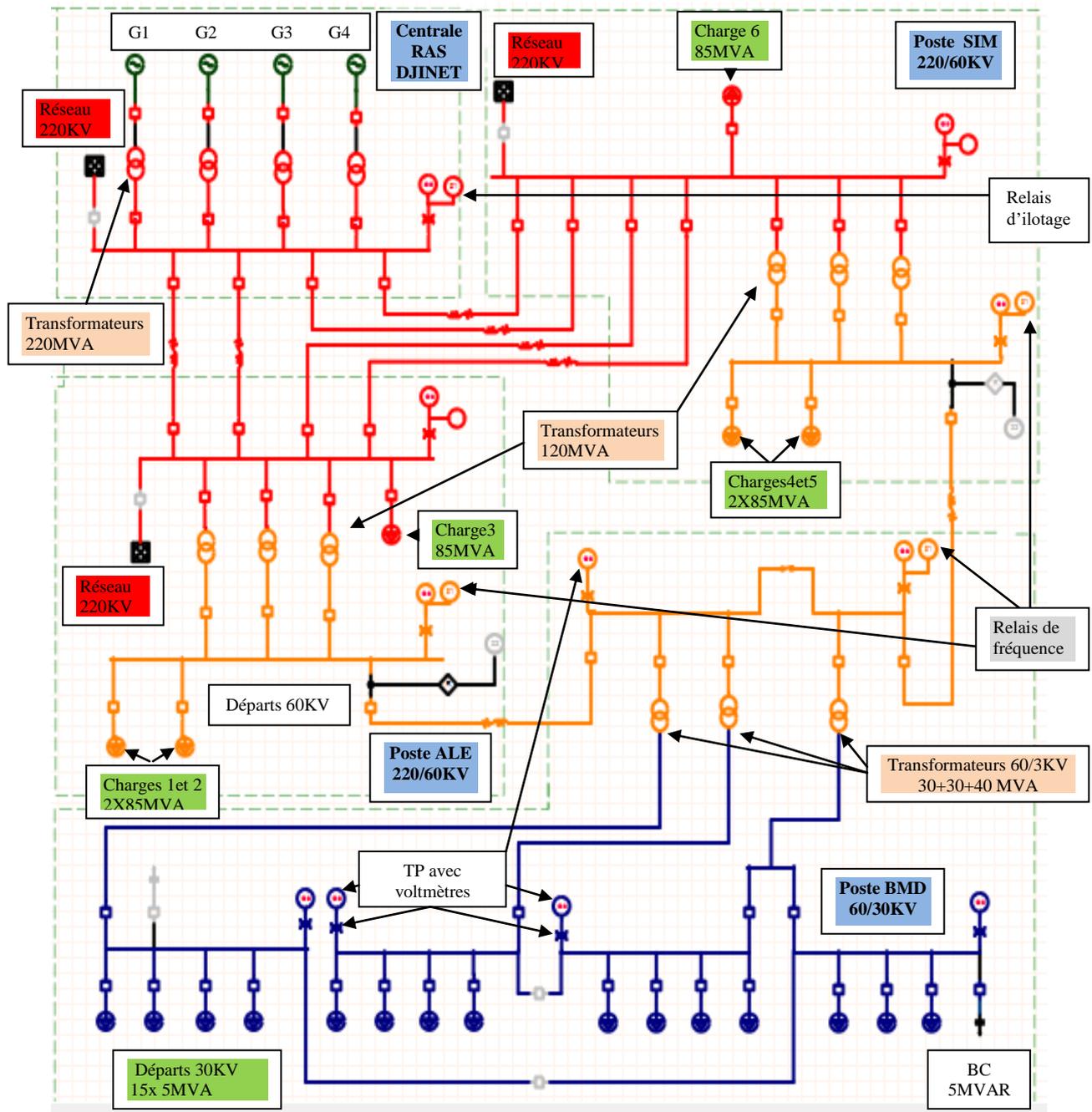


Figure IV-8: Schéma de conception de réseau à simuler
« Réseau 220/60/30KV alimentant la ville de boumerdes sur ETAP ».

-En rouge : étage 220KV

-En jaune : étage 60KV

-En bleu : étage 30KV

-En noir : trois power grid (réseau limitrophe, à disjoncteurs ouverts dans cette simulation).

-En pointillé gris les limites de chaque poste.

IV-4- INTRODUCTION DES DONNEES DE SIMULATION DE RESEAU 220/60/30KV QUI ALIMENTE LA VILLE DE BOUMERDES SUR LOGICIEL ETAP

Pour la conception de réseau de 220/60/30KV de la wilaya de boumerdes sur logiciel ETAP, nous présenterons l'écoulement des puissances sur le réseau, les valeurs des puissances, les valeurs des fréquences, les tensions, sur les différents jeux de barres en état de fonctionnement normal et suite les évènements entrés dans la simulation.

Le logiciel ETAP étant utilisé pour la simulation et l'estimation de charge à délester. Il nous permet d'avoir une vue sur notre réseau de transport ainsi que sur l'importance de délestage pour éviter les blackouts.

Notre réseau de simulation est constitué de :

IV-4-1-Centrale de RAS DJINET (RDJ)

Centrale thermique à vapeur dont ;

- Quatre (4) générateurs synchrones de 176MW chacune.
- Quatre (4) transformateurs élévateurs de 220MVA.
- Quatre (4) disjoncteurs de 15,5KV pour les ARRIVE des générateurs.
- Quatre (4) disjoncteurs de 230KV pour les transformateurs élévateurs.
- Quatre (4) disjoncteurs de 230KV pour les départs lignes.
- Un nœud de deux jeux de barres.
- Transformateur de tension +relais de mini de fréquence (d'ilotage).

NB : sans tenir compte des autres installations (TR de soutirage, les auxiliaires....)

Les caractéristiques et les données de ces éléments sont présentées sur ETAP comme suit :

➤ **Pour les générateurs** :(4 générateurs de même type et de même réglage sauf que G1 est en mode SWING (balance) et G2, G3, G4 que sont en mode voltage régulateur).

Les principaux paramètres à introduire sur logiciel pour les générateurs sont :

Tension nominale : 15,5k V \pm 10 %, Intensité nominale : 8195 A

Fréquence nominale : 50 Hz

Puissance nominale : 220 MVA, 176MW, Cos ϕ : 0,8 (Figure IV-9)

Vitesse : 3000 tr / mn, (2) paires de pole. Couplage : Y

Poids : stator couplet 198 tonnes, rotor 35 tonnes

Tension : 240 V - Intensité : 2450 A

Constante d'inertie turbine et générateur (masse tournante entière) : H=5 MW*Sec/MVA,

« H de la turbine (prime mover) et de l'accouplement (coupling Gear) considérés négligeables (Figure IV-10)

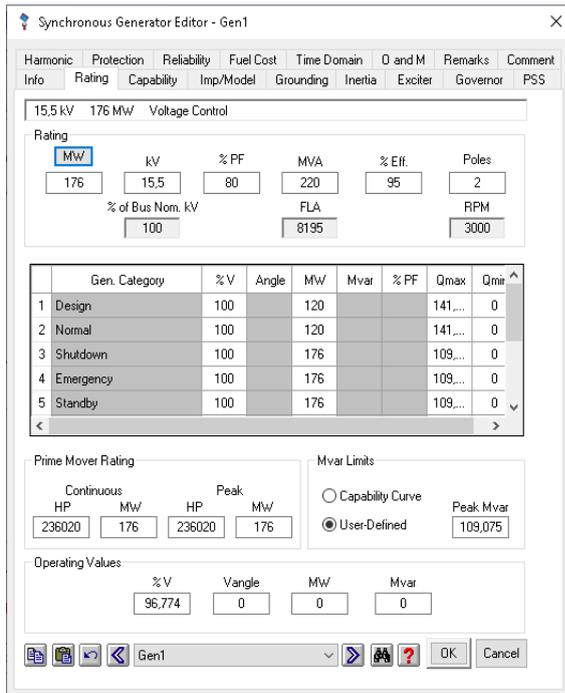


Figure IV-9: Puissance des générateurs

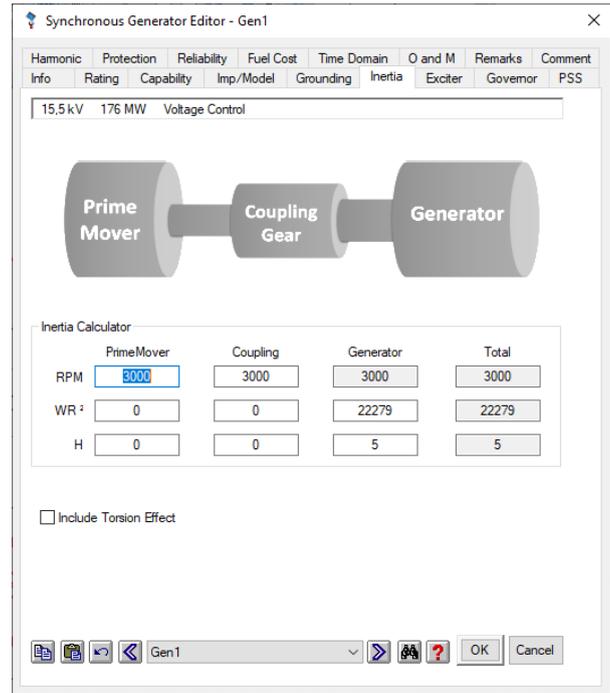


Figure IV-10: Moment d'inertie des générateurs

➤ Pour les transformateurs élévateurs

Puissance nom : 220 MVA Tension nom : 235 kV ± 2 × 2,5 % / 15,5 kV (Figure IV-11)

Poids : 145 tonnes, Refroidissement : ODAF Couplage : YND 1

Coté basse tension (BT) : Pn = 220 MVA, Un = 15, 5 kV et In = 8195 A

Les impédances et les réactances de l'enroulement primaire et secondaire sont indiquées dans les figures suivantes : Figure IV-12

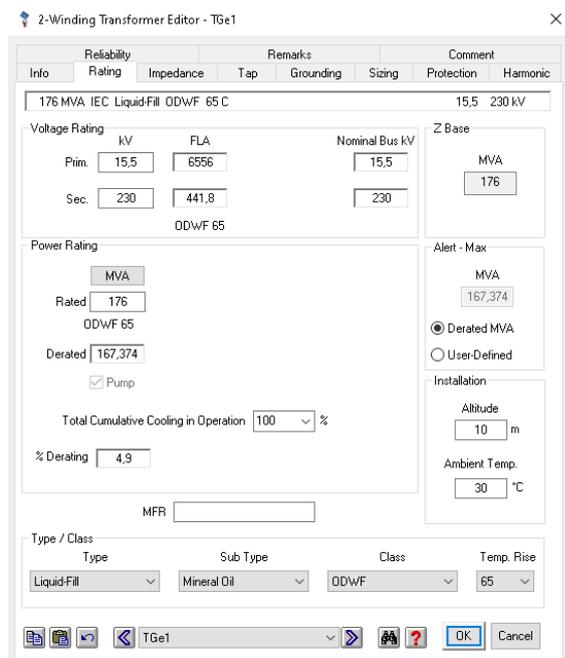


Figure IV-11: Puissance et tension des transformateurs

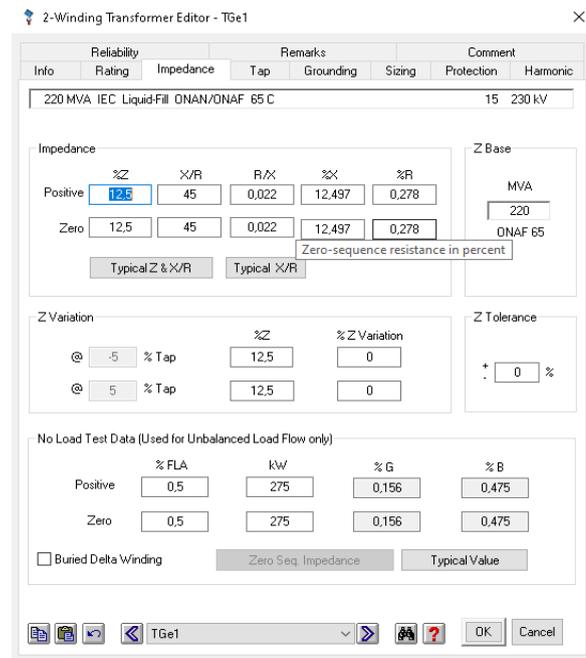


Figure IV-12 : Impédance, résistance et réactance des TR

- **Pour les disjoncteurs arrivés des générateurs et des départs 230KV :**
 - Tension nominale : 245 kV
 - Tension de tenue à fréquence industrielle : 460 kV
 - Fréquence nominale : 50 Hz Courant nominal : 1250 A
 - Durée nominale du court circuit : 1sec.
 - Pouvoir de coupure sur court circuit : 40 kA
 - Pouvoir de coupure en opposition de phases : 10 kA
 - Pression effective du SF6 à 20 0C : - Disjoncteur : 6,5 bars
 - Température ambiante : -5 ÷ + 45 0C ouverture=0,02S.
- **Pour le nœud de jeux de barres :** deux jeux de barres 120mm², en aluminium sont couplé par disjoncteur de CPL 1600A.
- **Pour les transformateurs de tension :** Rapport 220KV/120V.
- **Pour le relais de minimum de fréquence F81 :** protège et ilote les groupes à minimum de fréquence, réglé à 46 Hz 0,2 sec.

IV-4-2-Les lignes 220KV

Reliés les nœuds de générateurs, poste d'évacuation de RAS DJINET POSTE 220KV (RDP), et les postes 220KV de Alger-est (ALE) à boudouaou et le poste 220KV de Si Mustapha (SIM) :

IV-4-2-1-Pour les deux lignes SIM/RDP1 et SIM/RDP2

Longueur =18Km, section=288mm², aluminium acier en fiscaux (deux conducteur par phase), en double terne (deux lignes en parallèle sur même support) avec câble de garde. Les résistances, réactances, admittances, et impédances sont calculés et édités par logiciel.

(Figure IV-13)

The screenshot shows the 'Transmission Line Editor - LineSIM/RDP1' dialog box. It has several tabs: Sag & Tension, Ampacity, Compensation, Reliability, Remarks, and Comment. The 'Info' tab is active, showing parameters for a Pirelli-AACSR/AC conductor. The conductor is configured for 50 Hz, with two base temperatures: T1 at 20 °C and T2 at 75 °C. The conductor code is DICE 1120, with a cross-section of 307 mm² and 30 strands. The impedance matrix is shown for a phase domain, with R, X, and Y matrices. The R matrix has values: R-T1 = 0.02403, Pos. = 0.12959, Neg. = 0.02403, Zero = 0.20062. The X matrix has values: X = 0.12959, Y = 8.74467. The Y matrix has values: Y = 8.74467, Zero = 2.0113. The project frequency is set to 50 Hz, and the unit is Ohms per km. The operating temperatures are set to a minimum of -10 °C and a maximum of 55 °C.

Figure IV-13: Caractéristiques de la ligne 220kv SIM/RDP

IV-4-2-2-Pour les deux lignes RDP/ALE1 et RDP/ALE2

Longueur =37Km, section=288mm², aluminium-acier en fiscaux (deux conducteur par phase), en double terne avec câble de garde, résistances, réactances, admittances, et impédances sont édités et calculés par logiciel.

IV-4-2-3-Pour les deux lignes SIM/ALE1 et SIM/ALE2

Longueur =21Km, section=288mm², aluminium-acier en fiscaux (deux conducteur par phase), en double terne avec câble de garde, résistances, réactances, admittances, et impédances sont édités et calculés par logiciel.

IV-4-3- Les Lignes 60KV

Deux lignes 60KV alimentant le poste de boumerdes (BMD) 60/30KV:

IV-4-3-1-Pour la ligne60KV SIM/BMD

Longueur =12Km, section=288mm², aluminium-acier, avec câble de garde, résistances, réactances, admittances, et impédances sont édités et calculés par logiciel.

IV-4-3-2-Pour la ligne60KV ALE/BMD

Longueur =9Km, section=288mm², aluminium-acier, avec câble de garde, résistances, réactances, admittances, et impédances sont édités et calculés par logiciel (Figure IV-14).

Transmission Line Editor - Line ALE/BMD

Sag & Tension	Ampacity	Compensation	Reliability	Remarks	Comment	
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance	Protection
Pirelli-AACSR/AC	T1	20 °C	Code	307	mm ²	
ACSR	50 Hz	T2	75 °C	DICE 1120	30 Strands	

Impedance (per phase)

Pos.	R - T1	X	Y
0,09615	0,33644	3,38921	
Neg.	0,09615	0,33644	3,38921
Zero	0,29869	1,08118	1,35305

Project Frequency: 50 Hz

Calculated
 User-Defined

Unit: Ohms per 1 km
 Ohms

R, X, Y Matrices

Phase Domain
 Sequence Domain

Library Temperatures

Base T1	Base T2	Minimum	Maximum
20 °C	75 °C	-10 °C	55 °C

Figure IV-14: Impédances de la ligne 60KV ALE/BMD

Transmission Line Editor - Line ALE/BMD

Sag & Tension	Ampacity	Compensation	Reliability	Remarks	Comment	
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance	Protection
Pirelli-AACSR/AC	T1	20 °C	Code	307	mm ²	
ACSR	50 Hz	T2	75 °C	DICE 1120	30 Strands	

Phase Conductor

Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (75 °C)	Xa
AL	0,096	0,137	0,219

Outside Diameter: 2,28 cm
GMR: 0,00941 m
Xa': 0,188 megohms per 1 km

Pirelli-AACSR/AC	T1	20 °C	Code	120	mm ²
ACSR	50 Hz	T2	75 °C	BOWLS 1120	10 Strands

Ground Wire

Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (75 °C)	Xa
AL	0,295	0,361	0,263

Outside Diameter: 1,43 cm
GMR: 0,00461 m
Xa': 0,215 megohms per 1 km

Figure IV-15 : paramétrage de la ligne 60KV ALE/BMD

IV-4-4-Le poste 220/60 KV ALE (Alger-Est) de Boudouaou

Le poste Alger-Est 220/60 KV ALE de Boudouaou est constitué par :

- Quatre départs 220 KV (deux vers RDJ et deux vers SIM) :
Disjoncteurs U n=245KV, Courant nominale=1600A, pouvoir de coupure en CC=31,5KA, T ouvertures = 0,02S.
- Trois transformateurs 220KV 220/60kv/120MVA (Figure IV-16) et (Figure IV-17)
Enroulement YNyn0 avec neutre mise directement a la terre.
- Trois travées arrivées transformateurs 60KV
- Deux départs charge 60KV et un départ 220KV (85MVA chacun), $\cos \emptyset = 85\%$.
- Un départ 60KV alimente le poste BOUMERDES en antenne (TR1 et TR3).
- Un nœud 220KV de deux jeux de barres 120mm^2 , en aluminium sont couplé par disjoncteur de CPL 3150A.
- Un nœud de jeux de barre 60KV : deux jeux de barres 120mm^2 , en aluminium sont couplé par disjoncteur de CPL 1600A.
- Les disjoncteurs 60KV ont les caractéristiques suivantes :
Tension nominale : 72,5KV, courant nominale 1600A, pouvoir de coupure en CC=31,5KA, T ouverture=0,02S.
- Deux TP barres (transformateurs de potentiel) 220KV/120V et 63KV/120V.
- Un relais de minimum de fréquence F81 : délestage automatique des charges 1, 2, et 3 de puissance 85MVA chacune (ces charges sont des postes 60/30 et 60/10KV en antenne).
- Un TC 600/5A et un relais de maximum d'intensité sur départ 60KV BMD.
- Un relais d'asservissement de puissance sur départ 60KV BMD.

Figure IV-16: Impédance d'un transformateur 220/60KV sur ETAP

Figure IV-17: Puissance d'un transformateur 120MVA sur ETAP.

IV-4-5-Le poste 220/60 KV SIM (Si Mustapha)

Le poste 220/60 KV SIM (Si Mustapha) est constitué par :

- Quatre départs 220 KV (deux vers RDJ et deux vers ALE) :
 - U n disjoncteur =245KV, Cn=1600A, pouvoir de coupure en CC=31,5KA,
 - T ouvertures=0,02S.
- Trois transformateurs 220KV 220/60kv/120MVA : enroulement YNyn0 neutre mise directement a la terre.
- Trois travées arrivées transformateurs 60KV
- Deux départs charge 60KV et un 220KV (85 MVA chacune), $\cos \varnothing =85\%$.
- Un départ 60KV alimente le poste BOUMERDES en antenne (TR2).
- Un nœud 220KV de deux jeux de barres 120mm², en aluminium sont couplé par disjoncteur de CPL 1600A.
- Un nœud 60KV de deux jeux de barres 120mm², en aluminium sont couplé par disjoncteur de CPL 1600A.
- Les disjoncteurs 60KV ont les caractéristiques suivantes :
 - Tension nominale : 72,5KV, courant nominale 1600A, pouvoir de coupure en CC=31,5KA, T ouverture=0,02S.
- Deux TP barre (transformateurs de potentiel) 220KV/120V et 63KV/120V
- Un relais de minimum de fréquence F81, délestage automatique des charges 4, 5, et 6 de puissance 85MVA chacune, (ces charges sont des postes 60/30 KV en antenne).
- Un TC 600/5A et un relais maximum d'intensité sur départ 60KV BMD.
- Un relais d'asservissement de puissance sur départ 60KV BMD.

IV-4-6-Le poste 60/30KV BMD (Boumerdès)

Le poste 60/30KV BMD (Boumerdès) est constitué par :

- Deux départs ligne 60KV, l'un vers le poste ALE et l'autre vers le poste SIM.
- Deux nœud de demi jeux de barres 60KV 120mm² avec sectionneur de couplage ouvert en schéma normale d'exploitation, le premier nœud aiguille le départ ALE 60KV avec les transformateurs TR1 et TR3, le deuxième aiguille le départ SIM60KV et le transformateur TR2.
- Trois transformateurs 60/30KV, TR1 30MVA, TR3 de 30MVA alimentent un seule Arrivée 30KV chacun, pour le TR2 est de 40 MVA avec deux arrivée 30KV, avec enroulement YNyn0, neutre mise à la terre à travers une résistance de mise à la terre.
- Deux départs batterie de compensation de 5MVAR l'un sur le nœud de l'arrivée 30KV TR1 met à disjoncteur fermé, et l'autre sur le nœud de l'arrivée 30KV TR2 met à disjoncteur ouvert.
- Deux disjoncteurs de couplage 30KV l'un entre ARR1 et ARR2-1 et l'autre entre ARR3 et ARR2-3.
- Six (6) TP, sur chaque nœud 60KV et 30KV.
- Quinze (15) départs 30KV de 5MVA chacun, $\cos \varnothing = 0,85\%$.
- Un relais de minimum de fréquence F81, pour le délestage des départs 30KV.

IV-5- REGLAGE DES RELAIS DE FREQUENCE

Les relais de fréquence sont réglés comme suit :

IV-5-1-Au poste BOUMERDES (BMD 60/30KV)

Pour les postes HT/MT on distingue le délestage des départs MT selon différentes seuils, et selon leurs priorité sur le relais de délestage F81situé au poste comme suit: (Tableau IV-1)

SEUILS DE FREQUENCE	F (Hz)	F (%)	T (Sec)	Départs 30KV
1 ^{er} Stade	49,3	98,6	0.2	N°1, N°6, N°11.
2 ^e Stade	49	98	0.2	N°2, N°7, N°12.
2 ^e Stade Temporisé	49	98	10	N°3, N°8, N°13.
3 ^e Stade	48,5	97	0.2	N°4, N°9, N°14.
4 ^e Stade	48	96	0.2	N°5, N°10, N°15.

Tableau IV-1: Stade de délestage des départs 30 KV

Sur éditeur de logiciel ETAP « Under frequency control interlock » control des interlocks à minimum de fréquence, on introduit les données de tableau précédent comme suit : (Figure IV-18)

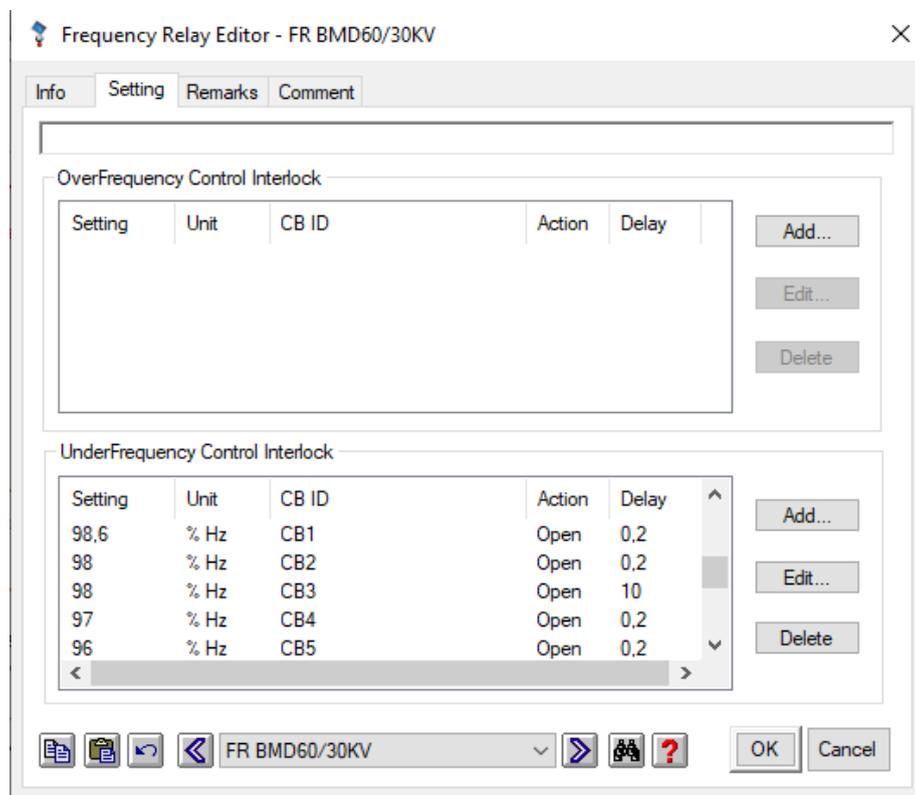


Figure IV-18 : Réglage des relais de délestage de fréquence des départs 30kv au poste BMD.

IV-5-2-Au poste Alger-Est (ALE 220/60KV) à boudouaou et au poste Si Mustapha (SIM 220/60KV)

Le rôle et la conception du poste de transport et de transformation SIM 220/60KV est le même rôle du poste ALE220/60KV, dans cette simulation nous allons installer les mêmes charges (Tableau IV-2) et les même relais (Figure IV-19) dans les deux postes.

SEUILS DE FREQUENCE	F (Hz)	F (%)	T (Sec)	CHARGES
1 ^{er} Stade	49,3	98,6	0.2	Charge n°1 60KV (85 MVA)
2 ^e Stade	49	98	0.2	Charge n°6 220KV (85 MVA)
3 ^e Stade	48,7	97,4	0.2	Charge n°2 60KV (85 MVA) Charge n°5 60KV (85 MVA)
4 ^e Stade	48,2	96,4	0.2	Charge n°3 220KV (85 MVA) Charge n°4 60KV (85 MVA)

Tableau IV-2: Stade de délestage des charges 60KVet 220KV.

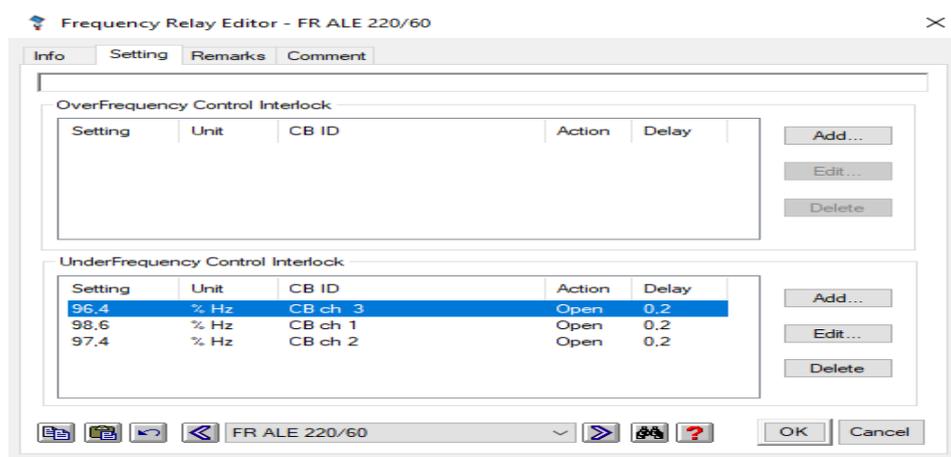


Figure IV-19 : Réglage de délestage des charges 60 et 220KV au poste ALE

IV-5-3-A la centrale et au poste RAS DJINET 220KV

Pour protéger les générateurs contre les surcharge et la baisse de fréquence des relais d'ilotage à 46HZ sont installés et activent entraînent le déclenchement des disjoncteurs 220KV. (Tableau IV-3)

F (Hz)	F (%)	T (Sec)	Générateur
46	92	0.2	Ilotage G1, G2, G3, G4

Tableau IV-3: Stade d'ilotage des générateurs

IV-5-4-Récapitulatif des réglages des relais de fréquences aux différents nœuds de réseau

Frequency Relay Input Data

Relay Setting				Interlock Switching Device			Total	
ID	Type	Setting	Unit	Time Delay		Time Delay	Time Delay	
				(s)	ID	Action	(s)	(s)
FR ALE 220/60	UnderFreq.	96,40	%Hz	0,200	CB ch 3	Open	0,010	0,210
FR ALE 220/60	UnderFreq.	98,60	%Hz	0,200	CB ch 1	Open	0,010	0,210
FR ALE 220/60	UnderFreq.	97,40	%Hz	0,200	CB ch 2	Open	0,010	0,210
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	96,00	%Hz	0,200	CB10	Open	0,010	0,210
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	98,60	%Hz	0,200	CB11	Open	0,010	0,210
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	98,00	%Hz	0,200	CB12	Open	0,010	0,210
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	98,00	%Hz	10,000	CB13	Open	0,010	10,010
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	97,00	%Hz	0,200	CB14	Open	0,010	0,210
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	96,00	%Hz	0,200	CB15	Open	0,010	0,210
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	98,60	%Hz	0,200	CB1	Open	0,010	0,210
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	98,00	%Hz	0,200	CB2	Open	0,010	0,210
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	98,00	%Hz	10,000	CB3	Open	0,010	10,010
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	97,00	%Hz	0,200	CB4	Open	0,010	0,210
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	96,00	%Hz	0,200	CB5	Open	0,010	0,210
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	98,60	%Hz	0,200	CB6	Open	0,010	0,210
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	98,00	%Hz	0,200	CB7	Open	0,010	0,210
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	98,00	%Hz	10,000	CB8	Open	0,010	10,010
FR BMD60/30KV	UnderFreq.	97,00	%Hz	0,200	CB9	Open	0,010	0,210
FR RDP 220KV	UnderFreq.	92,00	%Hz	0,200	CBTGe1	Open	0,010	0,210
FR RDP 220KV	UnderFreq.	92,00	%Hz	0,200	CBTGe2	Open	0,010	0,210
FR RDP 220KV	UnderFreq.	92,00	%Hz	0,200	CBTGe3	Open	0,010	0,210
FR RDP 220KV	UnderFreq.	92,00	%Hz	0,200	CBTGe4	Open	0,010	0,210
FR SIM 220/60KV	UnderFreq.	97,40	%Hz	0,200	CB ch4	Open	0,010	0,210
FR SIM 220/60KV	UnderFreq.	96,40	%Hz	0,200	CB ch5	Open	0,010	0,210
FR SIM 220/60KV	UnderFreq.	98,00	%Hz	0,200	CB ch6	Open	0,010	0,210

Tableau IV-4: Résultats des réglages des relais de fréquences aux différents nœuds de réseau sur ETAP

IV-6- PROBLEMATIQUE ET FONCTIONNEMENT

On considère que notre réseau est alimenté par quatre générateurs de la centrale de RAS DJINET –seulement- ($4 \times 176\text{MW}$), les autres réseaux, (réseau R1, réseau R2, réseau R3), qui sont interconnectés avec le réseau national sont isolés à notre réseau, leurs disjoncteurs sont ouverts pendant cette étude.

Dans le premier cas nous allons étudier et simuler le fonctionnement normale (réseau stable) quand les quatre générateurs en service, le pilotage et la régulation des puissances ont fait par le générateur G1 (chargé initialement à 147MW , 107MVAR), les charges des trois autres générateurs sont égaux à (121MW , 99MVAR), la totalité de la charge est 504MW , la vitesse des générateurs est 3000t/m , fréquence 50HZ .

Dans le deuxième cas nous allons simuler l'arrêt ou le déclenchement de générateur (G4) à l'instant $t=10\text{sec}$, suivi par l'arrêt du générateur(G3) à l'instant $t=20\text{sec}$, avec les relais de fréquence désactivés dans les postes et relais d'ilotage activé dans la centrale, afin de vérifier est-ce que les deux autres générateurs peuvent supporter la totalité de l'alimentation, et est ce que le réseau entre dans un état critique et instable (perturbation, baisse de tension, baisse de fréquence) ou non.

Dans le troisième cas nous allons simuler le cas précédent avec les relais de fréquence désactivés dans les postes et le relais d'ilotage désactivé dans la centrale, dans ce cas la fréquence et la tension vont être écrasées suite à la surcharge des deux générateurs en service (G1 et G2) qui ne peuvent pas supporter la totalité de la charge.

Dans le quatrième cas nous allons simuler le cas précédent avec relais de fréquence activés dans les postes, et relais d'ilotage activé dans la centrale, dans ce cas les deux générateurs en service peuvent assurer l'alimentation de la charge, suite au fonctionnement des relais de fréquence, qui délestent une partie de la charge, et sauvegardent le reste de réseau, ce qui nous permet d'éviter le blackout.

Dans le cinquième cas nous allons simuler le cas dont le couplage au poste $60/30\text{KV}$ BMD (Boumerdes) est fermé, donc le poste de boumerdes est alimenté par deux lignes 60KV , l'un arrivant de poste $220/60\text{KV}$ ALE (Alger-EST) de BOUDOUAOU, et l'autre de poste $220/60\text{KV}$ SIM (Si Mustapha), les quatre groupes de la centrale RDJ (RAS DJINET) sont en service, avec les mêmes puissances précédents, nous allons déclencher l'un des deux lignes 60KV , (choisiront de déclencher ALE/BMD), avec relais d'asservissement sur critère de transit de puissance au poste SIM est désactivé, (tandis que le maximum de la charge des deux lignes est 600A à 10mn pour les deux lignes, la section des lignes est 288mm^2

aluminium-acier, les équipements et la conception des travées et son intensité admissible, ne peuvent pas supporter plus de 600A pendant 10mn, les relais de protection MAX I sont réglés à 600A).

Dans le sixième cas nous allons simuler le même cas précédent avec le relais d'asservissement sur critère de transit de puissance est activé au poste SIM.

(Ce cas de situation arrive rarement dans les heures pointes de l'été quand les autres postes 60/30KV limitrophes sont dans un état d'incidents).

En réalité l'architecture de notre réseau est maillée avec autres sources, de (réseau R1, réseau R2, réseau R3) , et avec autres postes de livraison 60/30KV qui nous permet d'avoir une bonne disponibilité d'alimentation et également une très grande souplesse d'utilisation pour acheminer les sources vers les charges et pour la maintenance des postes, des lignes, des jeux de barres, et des transformateurs.

IV-7- CAS N°1 FONCTIONNEMENT NORMAL

Les résultats de simulation sont les suivants :

IV-7-1- Résultats générales de L'écoulement de Puissance de réseau sur logiciel ETAP: (Tableau IV-5)

Résultats de l'écoulement de Puissance sur ETAP dans le cas de fonctionnement normal toutes les sources, tous les transformateurs, toutes les lignes, toutes les charges en services :

Data Revision	Base
Configuration	Normal
Loading Cat	Normal
Generation Cat	Normal
Diversity Factor	Normal Loading
Buses	16
Branches	23
Generators	4
Power Grids	0
Loads	21
Load-MW	502,82
Load-MVAR	370
Generation-MW	509,214
Generation-MVAR	406
Loss-MW	9,39
Loss-MVAR	36,334

Tableau IV-5: Information générale de réseau

IV-7-2-Résultats des générateurs

ID	RATING / LIMIT	RATED KV	MW	MVAR	AMP	% P F	% GENERATION
Gen1	176 MW	15,5	147,804	107,091	6266	85,73	67,18
Gen2	176 MW	15,5	120,955	99,411	5398	81,65	55
Gen3	176 MW	15,5	120,955	99,411	5398	81,65	55
Gen4	176 MW	15,5	120,955	99,411	5398	81,65	55

Tableau IV-6: Résultats des générateurs

Représente les charges, les facteurs de puissance et le rapport de charge de chaque générateur.

IV-7-3-Résultats des jeux de barres

BUS	NOMINAL KV	TYPE	VOLTAGE KV	MW LOADING	MVAR LOADING
Bus ARR1	31,5	Load	31,124	16,919	10,486
Bus ARR2	31,5	Load	31,252	29,657	13,458
Bus ARR 2-1	31,5	Load	31,252	12,71	7,877
Bus ARR2-3	31,5	Load	31,252	16,947	10,503
Bus ARR3	31,5	Load	31,124	16,919	10,486
Bus RDP	230	Load	233,893	502,818	278,331
Bus1ALE	230	Load	232,27	252,785	177,038
Bus1BMD	63	Load	62,253	33,918	24,524
Bus1SIM	230	Load	232,579	312,98	195,977
Bus2ALE	63	Load	64,054	179,89	115,926
Bus2BMD	63	Load	62,525	29,735	16,995
Bus2SIM	63	Load	64,333	175,911	108,359
BusGe1	15,5	SWNG	15,5	147,804	107,091
BusGe2	15,5	Gen.	15,5	120,955	99,411
BusGe3	15,5	Gen.	15,5	120,955	99,411
BusGe4	15,5	Gen.	15,5	120,955	99,411

Tableau IV-7 : Résultats des jeux de barres

Ce tableau indique les tensions, les puissances, en MW et en MVAR de chaque jeu de barre de réseau simulé, le générateur G1 est en mode swing (balance en régulation) est plus chargée par rapport au autres générateurs qui sont en mode régulateurs tension.

IV-7-4-Résultats des branches:(lignes et transformateurs)

ID	TYPE	RATING 1	RATING 2	MW FLOW	MVAR FLOW	AMP FLOW	% PF	% LOWDI NG
Line ALE/BMD	Line	9000 m	307	33,918	24,524	388,2	81,04	
Line SIM/BMD	Line	12000 m	307	29,735	16,995	316,3	86,82	
LineALE/ RDP1	Line	37000 m	307	94,328	64,814	284,5	82,42	
LineALE/ RDP2	Line	37000 m	307	94,328	64,814	284,5	82,42	
LineALE/ SIM1	Line	21000 m	307	32,065	23,705	99,12	80,41	
LineALE/ SIM2	Line	21000 m	307	32,065	23,705	99,12	80,41	
LineSIM/ RDP1	Line	18000 m	307	156,566	98,01	458,5	84,76	
LineSIM/ RDP2	Line	18000 m		156,415	97,966	458,2	84,75	
T1	Transf. 2W	230 / 63 kV	120 MVA	60,083	44,028	185,2	80,66	62,1
T2	Transf. 2W	230 / 63 kV	120 MVA	60,083	44,028	185,2	80,66	62,1
T3	Transf. 2W	230 / 63 kV	120 MVA	60,083	44,028	185,2	80,66	62,1
TF1	Transf. 2W	230 / 63 kV	120 MVA	58,747	41,096	178	81,94	59,7
TF2	Transf. 2W	230 / 63 kV	120 MVA	58,747	41,096	178	81,94	59,7
TF3	Transf. 2W	230 / 63 kV	120 MVA	58,747	41,096	178	81,94	59,7
TGe1	Transf. 2W	15,5 / 230 kV	220MVA	147,804	107,09	6266	81	73,9
TGe2	Transf. 2W	15,5 / 230 kV	220 MVA	120,955	99,411	5398	77,3	63,7
TGe3	Transf. 2W	15,5 / 230 kV	220 MVA	120,955	99,411	5398	77,3	63,7
TGe4	Transf. 2W	15,5 / 230 kV	220MVA	120,955	99,411	5398	77,3	63,7
TR1	Transf. 2W	63 / 31,5 kV	30 MVA	16,959	12,262	194,1	81,04	69,8
TR2	Transf. 2W	63 / 31,5 kV	40 MVA	29,735	16,995	316,3	86,82	85,6
TR3	Transf. 2W	63 / 31,5 kV	30 MVA	16,959	12,262	194,1	81,04	69,8

Tableau IV-8 : Résultats des branches

IV-7-5-Résultats des charges

ID	RATED KV	MW	MVAR	AMP %	% PF	% LOWDING	V TERMINAL
CAP 2	31,5	0	-4,922	90,92	02	99,2	31,252
charge 1	63	72,738	45,079	771,3	85	99	64,054
charge2	63	72,738	45,079	771,3	85	99	64,054
charge 3	230	72,537	44,954	212,1	85	99,4	232,27
charge 4	63	72,868	45,16	769,3	85	98,8	64,333
charge 5	63	72,868	45,16	769,3	85	98,8	64,333
charge6	230	72,576	44,978	212	85	99,3	232,579
départ 1	31,5	4,23	2,621	92,31	85	100,7	31,124
départ 2	31,5	4,23	2,621	92,31	85	100,7	31,124
départ 3	31,5	4,23	2,621	92,31	85	100,7	31,124
départ 4	31,5	4,23	2,621	92,31	85	100,7	31,124
départ 5	31,5	4,23	2,621	92,31	85	100,7	31,124
départ 6	31,5	4,23	2,621	92,31	85	100,7	31,124
départ 7	31,5	4,23	2,621	92,31	85	100,7	31,124
départ 8	31,5	4,23	2,621	92,31	85	100,7	31,124
départ 9	31,5	4,237	2,626	92,08	85	100,5	31,252
départ 10	31,5	4,237	2,626	92,08	85	100,5	31,252
départ 11	31,5	4,237	2,626	92,08	85	100,5	31,252
départ 12	31,5	4,237	2,626	92,08	85	100,5	31,252
départ 13	31,5	4,237	2,626	92,08	85	100,5	31,252
départ 14	31,5	4,237	2,626	92,08	85	100,5	31,252
départ 15	31,5	4,237	2,626	92,08	85	100,5	31,252

Tableau IV-9 : Résultats des charges

Le Tableau IV-8 indique les tensions, les intensités, les facteurs de puissances de chaque ligne et transformateur, ainsi donne les caractéristiques de chaque ligne (longueur et section de conducteur) ou transformateur (puissance nominale et le rapport de charge).

Le Tableau IV-9 indique les tensions, les intensités, les facteurs de puissances de chaque départ 30KV (ainsi les batteries de compensation CAP) et des charges raccordés au réseau 220 et 60KV.

En fonctionnement normale notre réseau est stable, la fréquence est à 50HZ, les tensions dans tous les nœuds possèdent des valeurs nominales, les générateurs, les transformateurs, les lignes, sont chargés autour de leurs puissances nominales,

L' étude de Load flow (débit de charge), par logiciel ETAP donne les détails des grandeurs électriques aux différentes nœuds et branches, l'étude en fonctionnement normale

est élaboré pour évaluer le comportement du réseau, comprenant les installations existantes et planifiées dans les conditions de prévision de charge Maximum et Minimum, et pour étudier l'impact sur le Réseau de Transport de l'Electricité du raccordement de nouvelles centrales de production, charges ou lignes de transport de l'électricité.

IV-8- CAS N°2 ; SIMULATION DE DECLENCHEMENT DEUX GENERATEURS (G4 ET G3) AVEC LES RELAIS DE DELESTAGE DESACTIVE AU POSTES ET RELAIS D'ILOTAGE ACTIVE AU CENTRALE

On lance la simulation avec déclenchement de deux générateurs, (G4) à l'instant $t=10$ sec, et (G3) à l'instant $t=20$ sec et on tient les courbes qui caractérisent les charges, la fréquence et les tensions au poste source RDP220KV et au poste livraison BMD 60/30kV.

IV-8- 1-Résultats de simulation

❖ IV-8-1-Résultats des puissances

Entre le temps $t=10$ sec et $t=20$ sec les courbes de G2 et G3 sont superposés.
Et après $t=20$ sec G2 est superposé sur G1.

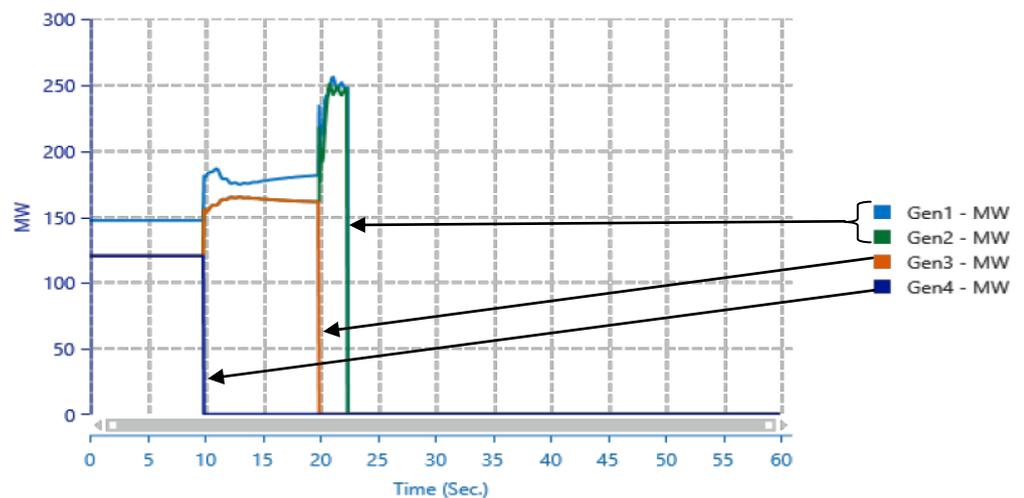


Figure IV-20 : Résultats des puissances des générateurs G1, G2, G3, G4

Les courbes de toutes les charges 220KV et 60KV sont superposés.

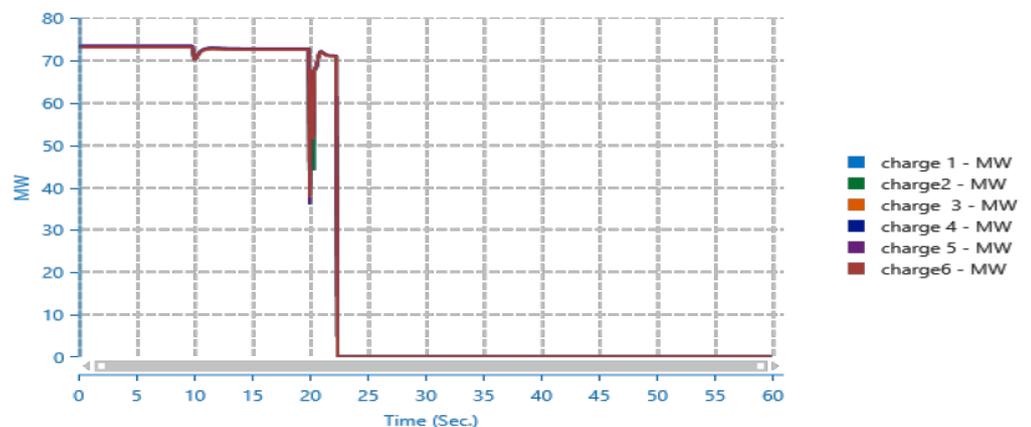


Figure IV-21: Résultats des puissances des charges 220 et 60KV.

❖ Résultats des fréquences

Puisque la fréquence est la même aux différents jeux de barre de réseau on prend le résultat du poste source de RDP

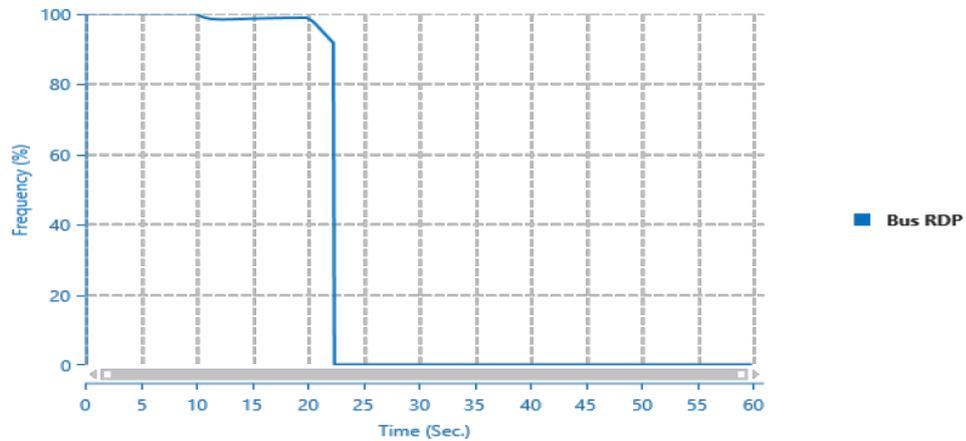


Figure IV-22 : Résultats de fréquence au poste source RDP 220KV

❖ Résultats des tensions

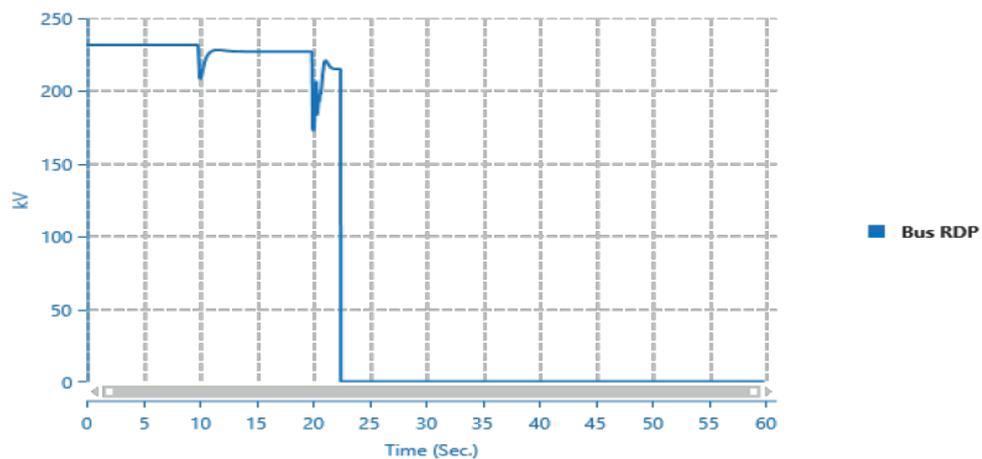


Figure IV-23 : Résultats de tension au poste source RDP 220KV.

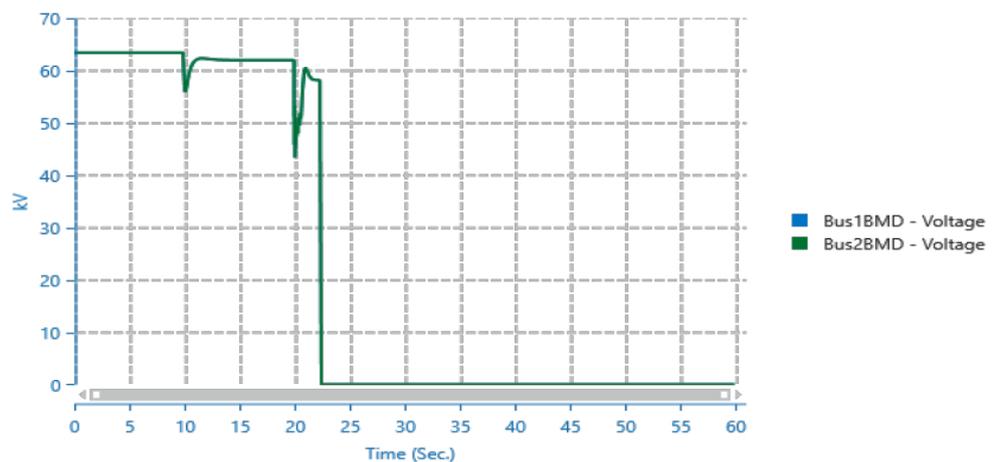


Figure IV-24 : Résultats des tensions au poste livraison BMD60/30KV

IV-8-2-Interprétation des résultats

les courbes des puissances ,de fréquences ,de tensions (Figure IV-20 au Figure IV-24), montrent que après le déclenchement de générateur n°4 à l'instant $t=10s$, les autres générateurs augmentent leurs puissance pour compenser la puissance fournie initialement par G4, le générateur n°1 est plus chargé par rapports les générateurs n°2 et n°3 puisque il est en mode swing(régulation), la tension au différentes nœuds baisse à des valeurs acceptables, et la fréquence chute légèrement à la valeur 98,8%(49,4Hz), et reste à cette valeur jusqu'à le déclenchement de deuxième générateur G3 à l'instant $t=20sec$, à ce moment, les tensions et la fréquence ont baissés rapidement, et à la valeur de fréquence 92% (46HZ), c'est l'absence total de l'alimentation(black out) à cause de l'ilotage des générateurs G1,G2 .

Sans l'activation des relais de fréquence installés aux différents nœuds de réseau à différents stades, les charges ne sont pas délestées et nous allons perdu tous le réseau qui effondré dans un état de blackout, ce qui est mauvais et prendre beaucoup de temps pour le reconstruire.

IV-9-CAS N°3 ; SIMULATION DECLENCHEMENT DE DEUX GENERATEURS (G4 ET G3) ET LES RELAIS DE DELESTAGE DESACTIVE AU POSTES, ET RELAIS D'ILOTAGE DESACTIVE AU CENTRALE

IV-09-1-Résultats de simulation

❖ Résultats de fréquence

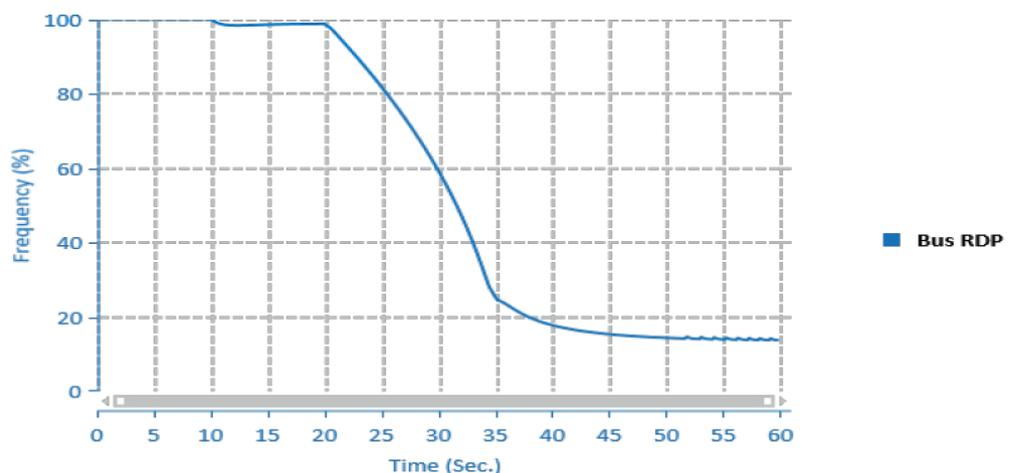


Figure IV-25 : Résultats de fréquence au poste source RDP.

Dans cette figure la fréquence tombe à des valeurs refusables (8,5 Hz), ce cas n'arrivera jamais en réalité à cause de présence de plusieurs relais de protections à la centrale qui forcent l'ilotage des générateurs (voir le nombre des relais de protection des centrales présentés en chapitre II-7), au moins l'un de ces relais fonctionne, la protection des générateurs des centrales c'est une affaire primordial.

❖ Résultats de vitesse des générateurs

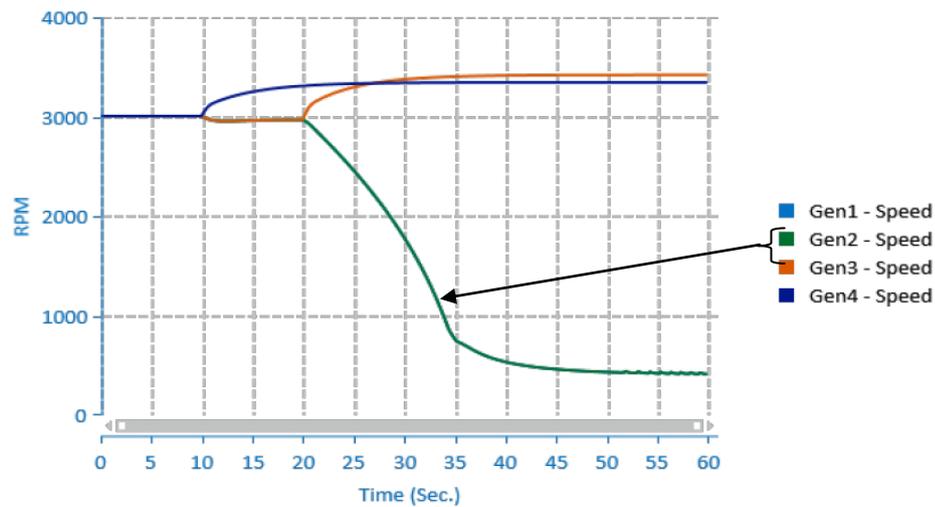


Figure IV-26 : Résultats des vitesses des générateurs (tour/m)

Les courbes des générateurs G1 et G2 sont superposés.

Après le déclenchement de générateur G4 à l'instant $t=10\text{sec}$, ce dernier a accéléré et dépasse 3000t/m puisque il est à vide, les autres générateurs ont décélérés légèrement à cause qu'ils sont alourdi par la charge, et à l'instant $t=20\text{sec}$ lors de déclenchement de G3 leur vitesse a augmenté, les générateurs G1 et G2 ont décélérés et leurs vitesse baisse rapidement et atteint une valeur très basse (500 tour/m) inadmissible et ca à cause de surcharge important.

❖ Résultats de tension

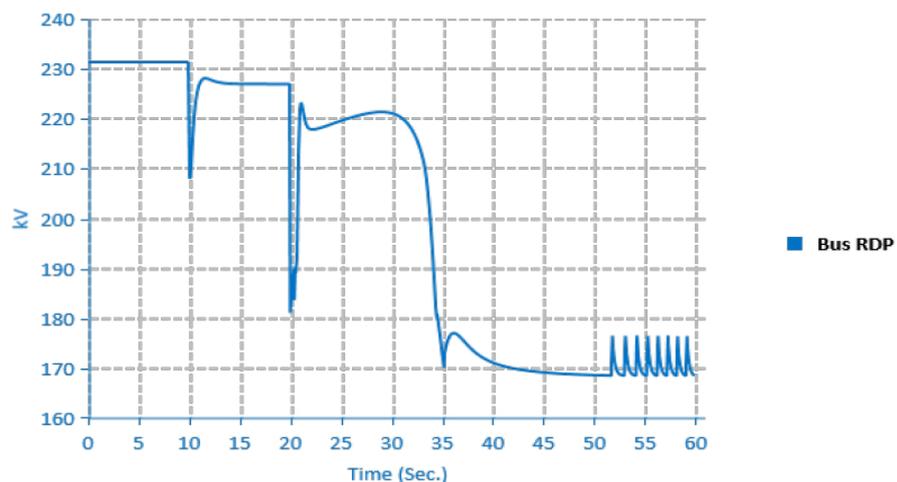


Figure IV-27 : Résultats de tension au poste source RDP.

La tension après 30 sec a chuté rapidement et atteint des valeurs très basses (170KV) et devient alternée perturbée après $t=50\text{sec}$

❖ Résultats de puissances

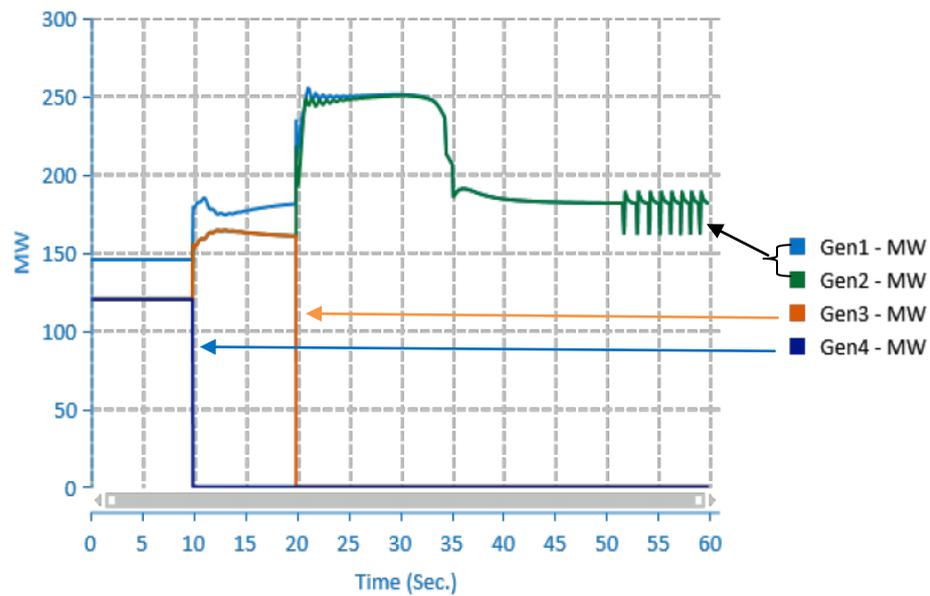


Figure IV-28 : Résultats des puissances des générateurs

Les générateurs G1 et G2 après le déclenchement de G4 à l'instant $t=10\text{sec}$ et G3 à l'instant $t=20\text{sec}$, entrent dans un état d'oscillation, trouble et instable et si restent dans cette situation vont détériorés.

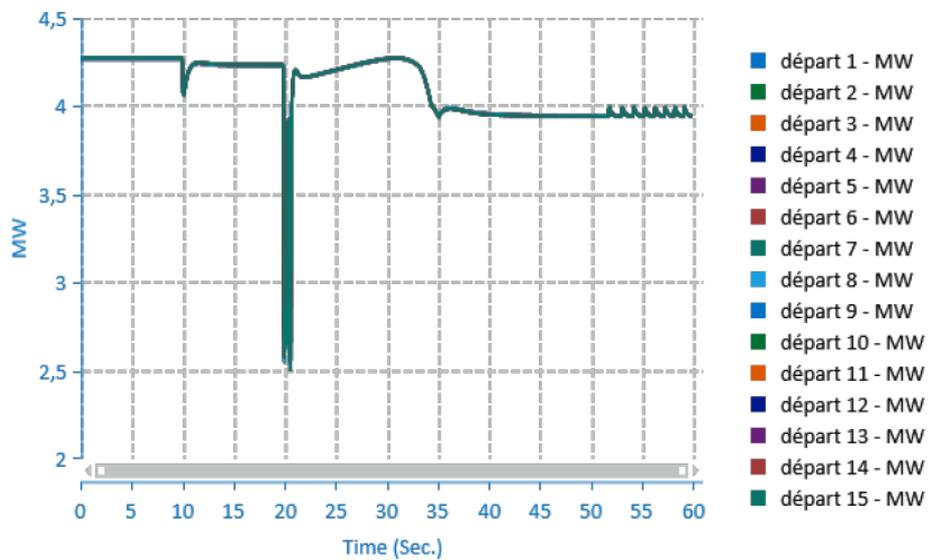


Figure IV-29 : Résultats des puissances des départs 30KV

Les courbes des 15 départs 30KV sont superposées.

Aucune charge des départs 30KV n'a été délestée.

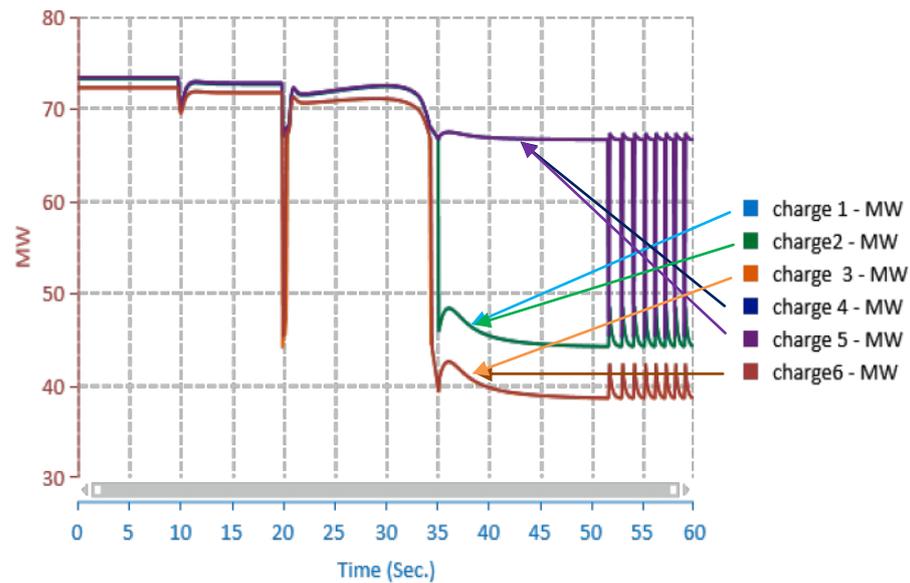


Figure IV-30 : Résultats des puissances des charges 220 et 60KV

Les courbes des charges sont superposées comme suit :

La charge 60KV n°1 avec la charge 60KV n°2, La charge 60KV n°4 avec la charge 60KV n°5, La charge 220KV n°3 avec la charge 220KV n° 6, (aucune charge 220 ou 60KV n'a été délestée).

IV-9-2-Interprétation des résultats

Les figures ci-dessus de (Figure IV-25) au (figure IV- 30) montrent que après le déclenchement de générateur G4 à l'instant $t=10\text{sec}$, il y'a une petite perturbation qui ne dure que quelques millisecondes, la fréquence, la tension, les puissances des générateurs ont des valeurs dans la marge des valeurs nominales, malgré que on a perdu de 120MW les autres générateurs compense cette valeur, le réseau est resté stable.

A l'instant $t=20\text{sec}$ quand le générateur G3 est déclenché, une grande perturbation à petite durée a affectée la tension et à longue durée a affectée la fréquence de réseau, les deux générateurs G1 et G2 qui sont restés au réseau augmentent leurs puissances jusqu'à 250MW chacune (valeur plus grande par rapport à la puissance nominale 176MW), et après 14sec à l'instant $t=34\text{sec}$ le réseau est complètement effondré, la fréquence de 49,9HZ baisse à moins de 8,5HZ, la tension de 227KV baisse à moins de 185KV.

A l'instant $t=52\text{sec}$ le réseau entre dans un état d'oscillation de tension, puisque le générateur G2 est en mode « voltage control » a essayé de la augmenter et de la régler, mais la charge élevée la opposer.

De ce fait, sans les relais de délestage par fréquence aux postes et sans les relais de fréquence de l'ilotage à la centrale le réseau a effondré et les générateurs sont écroulés.

IV-10-CAS N°4 ; SIMULATION DECLENCHEMENT DE DEUX GENERATEURS (G4 ET G3) ET LES RELAIS DE DELESTAGE ACTIVE

Dans le but d'éclairer le rôle des relais de délestage en cas de la perte des moyens de production ou des lignes d'évacuation des centrales de grandes puissances sur le réseau électrique, soit suite incidents sur les centrales ou soit sur les lignes, nous allons simuler la première cas, par déclenchement de deux générateurs en cascade de la (centrale de RAS DJINET), avec les relais de fréquence installés **actives**, et sur plusieurs seuil de réglage, nous résultants les courbes et les résultats suivantes :

IV-10-1 Résultats des puissances

❖ Résultats des puissances

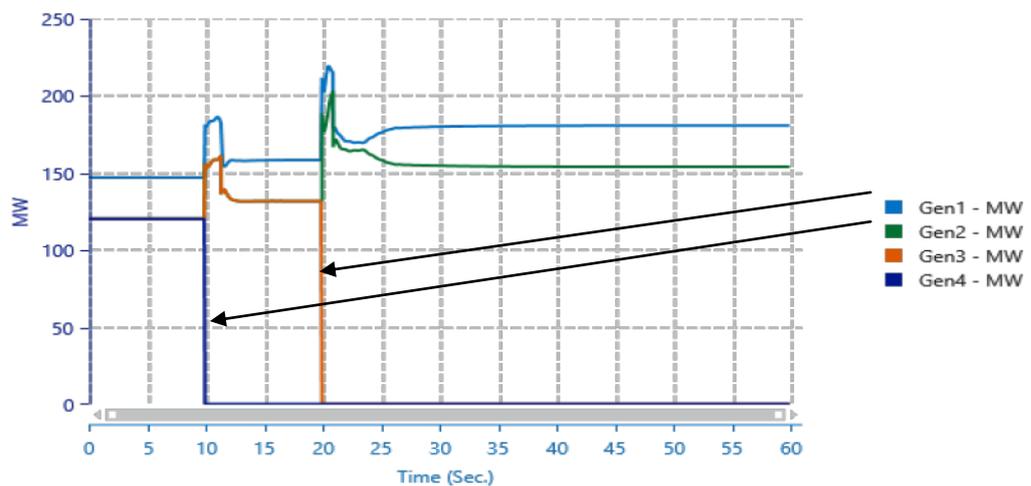


Figure IV-31: Résultats des puissances au poste source RDP220KV

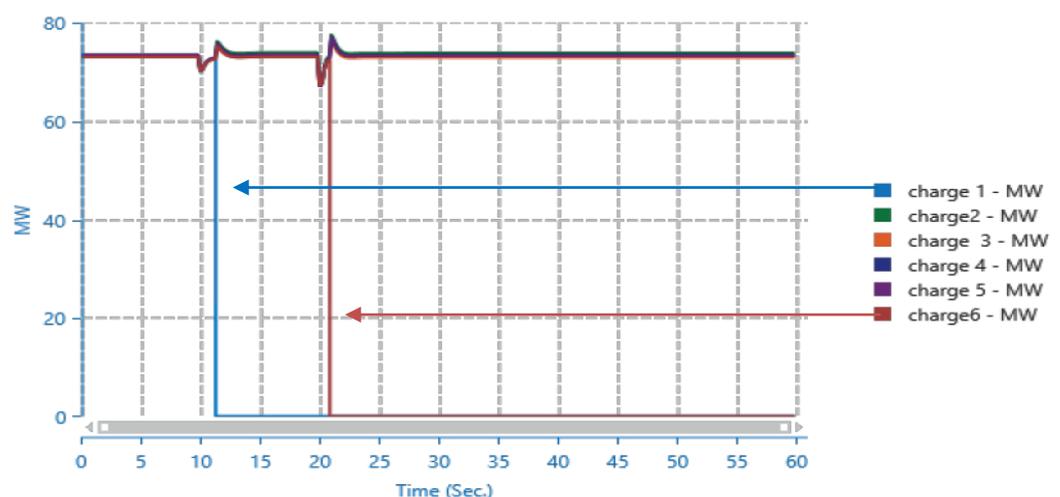
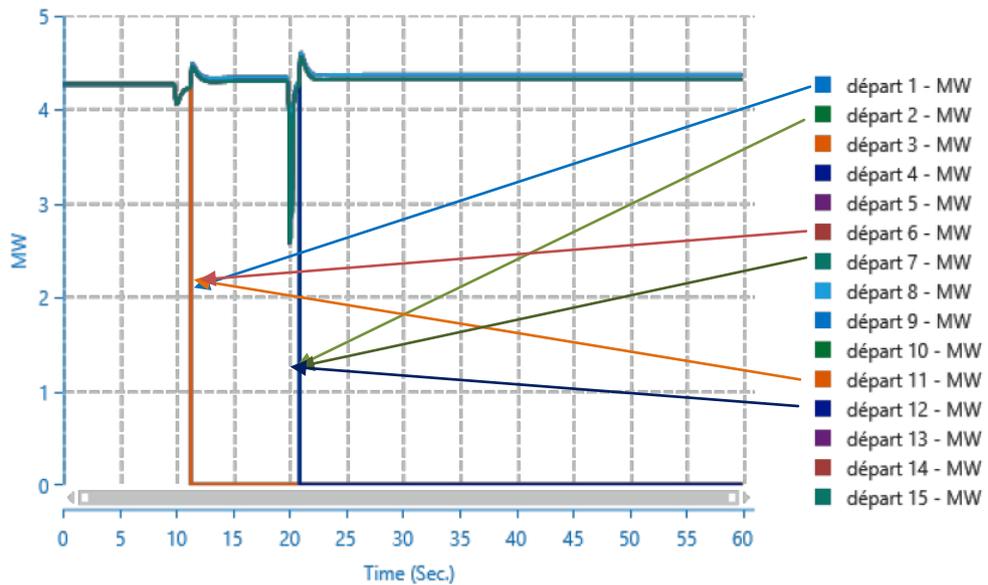


Figure IV-32: Résultats des puissances des charges 220 et 60KV

*La charge n°1 de tension 60KV, (72,738 MW, 45,079 MVAR) est délestée en premier 1^{er} stade à 49,3HZ 0,2 sec.

*La charge n° 6 de tension 60KV, (72,576 MW, 44,978 MVAR) est délesté en deuxième 2^{ème} stade à 49HZ 0,2 sec.

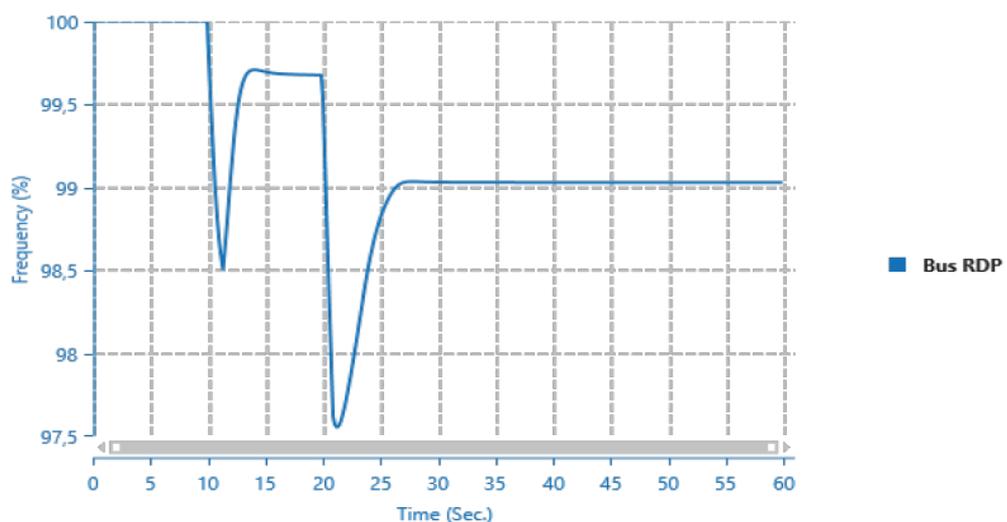


*Les départs 30KV n°1,6 et 11 (P=12,6MW en totalité) sont délestés en premier 1^{er} stade à 49,3HZ 0,2 sec.

*Les départs 30KV n°2,7 et 12 (P=12,6MW en totalité) sont délestés en deuxième 2^{ème} stade à 49HZ 0,2 sec.

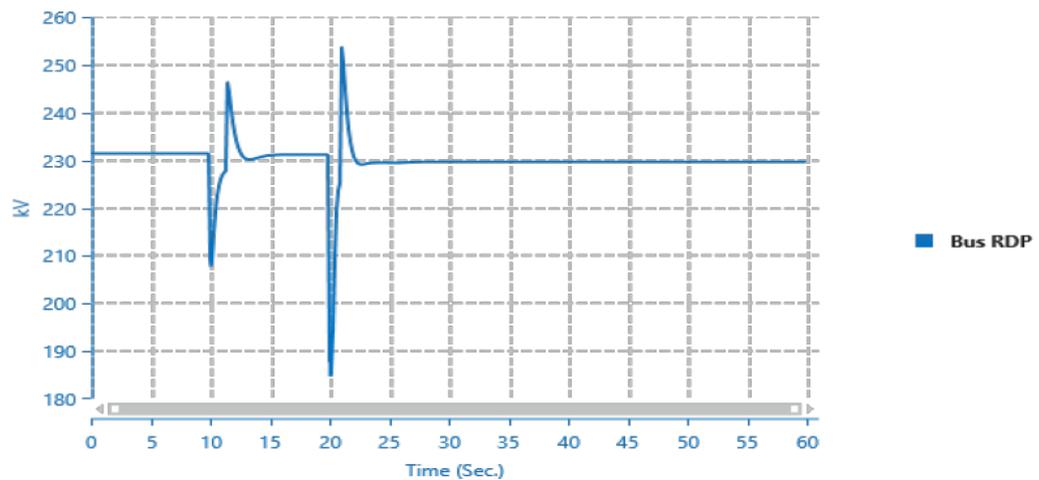
❖ Résultats de fréquence

Les résultats de fréquence aux différents nœuds de réseau :



La fréquence est unique sur tous les jeux de barres 220KV, 60KV et 30KV de réseau.

❖ Résultats des tensions



FigureIV-35 : Résultat de tension au poste source RDP 220KV

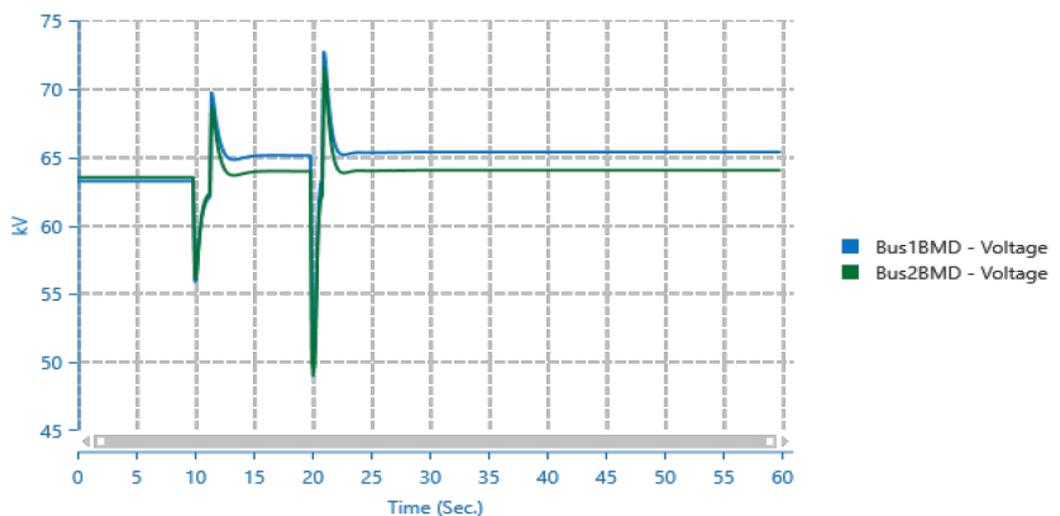


Figure IV- 36: Résultat des tensions au poste livraison BMD 60/30KV

IV-10-2-Interprétation des résultats

Les Figure de IV-31 à la Figure IV- 36 montrent que :

A $t=10$ sec le déclenchement de générateur n°4 fait perturbé le réseau et la fréquence diminue à la valeur 49,3Hz et pendant 0,2 sec les charges qui sont réglées à ce stade sont délestées (charge 6KV n°1 et départs 30KV n° 1,6 et11 de la Figure IV-32 et Figure IV-33), d'une totalité de 85MW, la fréquence augmente et atteint la valeur 49,8 Hz et le réseau devient stable jusqu'à l'instant $t=20$ sec (déclenchement du générateur n°3) qui produit une grande perturbation sur le réseau par rapport au premier déclenchement de générateur G4. La fréquence diminue une deuxième fois à la valeur 49Hz, plus basse par rapport en premier déclenchement, et pendant 0,2 sec les charges qui sont réglées à ce stade ont été délestées, (charge 60KV n°6 et départs 30KV n° 3,7 et12 d'une totalité de 85MW, la fréquence

augmente et atteint la valeur 49,5 Hz, le réseau se stabilise et fonctionne à une valeur de fréquence 49,52HZ, et de tension 230 KV au poste source RDP, 64KV au poste livraison BMD (FigureIV-35 et Figure IV- 36) acceptable pour alimenter le reste des charges non délestées avec disponibilité de deux générateurs seulement (G1 et G2).

Par délestage des charges (2*85MW) avec les relais de fréquence nous avons gardé une partie de réseau en service, et nous évitons l'effondrement de réseau malgré que nous avons perdu deux groupes de production de puissance (2*120MW), dans un intervalle de temps très courte (secondes).

Donc il est préférable de perdre une partie de réseau en quelque seconde, au lieu de perdre tout le réseau (blackout) jusqu'au leur reconstitution en plusieurs minutes ou plusieurs heures.

Le délestage sur critère de fréquence **automatique** est parmi les moyens les plus utilisés pour sauvegarder la stabilité des réseaux électriques en cas de la perte des moyens de production ou en cas des surcharges intempestifs, le délestage automatique est une application du système de contrôle et de sauvegarde de la stabilité du réseau électrique en temps réel.

IV-11-CAS N°5: SIMULATION DE DECLENCHEMENT D'UNE LIGNE 60KV ALIMENTANT LE POSTE BOUMERDES (BMD) AVEC RELAIS DE L'ASSERVISSEMENT DE PUISSANCE DESACTIVE

IV-11-1-Introduction des données

Dans ce cas nous allons garder les quatre générateurs de la centrale RAS DJINET et toutes les lignes 220KV en service, et nous allons déclencher la ligne 60KV ALE/BMD (à l'instant $t= 5$ sec de simulation) alimentant le poste de boumerdes dont le couplage 60KV fermé, le report de charge sera sur l'autre ligne 60KV SIM/ALE, protégé par un relais de maximum d'intensité MAX I réglé à (600A ,10min), ces lignes sont de section 288mm², fonctionne dans les limites de courant admissible (540A,10min en été) et (620A,10min en hiver), dans notre simulation on le fixe à (600 A 10sec).

La figure IV-39 représente le schéma de conception de réseau de simulation des relais d'asservissement et leurs emplacements.

Pour cette simulation nous avons introduire les équipements suivants dans logiciel ETAP :

-Transformateur de courant TC (rapport 600/5).

-Relais de protection MAX I : réglé à (600A ,10sec). (Figure IV-37)

C'est une protection de surcharge ligne, les protections les plus courantes sont constituées, à la base de relais à maximum de courant à seuil fixe, chacun associé à des

temporisations fixes (instantané, 5, 10, 20mn suivant les cas). Il peut y avoir plusieurs seuils, chacun associé à une temporisation, les seuils peuvent être associés à des « régimes saisonniers » : ils varient d'une saison à l'autre, tout en restant fixes dans une saison donnée. Les régimes peuvent au nombre de deux (été, hiver), trois ou quatre (été, intersaison, hiver1, hiver2) suivant les besoins. En conclusion, une protection de surcharge se caractérise par : Le nombre de seuils, leur valeur et leurs temporisations associées, le nombre de régimes saisonniers [14]

-Relais de d'asservissement de puissance directionnel : (Figure IV-38)

Si la puissance dépasse 60MW, pendant 5 secs (600A en courant, en 60KV dans cette simulation), le relais va déclenche quatre départs 30 KV (départ 1, 5, 9 et 13), qui sont délesté en premier stade, sur chaque rame 30KV un départ sélectionné au poste livraison 60/30KV BMD.

La communication entre les relais au poste 60 KV SIM, et le poste 60/30KV BMD se fait :

- Soit par des équipements de courant porteur sur ligne d'énergie (CPL), transmis des signaux haute fréquence HF.
- Ou soit par des équipements de liaison fibre optique, cette fibre est placée au cœur de câble de garde des lignes d'énergie (FO).

Le paramétrage des relais de maximum d'intensité (MAX I 60KV) et d'asservissement (60MW), sur ETAP Sont indiqué sur les figures suivantes : (Figure IV-37 et Figure IV-38)

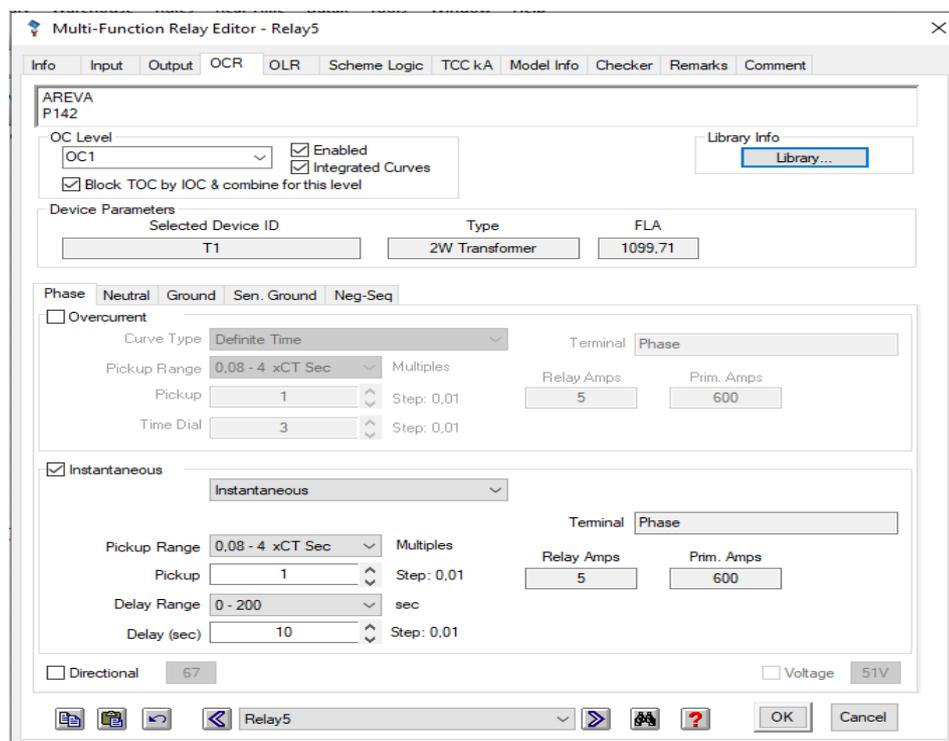


Figure IV-37 : Paramétrage de relais de maximum d'intensité MAXI du départ 60KV BMD à SIM

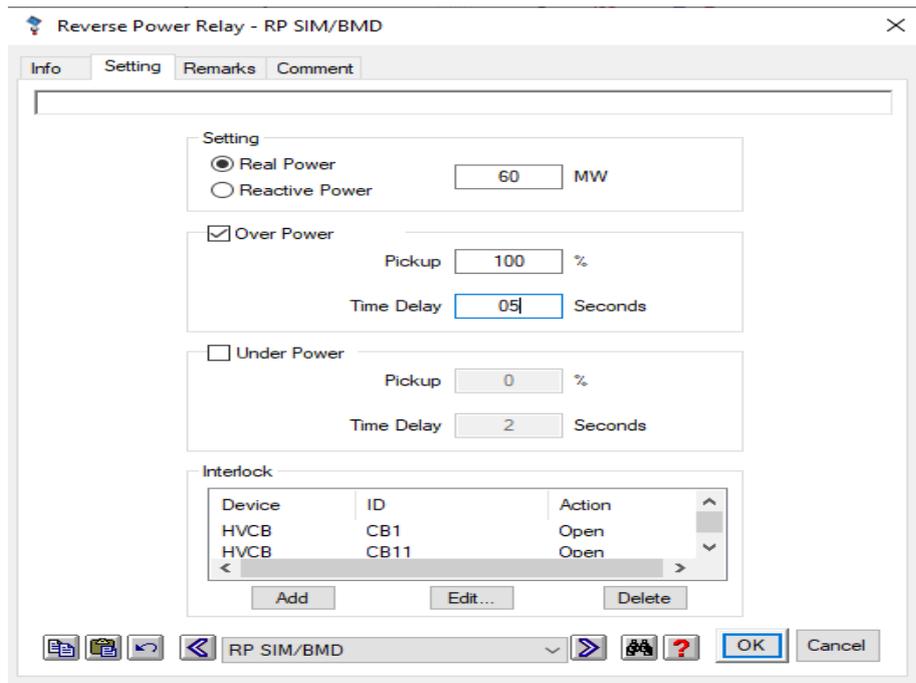


Figure IV-38 : Paramétrage de relais d'asservissement de la ligne 60KV SIM/BMD

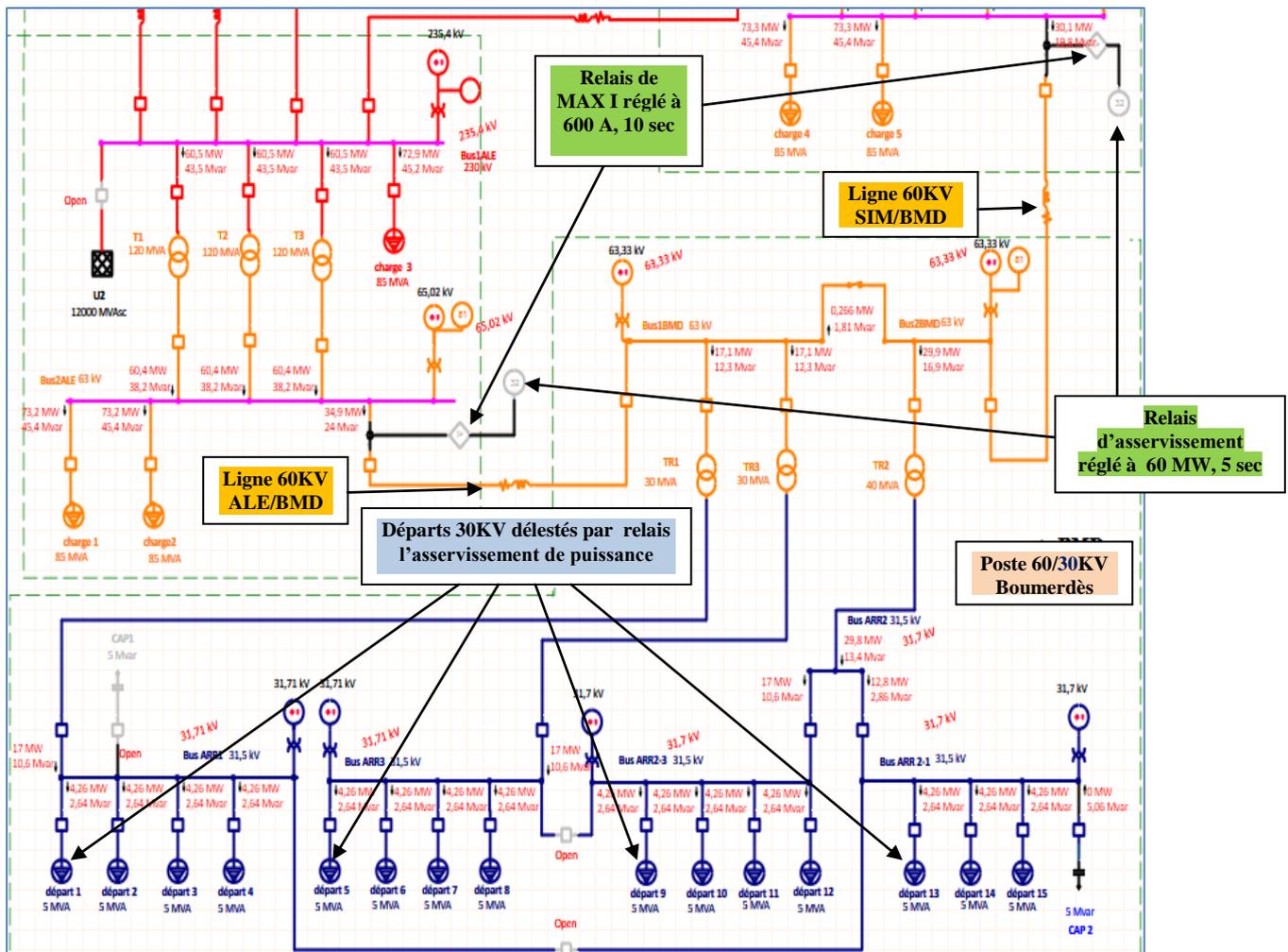


Figure IV-39: Schéma de réseau de simulation de relais d'asservissement de puissance « Réseau 60/30KV alimentant la ville de boumerdes ».

IV-11-2- Actions de simulation « pendant 30 secs »

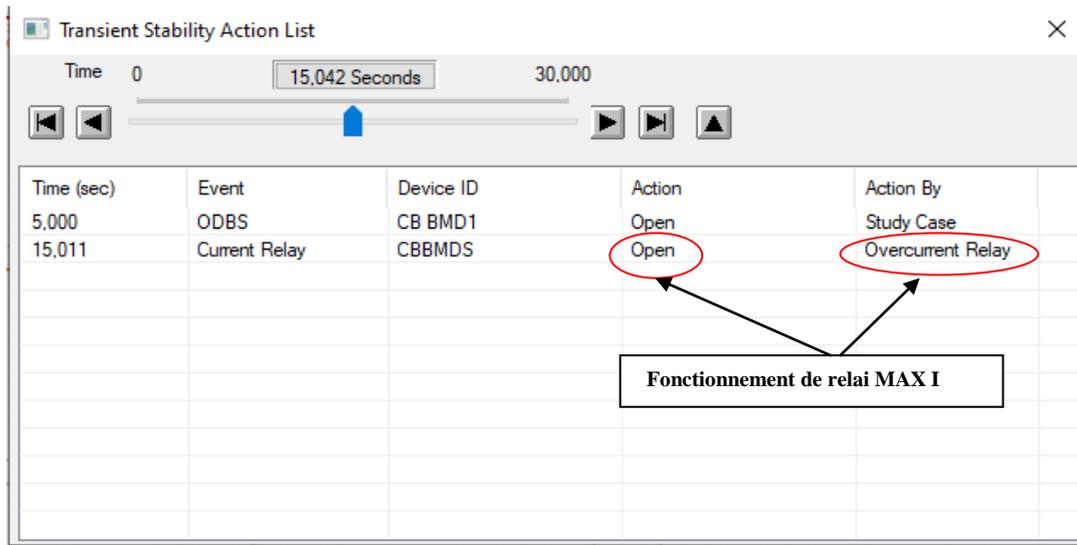


Figure IV-40: Liste des actions de simulation avec relais d’asservissement désactivé.
(Le fonctionnement de relai MAX I est remarqué).

Cette figure (Figure IV-40) montre le fonctionnement de relai de MAXI à l’instant $t=15,011$ sec, donc après l’ouverture (ou le déclenchement) de disjoncteur départ boumerdes au poste ALE par 10sec.

IV-11-3- Résultats de simulation

❖ **Résultats des courants aux différents nœuds**

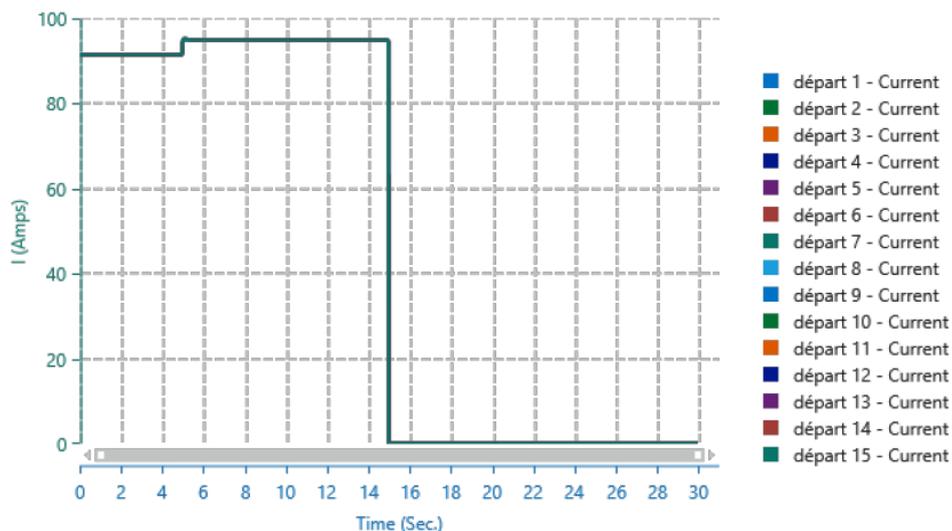


Figure IV-41 : Résultats des courants des départs 30KV.

Les courbes des courants des départs 30 KV sont superposés, ils ont la même charge.

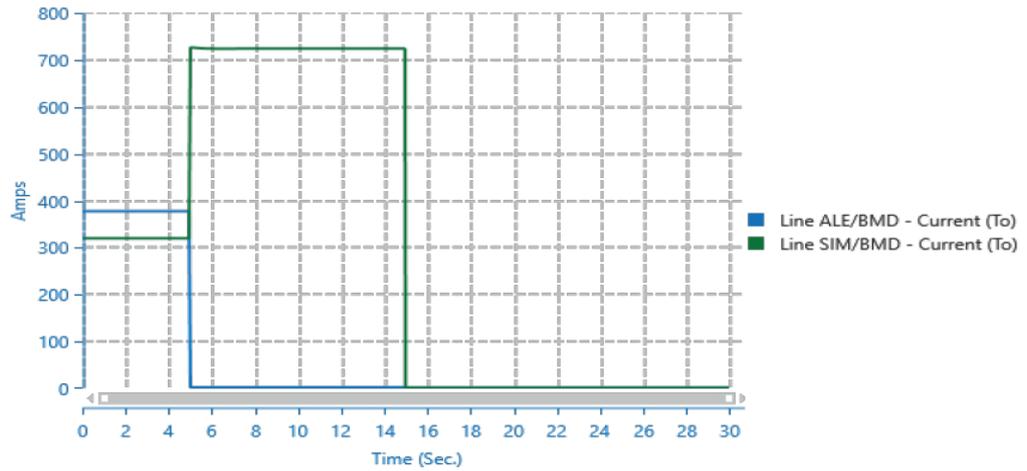


Figure IV-42 : Résultats des courants des lignes 60KV ALE/BMD, SIM/BMD.

❖ Résultats des tensions aux différents nœuds

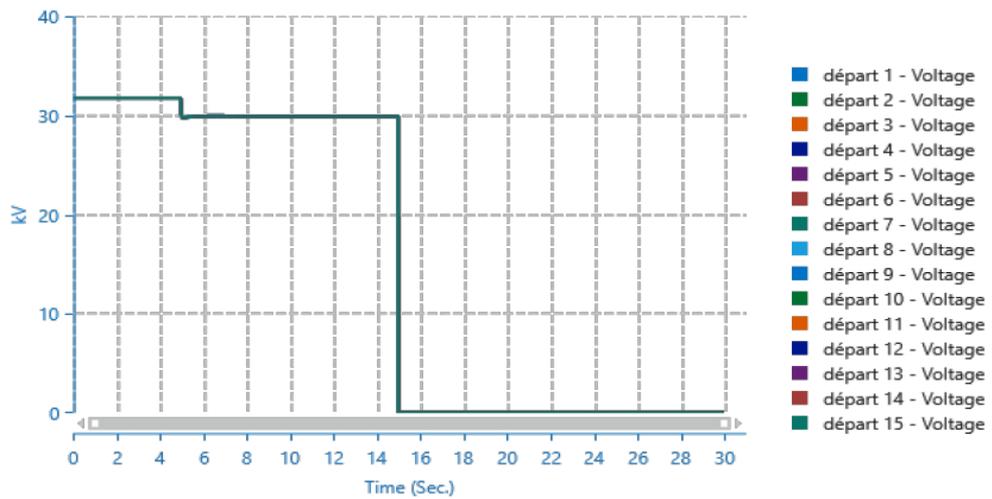


Figure IV- 43: Résultats des tensions des départs 30KV.

Les courbes des tensions des départs 30 KV sont superposés puisque ils ont la même charge.

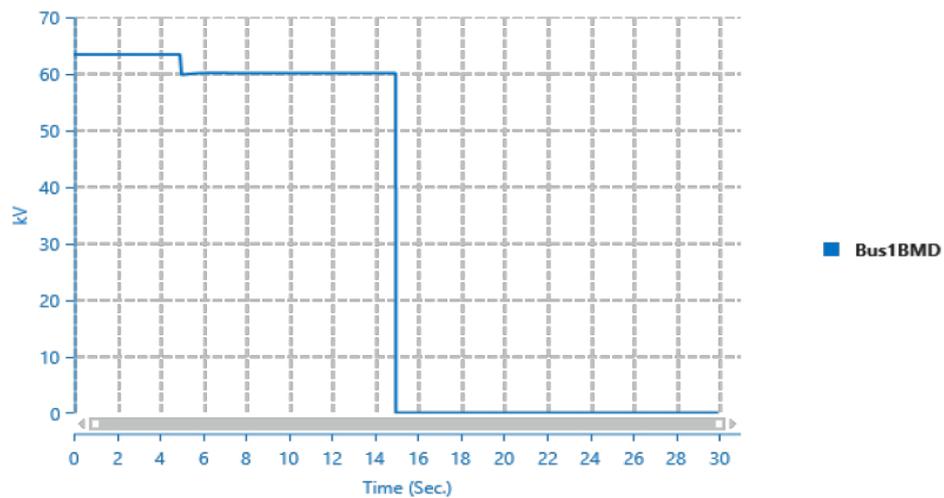


Figure IV-44 : Résultat de tension au jeu de barre 60KV au poste BMD.

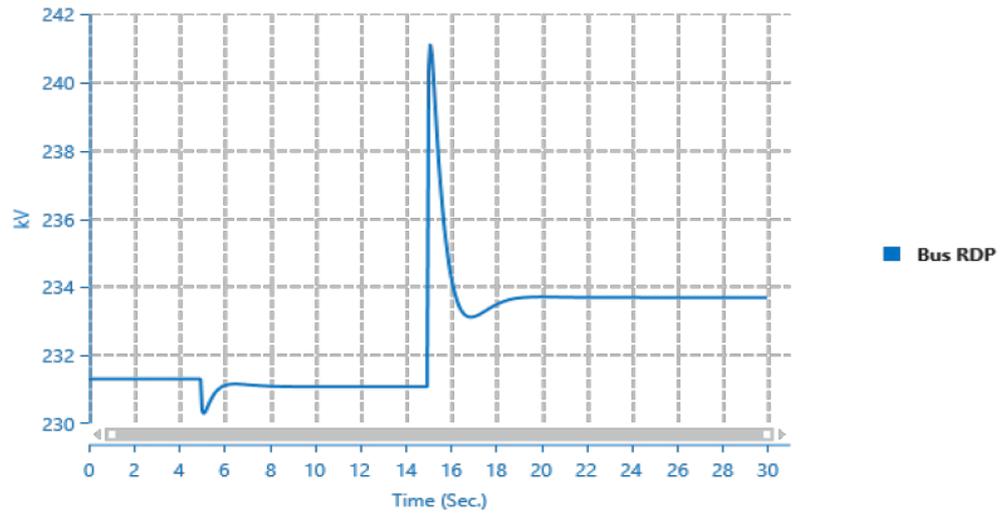


Figure IV-45: Résultat de tension au jeu de barre 220KV au poste source RDP

❖ Les résultats des fréquences

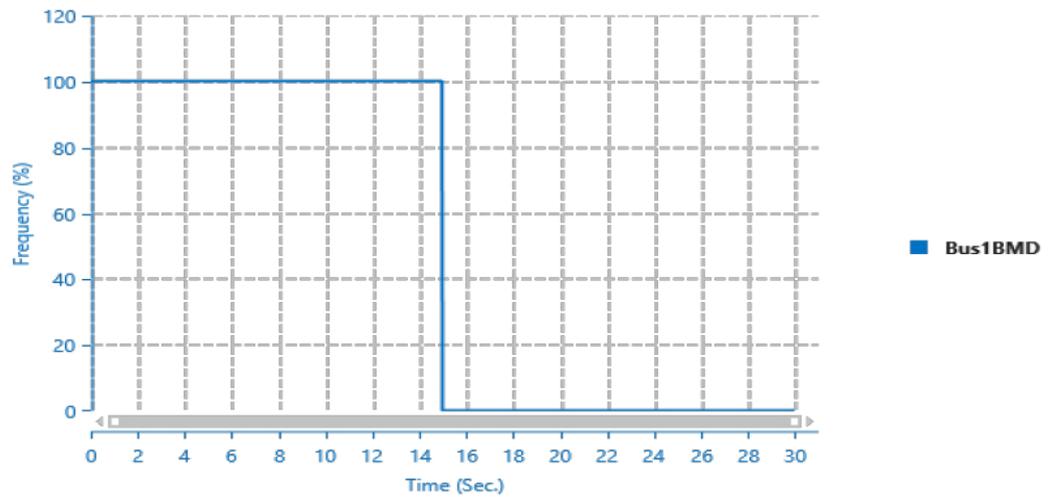


Figure IV-46: Résultat de fréquence au jeu de barre 60KV au poste BMD.

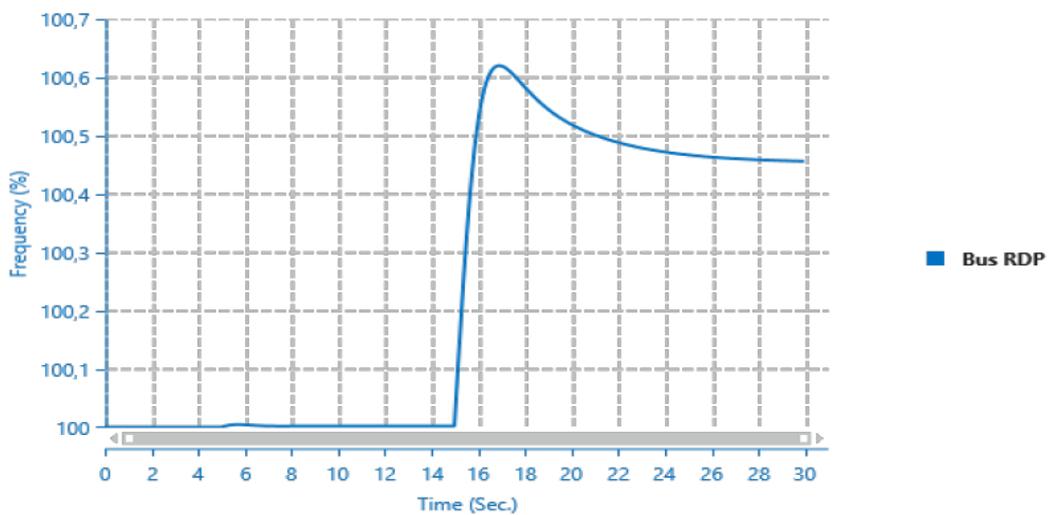


Figure IV-47: Résultat de fréquence au jeu de barre 220KV au poste source RDP.

❖ **Résultats des charges au niveau des jeux de barres des arrivées 30KV à l'instant T=5sec**

LOAD FLOW REPORT @ T = 5.000-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				%PF
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	
Bus ARR1	31,500	100,182	- 20,0	0	0	17,012	10,543	Bus1BMD	-17,012	-10,543	366,2	85,0
Bus ARR2	31,500	100,145	- 21,3	0	0	0	0	Bus2BMD	-29,767	-13,434	597,7	91,1
								Bus ARR 2-1	12,757	2,892	239,4	97,5
								Bus ARR2-3	17,010	10,542	366,3	85,0
Bus ARR 2-1	31,500	100,145	- 21,3	0	0	12,757	2,892	Bus ARR2	-12,757	-2,892	239,4	97,5
Bus ARR2- 3	31,500	100,145	- 21,3	0	0	17,010	10,542	Bus ARR2	-17,010	-10,542	366,3	85,0
Bus ARR3	31,500	100,182	- 20,0	0	0	17,012	10,543	Bus1BMD	-17,012	-10,543	366,2	85,0

❖ **Résultats des charges au niveau des jeux de barres des arrivées 30KV à l'instant T=30sec**

LOAD FLOW REPORT @ T = 30.000-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				Mvar	%PF
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	0	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp		
Bus ARR1	31,500	0,000	0,0	0	0		0	Bus1BMD	0,000	0,000	0,0	0,0	
Bus ARR2	31,500	0,000	0,0	0	0		0	Bus2BMD	0,000	0,000	0,0	0,0	
								Bus ARR 2-1	0,000	0,000	0,0	0,0	
								Bus ARR2-3	0,000	0,000	0,0	0,0	
Bus ARR 2-1	31,500	0,000	0,0	0	0		0	Bus ARR2	0,000	0,000	0,0	0,0	
Bus ARR2- 3	31,500	0,000	0,0	0	0		0	Bus ARR2	0,000	0,000	0,0	0,0	

IV-11-4-Interprétation des résultats

De la Figure IV-41 jusqu'à la Figure IV-46 :

De l'instant $t=0$ à l'instant $t=5$ sec les deux lignes 60KV ALE/BMD, SIM/BMD alimentent le poste de boumerdes, la charge de la première est 377A, et du deuxième 319A, avec tension de jeux de barres 60KV au poste BMD égale à 63,05KV, et sur JB 30 KV égale à 31,5 KV (bon tension), et 231,2KV à RDP.

A l'instant $t=5$ sec lors de déclenchement de la ligne 60KV ALE/BMD, l'autre ligne 60KV SIM/BMD prend la totalité de la charge et atteint la valeur de 727A, la tension au jeux de barres 60KV de poste BMD chute à la valeur 59,73KV, et au jeux de barres 30KV chute aussi de 31,5KV à 29,6KV à cause de la surcharge de la ligne 60KV SIM/BMD (courant > au courant nominale 600A de la ligne), et à l'augmentation des pertes par effet joule.

A l'instant $t=15$ sec c'est le fonctionnement de la protection MAXI 600A après 10 sec de surcharge, donc le poste 60/30KV de boumerdes est totalement isolé dans le noir. La fréquence au réseau en amont a augmenté de (100% -50HZ) à la valeur (100,62%-50,31HZ) pendant le déclenchement de la ligne 60KV SIM/ALE puis elle se stabilise à (100,45%-50,22HZ), la tension aussi atteint une valeur maximum de 241KV, puis elle se stabilise à 233,8KV, ces augmentations de fréquence et de tension sont dû à cause de perte d'une grande puissance de (64,8MW) instantanément par le réseau.

IV-12-CAS N°6: SIMULATION DE DECLENCHEMENT D'UNE LIGNE 60KV ALIMENTANT POSTE BMD AVEC RELAIS DE L'ASSERVISSEMENT DE PUISSANCE ACTIVE

Les données et le schéma de conception sont les même que le cas précédent (CAS N°5) sauf le relais d'asservissement de puissance qui est ACTIVE. (Figure IV-48)

IV-12-1- Actions de simulation « pendant 30 secs »

Time (sec)	Event	Device ID	Action	Action By
5.000	ODBS	CB BMD1	Open	Study Case
10.011	Dir. Pwr Relay	CB1	Open	Directional Power ...
10.011	Dir. Pwr Relay	CB13	Open	Directional Power ...
10.011	Dir. Pwr Relay	CB5	Open	Directional Power ...
10.011	Dir. Pwr Relay	CB9	Open	Directional Power ...

Figure IV-48: Liste des actions de simulation avec relais d'asservissement activé.

(Fonctionnement de relais d'asservissement de puissances et non fonctionnement de relai MAX I)

Le relais d'asservissement de puissance fonctionne et ouvre les disjoncteurs des départs 30KV (1, 5, 9 et 13), ce qui fait le non fonctionnement de relais MAX I- une charge a été délestée-.

IV-12-2-Résultats de simulation

❖ Résultats des courants

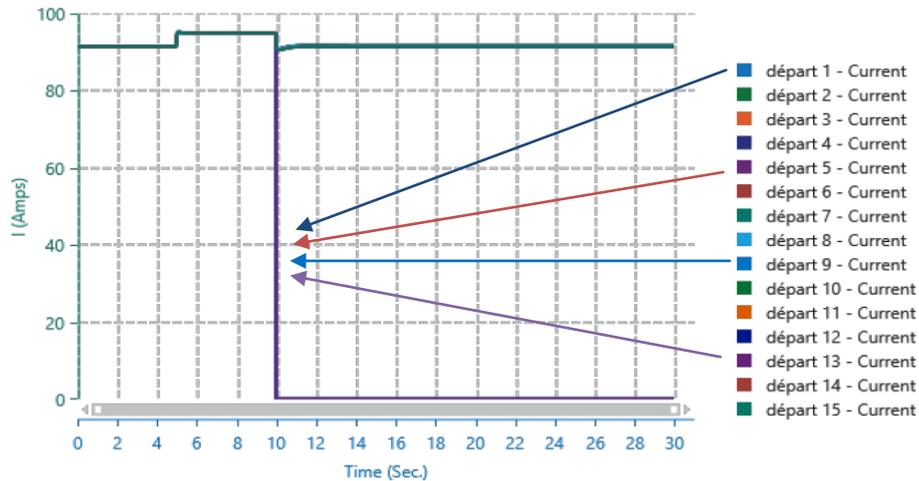


Figure IV-49: Résultats des courants des départs 30KV.

Les départs 30KV n° (1, 5, 9 et 13), sont délestés par le relais d'asservissement de puissance installé au poste SIM, les autres départs restent alimentés. La figure IV-49 montre la superposition des courbes (les valeurs des courants des charges restent les mêmes).

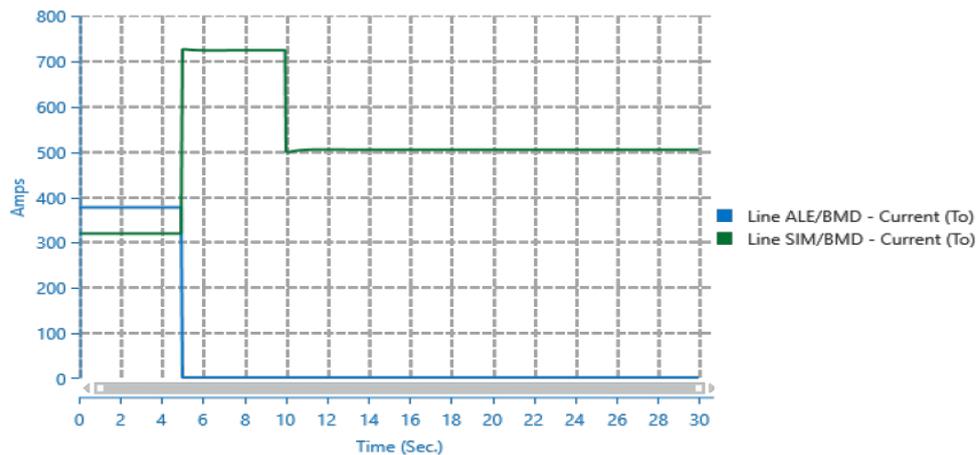
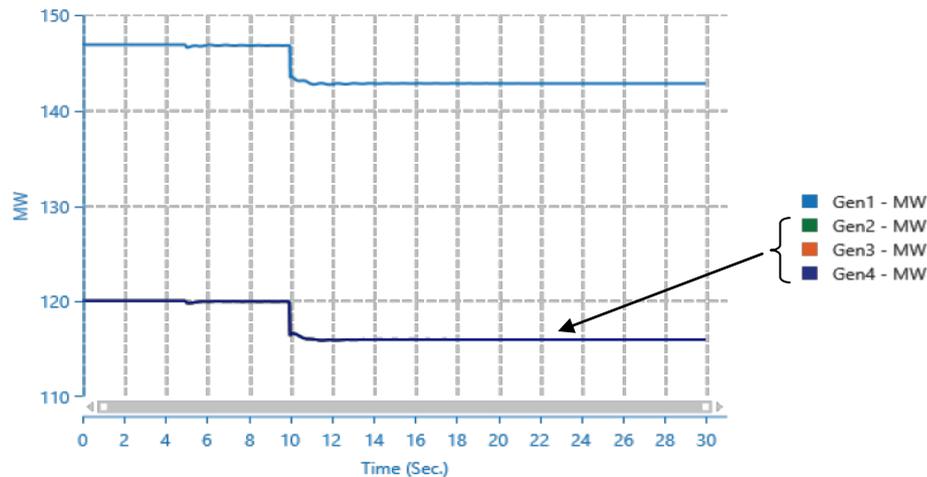


Figure IV-50: Résultats des courants des lignes 60KV ALE/BMD, SIM/BMD.

Au début de simulation de t=0sec à l'instant t=5sec les deux lignes sont en service à différentes charge. A t=5sec lors de déclenchement de la ligne 60KV arrivant du poste Alger- est l'autre ligne arrivant du poste Si Mustapha tient la totalité de la charge et dépasse 710A, et à l'instant t=10 sec après 5sec de surcharge, la charge est diminuée à la valeur 500A à cause de fonctionnement de relais d'asservissement.

❖ Résultats de puissances des générateurs



FigureIV-51 : Résultats des puissances des générateurs.

Le générateur G1 est plus chargé par rapport au générateurs G2, G3 et G4. Les courbes de G2, G3, et G4 sont superposés, ils ont la même puissance.

A l'instant $t=10$ sec les courants des quatre générateurs sont diminués à cause de délestage des départs 30KV.

❖ Résultats des tensions

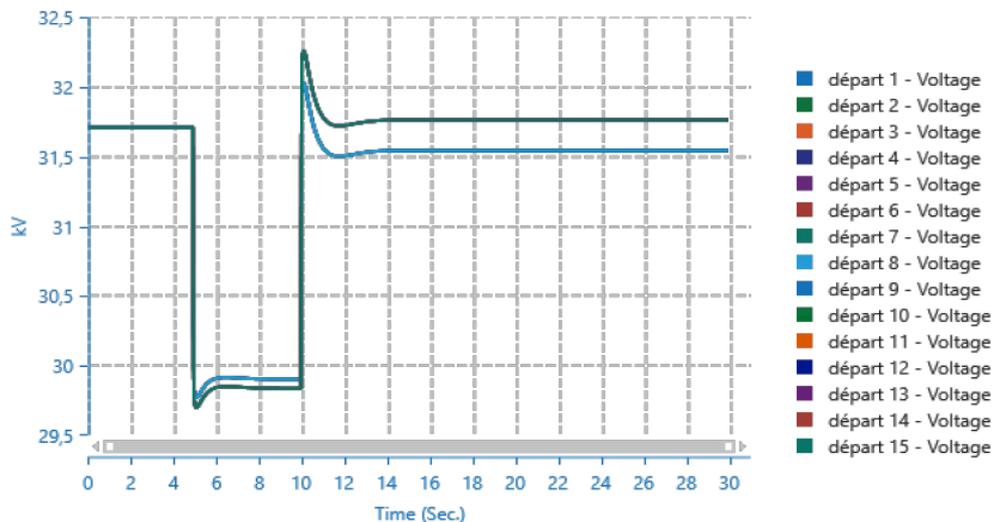


Figure IV-52 : Résultats des tensions des départs 30KV.

A l'instant $t=5$ sec la tension de départs 30KV a été écrasée de 31,7KV au 29,7KV à cause de déclenchement d'une ligne 60KV qui alimente le poste de livraison et surcharge de l'autre, qui provoque une chute de tension importante, et a l'instant $t=10$ sec la tension a augmentée à des valeurs presque que de l'état normal à cause de délestage par le relais d'asservissement.

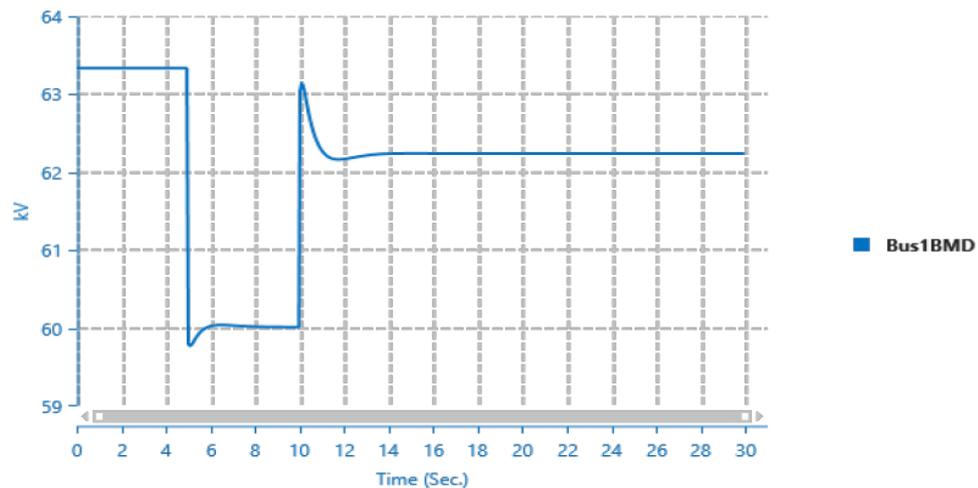


Figure IV-53: Résultat de tension au jeu de barre 60KV au poste BMD.

A l'instant $t=5\text{sec}$ une baisse de tension de 63,07 KV à 59,73KV au jeux de barres 60KV au poste BMD, et ca à cause de déclenchement de la ligne 60KV ALE/BMD, le report de charge est transférée sur la ligne 60KV SIM/BMD cette surcharge a crée une baisse de tension sur le réseau en aval (jeux de barre 60KV, jeux de barres 30KV et les départs 30KV).

A l'instant $t=10\text{ sec}$ une amélioration de la tension de 59,7KV au 62,00KV et ca à cause de délestage d'une charge par le relais d'asservissement, qui soulage la ligne 60KV SIM/BMD, et reprend leur fonctionnement nominale.

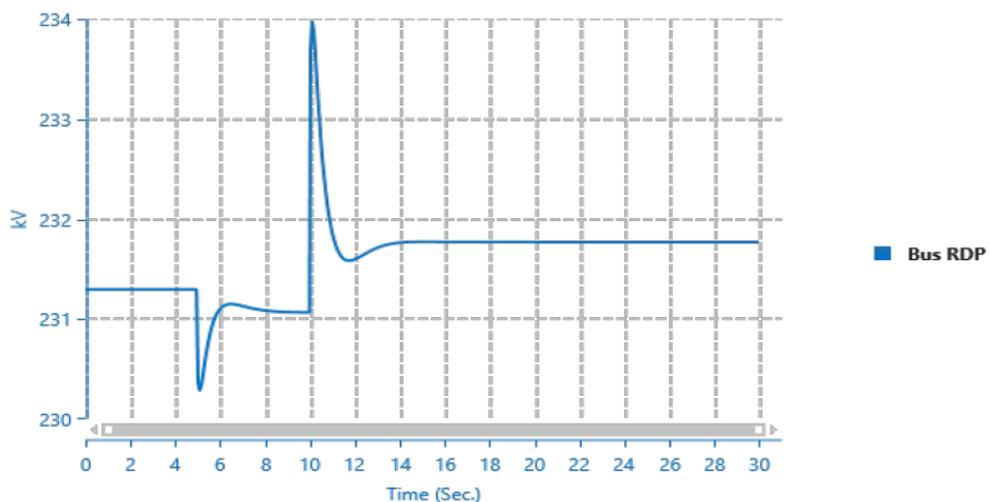


Figure IV-54: Résultat de tension au jeu de barre 220KV au poste RDP.

Le déclenchement de la ligne 60KV ALE/BMD à l'instant $t=5\text{sec}$ a crée une legère perturbation au poste source 220KV RDP, et même pour le fonctionnement de relais de puissance à l'instant $t=10\text{sec}$ qui perturbe le réseau, mais dans des valeurs admissibles.

❖ Résultats de fréquence

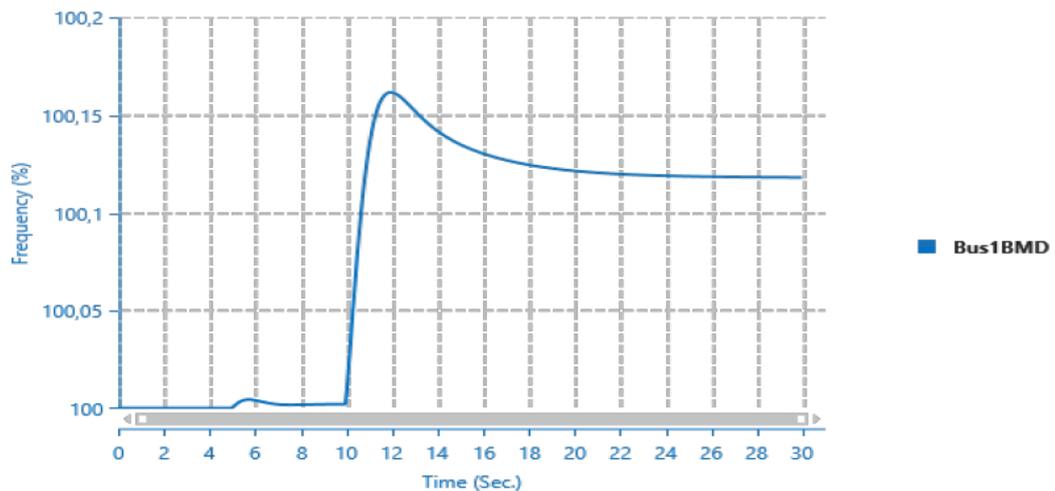


Figure IV-55 : Résultat de fréquence au jeu de barre 60KV au poste BMD.

Au poste Boumerdes dans le cas de fonctionnement avec couplage 60KV fermé, les deux jeux de barres (Bus 1BMD et Bus 2BMD) 60KV devient comme un seul jeu de barre 60KV et les trois transformateurs 60/30KV du poste sont alimentés par la même tension primaire 60KV, la fréquence est la même dans tous les nœuds.

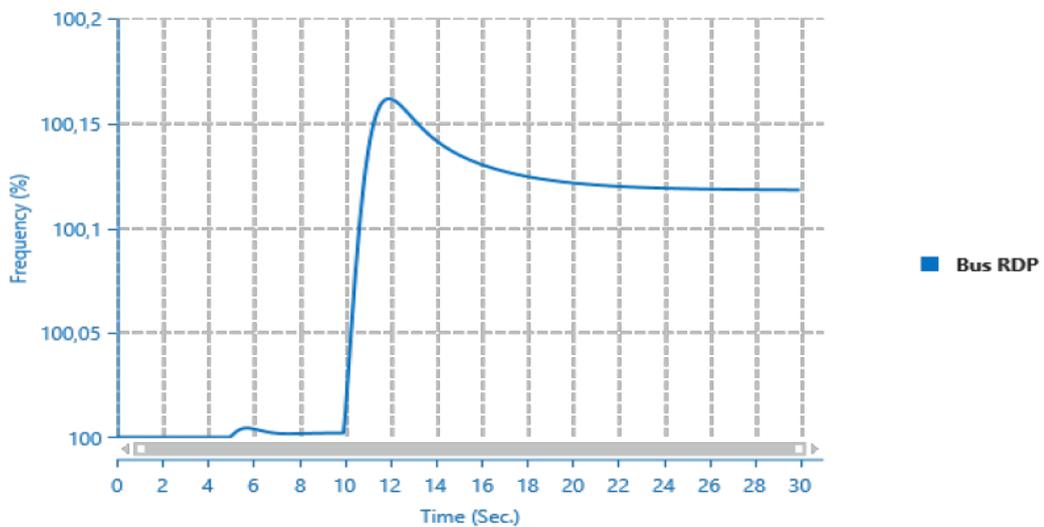


Figure IV-56: Résultat de fréquence au jeu de barre 220KV au poste source RDP.

La courbe de fréquence de la Figure IV-56 au poste source RDP est la même courbe de fréquence Figure IV-55 au poste livraison BMD.

A l'instant $t=5\text{sec}$, il y a une petite variation de la fréquence à cause de l'appelle de courant sur la ligne 60KV SIM/BMD, et après le fonctionnement de relais d'asservissement à l'instant $t=10\text{sec}$ la fréquence augmente par un pic et se stabilise après à la valeur 50,06Hz.

❖ **Résultats des charges au niveau des jeux de barres des arrivées 30KV à l'instant T= 0 sec**

LOAD FLOW REPORT @ T = 0.000-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Bus ARR1	31,500	100,182	- 20,0	0	0	17,012	10,543	Bus1BMD	-17,012	-10,543	366,2	85,0
Bus ARR2	31,500	100,145	- 21,3	0	0	0	0	Bus2BMD	-29,767	-13,434	597,7	91,1
								Bus ARR 2-1	12,757	2,892	239,4	97,5
								Bus ARR2-3	17,010	10,542	366,3	85,0
Bus ARR 2-1	31,500	100,145	- 21,3	0	0	12,757	2,892	Bus ARR2	-12,757	-2,892	239,4	97,5
Bus ARR2-3	31,500	100,145	- 21,3	0	0	17,010	10,542	Bus ARR2	-17,010	-10,542	366,3	85,0
Bus ARR3	31,500	100,182	- 20,0	0	0	17,012	10,543	Bus1BMD	-17,012	-10,543	366,2	85,0

❖ **Résultats des charges au niveau des jeux de barres des arrivées 30KV à l'instant T= 5 sec**

LOAD FLOW REPORT @ T = 5.000-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Bus ARR1	31,500	100,182	- 20,0	0	0	17,012	10,543	Bus1BMD	-17,012	-10,543	366,2	85,0
Bus ARR2	31,500	100,145	- 21,3	0	0	0	0	Bus2BMD	-29,767	-13,434	597,7	91,1
								Bus ARR 2-1	12,757	2,892	239,4	97,5
								Bus ARR2-3	17,010	10,542	366,3	85,0
Bus ARR 2-1	31,500	100,145	- 21,3	0	0	12,757	2,892	Bus ARR2	-12,757	-2,892	239,4	97,5
Bus ARR2-3	31,500	100,145	- 21,3	0	0	17,010	10,542	Bus ARR2	-17,010	-10,542	366,3	85,0
Bus ARR3	31,500	100,182	- 20,0	0	0	17,012	10,543	Bus1BMD	-17,012	-10,543	366,2	85,0

❖ Résultats des charges au niveau des jeux de barres des arrivées 30KV à l'instant T= 15,011sec

LOAD FLOW REPORT @ T = 15.011-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Bus ARR1	31,500	94,400	-22,6	0	0	16,630	10,306	Bus1BMD	-16,630	-10,306	379,9	85,0
Bus ARR2	31,500	94,173	-24,0	0	0	0	0	Bus2BMD	-29,077	-13,586	624,6	90,6
								Bus ARR 2-1	12,461	3,289	250,8	96,7
								Bus ARR2-3	16,615	10,297	380,4	85,0
Bus ARR 2-1	31,500	94,173	-24,0	0	0	12,461	3,289	Bus ARR2	-12,461	-3,289	250,8	96,7
Bus ARR2-3	31,500	94,173	-24,0	0	0	16,615	10,297	Bus ARR2	-16,615	-10,297	380,4	85,0
Bus ARR3	31,500	94,400	-22,6	0	0	16,630	10,306	Bus1BMD	-16,630	-10,306	379,9	85,0

IV-12-3-Interprétation des résultats

De la figure de IV-49 à la figure IV-56 :

De l'instant $t=0$ à l'instant $t=5$ sec, la même interprétation que le cas précédent, deux lignes 60KV ALE/BMD, SIM/BMD alimentent le poste de boumerdes, la charge de la première est 377A, et du deuxième 319A, avec tension de jeux de barres égale à 63,05KV

A l'instant $t=5$ sec lors du déclenchement de la ligne 60KV ALE/BMD, l'autre ligne 60KV SIM/BMD prend la totalité de la charge et atteint la valeur de 727A, la tension au jeux de barres 60KV de poste BMD chute à la valeur 59,73KV, et au jeux de barres 30KV chute aussi de 31,5KV à 29,6KV cela à cause de la surcharge de la ligne 60KV SIM/BMD (courant des charges > au courant nominale 600A de la ligne), et à l'augmentation des pertes par effet joule.

A l'instant $t=10$ (après 5 sec), l'instant de fonctionnement de relais d'asservissement de puissance qui a délesté les départs 30kv (1, 5, 9 et 13), d'une totalité de 20MVA(222A) qui permet de diminuer la charge totale de 727A à 505,3A; cette charge qui est inférieure au seuil de déclenchement de la protection maximum d'intensité MAXI 600A qui surveille la ligne, la tension au jeux de barres 60KV de poste BMD augmente à la valeur 61,88KV, et au jeux de barres 30KV (31,34KV au jeux de barre 1 et3) et (31,55KV au jeux de barres 2-1 et 2-3), le pic de la tension au poste RDP ne dépasse pas 234KV, puis il se stabilise à

231,8KV, la fréquence au réseau a augmentée de (100% -50HZ) à la valeur (100,16%-50,08HZ), puis elle se stabilise à (100,13%-50,06HZ) valeur proche de la fréquence nominale.

Sans les relais d'asservissement le poste boumerdes est effondré dans le blackout, le réseau en amont se déstabilise légèrement après la perte d'une charge de 64,8MW, la tension et la fréquence, (au poste source RDP, au postes 220/60KV SIM et au poste ALE) dépassent les valeurs tolérées, et avec l'installation des relais d'asservissement nous avons évité l'état de blackout au poste boumerdes, malgré que nous avons perdu une partie de la charge(16MW), la tension et la fréquence dans le réseau reste stable dans les meilleurs valeurs.

IV-13-CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons simulé le réseau 220/60/30KV qui alimente la ville de boumerdes sur le logiciel ETAP afin de nous apercevoir de l'écoulement de charge de notre réseau, dans le cas de fonctionnement normal, et simulation de délestage par relais de fréquence suite au perte des moyens de production avec une interprétation et analyse adéquate, et l'analyse de fonctionnement des relais d'asservissements en cas de perte des lignes de transport, permettant de savoir comment le réseau en général se comporte en cas de perturbation que ce soit coté source ou coté charge pour éviter les blackouts.

Le logiciel ETAP est un outil performant pour la conception des réseaux étant donné qu'à travers ça on peut savoir les éventuels menaces qui se trouvent dans les réseaux et dont nous pouvons simuler une solution et également prévenir contre d'autres défauts qui peuvent apparaître aux cours du fonctionnement normal du réseau.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Ce projet porte sur l'étude de la protection et de la sauvegarde de réseau de transport de l'électricité contre les incidents et les événements produisant une grande perturbation auxquelles il peut être soumis à des effondrements de fréquence ou de tension.

Les objectifs de ce travail ont été assignés et pris en charge à travers ces quatre chapitres constituant ce mémoire :

Dans le premier chapitre nous avons caractérisé la structure, l'architecture et les marges de fonctionnement de tension et de fréquence du réseau électrique, l'étude des différents types des instabilités, les origines et leurs conséquences sur le réseau électrique, afin de préserver le système électrique de ces instabilités, il est nécessaire d'équiper le réseau par un système de protection et de sauvegarde approprié.

En effet, pour assurer la protection et la sauvegarde du réseau électrique, une étude des différents types de protection a été présentée dans le deuxième chapitre, nous avons présenté en premier, la protection de distance des lignes avec ces différentes caractéristiques, et la protection de secours à maximum d'intensité, protection différentielle barres, protections des transformateurs HTB, protection de surcharge et les protections des groupes de production, la description et les principes de fonctionnement de la protection de distances sont présentés en détail.

Dans le troisième chapitre nous avons traité les différents relais de protection de sauvegarde, les principaux réglages des relais de délestage, sur critère de fréquence, sur critère de tension et sur critère de transit, son fonctionnement et son installation, nous avons illustré son rôle et son importance dans le réseau électrique nationale, le délestage est une méthode efficace pour éviter les blackouts, et peut être la première solution selon les situations et résoudre les problèmes de la stabilité du réseau, surtout, c'est une bonne méthode à utiliser dans les situations imprévues et critiques qui vont souvent mener à des blackouts.

Au quatrième chapitre nous avons présenté la simulation des différents cas des relais de sauvegarde de fréquence, de réseau 220/60/30KV qui alimente la ville de Boumèrdes, en premier cas de fonctionnement normale de réseau qui donne des paramètres ont des valeurs nominales, en deuxième cas lors de perte des moyens de production, les relais de délestages sur critère de fréquence sont indispensables pour maintenir la stabilité de réseau et éviter le blackout, malgré la mise hors tension d'une partie de réseau alimentant des clients de catégorie classée en des stades différentes, dans le troisième cas nous avons simulé le sauvegarde de réseau par l'asservissement de puissance transitée sur une ligne de transport en cas de déclenchement d'une autres ligne, le délestage d'une partie de charge est aussi nécessaire pour éviter la mise hors

tension de la totalité de la charge, ce cas de simulation a pour rôle d'identifier le comportement des lignes de réseau maillé.

Les modèles de simulation par le logiciel de simulation ETAP présentés dans le dernier chapitre sont réparties comme suit :

- Simulation de l'écoulement de puissance avec application des différents cas de réseau, en cas normale, en cas de perte de moyens de productions, et en cas de perte de ligne de transport.
- Présentation des résultats de simulation en formes des courbes de variation des différents paramètres de réseau (puissances, courant, tension et fréquence.)
- Des résultats détaillés en différentes instants de simulation.
- Des résultats détaillés sous forme des tableaux en chaque nœud et branche de réseau.

Etant conçu pour le calcul et la simulation, le logiciel ETAP nous a facilité la tâche pour l'étude de notre réseau, cela nous a permis de voir comment va se comporter notre réseau en cas de différents types de perturbation.

Durant ce travail, on s'est concentré sur le problème d'analyse des cas de pertes des moyen de production et de perturbation engendré par les déclenchements des lignes de transport dans le réseau électrique, ainsi que les stratégies de réglage et d'installation des relais de délestage .

La sauvegarde et l'amélioration de la stabilité des réseaux de transport et d'interconnexion est une recherche permanente pour les ingénieurs en Electrotechnique ce qui fait l'intégration de l'outil informatique est primordiale.

En outre, nous avons appris les bases d'une conception assistée par ordinateur en utilisant le logiciel ETAP qui nous a fournis des résultats satisfaisantes.

Finalement, nous espérons que notre travail sera fort utile pour l'amélioration des connaissances des étudiants et constituera une étape pour aborder une étude plus approfondie sur la simulation des protections et la stabilité des réseaux électriques par l'utilisation du logiciel de simulation ETAP et d'autre logiciel.

Annexes

Concession de distribution BOUMERDES
DTE/ALE

Direction de transport électricité

Date 15/04/2021
Heure : 12h43

Compte rendu de vérification du plan de délestage

Poste source HT/BMD
Relais de mini fréquence
Marque : Schneider
Type/référence :

Etat de fonctionnement : oui /non

ESSAI						
Nom départ	Tension	Stade affiché	Fréquence Hz	Tempo sec	Concluant/non	observation
BOUKERROUCHA	31 ,5KV	PRIORITAIRE	/	/	OK	RAS
BEB	31 ,5KV	4 ^{eme} STADE	48	0.23	OK	RAS
ENAFROID	31 ,5KV	4 ^{eme} STADE	48	0.22	OK	RAS
INIL	31 ,5KV	PRIORITAIRE	/	/	OK	RAS
KANAGAZ	31 ,5KV	3 ^{eme} STADE	48,5	0.21	OK	RAS
IKAMA	31 ,5KV	PRIORITAIRE	/	/	OK	RAS
BRIQUETERIE	31 ,5KV	1er STADE	49,29	0.21	OK	RAS
TIDJELABINE	31 ,5KV	PRIORITAIRE	/	/	OK	RAS
FOES	31 ,5KV	PRIORITAIRE	/	/	OK	RAS
WILAYA	31 ,5KV	PRIORITAIRE	/	/	OK	RAS
CORSO	31 ,5KV	2 ^{eme} STADE	48,99	10.1	OK	RAS
FIGUIER	31 ,5KV	3 ^{eme} STADE	48,49	0.2	OK	RAS
SABLIERE	31 ,5KV	PRIORITAIRE	/	/	OK	RAS
SAHAL	31 ,5KV	PRIORITAIRE	/	/	OK	RAS

Etaient présent pour la DD :
Nom :

pour GRTE
Nom :

Concession de distribution BOUMERDES
d'électricité

Direction transport

Rapport complet du 4^{eme} cas de simulation (délestage activé) :

Project: SOUTENANCE MASTER ETAP Page:1/12
 Location: FHC /université BOUMERDES 19.0.1C Date: 22-05-2022
 Contract: 2022 SN:
 Engineer: Revision: Base
 Study Case: TS

Filename: SIMULATION DELESTAGE RESEAU
 220/60/30KV BOUMERDES

Config.: Normal

LOAD FLOW REPORT @ T = 0.000-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Bus ARR1	31,500	100,717	- 20,1	0	0	17,049	10,566	Bus1BMD	-17,049	-10,566	365,0	85,0
Bus ARR2	31,500	101,232	- 21,4	0	0	0	0	Bus2BMD	-29,898	-13,405	593,2	91,2
								Bus ARR 2-1	12,813	2,817	237,5	97,7
								Bus ARR2-3	17,084	10,588	363,9	85,0
Bus ARR 2-1	31,500	101,232	- 21,4	0	0	12,813	2,817	Bus ARR2	-12,813	-2,817	237,5	97,7
Bus ARR2-3	31,500	101,232	- 21,4	0	0	17,084	10,588	Bus ARR2	-17,084	-10,588	363,9	85,0
Bus ARR3	31,500	100,717	- 20,1	0	0	17,049	10,566	Bus1BMD	-17,049	-10,566	365,0	85,0
Bus RDP	230,000	103,041	- 11,2	0	0	0	0	Bus1ALE	95,067	47,979	259,4	89,3
								Bus1ALE	95,067	47,979	259,4	89,3
								Bus1SIM	157,720	90,627	443,1	86,7
								Bus1SIM	157,567	90,569	442,7	86,7
								BusGe1	-146,178	-67,370	392,1	90,8
								BusGe2	-119,748	-69,928	337,8	86,4
								BusGe3	-119,748	-69,928	337,8	86,4
								BusGe4	-119,748	-69,928	337,8	86,4
Bus1ALE	230,000	102,386	- 11,6	0	0	72,948	45,209	Bus RDP	-94,873	-64,987	281,9	82,5
								Bus RDP	-94,873	-64,987	281,9	82,5
								Bus1SIM	-32,243	-23,812	98,3	80,4
								Bus1SIM	-32,243	-23,812	98,3	80,4
								Bus2ALE	60,428	44,130	183,5	80,8
								Bus2ALE	60,428	44,130	183,5	80,8
								Bus2ALE	60,428	44,130	183,5	80,8

Bus1BMD	63,000	100,568	-16,1	0	0	0	0	Bus2ALE	-34,175	-24,603	383,7	81,2
								Bus ARR1	17,088	12,302	191,9	81,2
								Bus ARR3	17,088	12,302	191,9	81,2
Bus1SIM	230,000	102,510	-11,5	0	0	72,985	45,232	Bus1ALE	32,255	13,685	85,8	92,1
								Bus1ALE	32,255	13,685	85,8	92,1
								Bus RDP	-157,459	-98,014	454,2	84,9
								Bus RDP	-157,307	-97,961	453,8	84,9
								Bus2SIM	59,090	41,124	176,3	82,1
								Bus2SIM	59,090	41,124	176,3	82,1
								Bus2SIM	59,090	41,124	176,3	82,1

LOAD FLOW REPORT @ T = 0.000-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	
Bus2ALE	63,000	103,192	-15,0	0	0	146,374	90,715	Bus1BMD	34,557	25,813	383,1	80,1	
								Bus1ALE	-60,310	-38,843	637,1	84,1	
								Bus1ALE	-60,310	-38,843	637,1	84,1	
								Bus1ALE	-60,310	-38,843	637,1	84,1	
Bus2BMD	63,000	101,047	-16,2	0	0	0	0	Bus2SIM	-29,974	-16,843	311,8	87,2	
								Bus ARR2	29,974	16,843	311,8	87,2	
Bus2SIM	63,000	103,627	-14,8	0	0	146,635	90,876	Bus2BMD	30,310	17,849	311,1	86,2	
								Bus1SIM	-58,981	-36,242	612,2	85,2	
								Bus1SIM	-58,981	-36,242	612,2	85,2	
								Bus1SIM	-58,981	-36,242	612,2	85,2	
* BusGe1	15,500	100,000		-6,5	0	0	0	0 Bus RDP			146,518	82,652	87,1
								Gen1	-146,518	-82,652	6266,0	87,1	
* BusGe2	15,500	100,000		-7,4	0	0	0	0 Bus RDP			120,000	81,271	82,8
								Gen2	-120,000	-81,271	5398,4	82,8	
* BusGe3	15,500	100,000		-7,4	0	0	0	0 Bus RDP			120,000	81,271	82,8
								Gen3	-120,000	-81,271	5398,4	82,8	
* BusGe4	15,500	100,000		-7,4	0	0	0	0 Bus RDP			120,000	81,271	82,8
								Gen4	-120,000	-81,271	5398,4	82,8	
Gen1	15,500	108,501	0,0	147,804	107,091	0	0	BusGe1	147,804	107,091	6266,0	81,0	
Gen2	15,500	108,028	-2,0	120,955	99,411	0	0	BusGe2	120,955	99,411	5398,4	77,3	
Gen3	15,500	108,028	-2,0	120,955	99,411	0	0	BusGe3	120,955	99,411	5398,4	77,3	
Gen4	15,500	108,028	-2,0	120,955	99,411	0	0	BusGe4	120,955	99,411	5398,4	77,3	

LOAD FLOW REPORT @ T = 10.000-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Bus ARR1	31,500	100,717	- 20,1	0	0	17,049	10,566	Bus1BMD	-17,049	-10,566	365,0	85,0
Bus ARR2	31,500	101,232	- 21,4	0	0	0	0	Bus2BMD	-29,898	-13,405	593,2	91,2
								Bus ARR 2-1	12,813	2,817	237,5	97,7
								Bus ARR2-3	17,084	10,588	363,9	85,0
Bus ARR 2-1	31,500	101,232	- 21,4	0	0	12,813	2,817	Bus ARR2	-12,813	-2,817	237,5	97,7
Bus ARR2-3	31,500	101,232	- 21,4	0	0	17,084	10,588	Bus ARR2	-17,084	-10,588	363,9	85,0
Bus ARR3	31,500	100,717	- 20,1	0	0	17,049	10,566	Bus1BMD	-17,049	-10,566	365,0	85,0
Bus RDP	230,000	103,041	- 11,2	0	0	0	0	Bus1ALE	95,067	47,979	259,4	89,3
								Bus1ALE	95,067	47,979	259,4	89,3
								Bus1SIM	157,720	90,627	443,1	86,7
								Bus1SIM	157,567	90,569	442,7	86,7
								BusGe1	-146,178	-67,370	392,1	90,8
								BusGe2	-119,748	-69,928	337,8	86,4
								BusGe3	-119,748	-69,928	337,8	86,4
								BusGe4	-119,748	-69,928	337,8	86,4
Bus1ALE	230,000	102,386	- 11,6	0	0	72,948	45,209	Bus RDP	-94,873	-64,987	281,9	82,5
								Bus RDP	-94,873	-64,987	281,9	82,5
								Bus1SIM	-32,243	-23,812	98,3	80,4
								Bus1SIM	-32,243	-23,812	98,3	80,4
								Bus2ALE	60,428	44,130	183,5	80,8
								Bus2ALE	60,428	44,130	183,5	80,8
								Bus2ALE	60,428	44,130	183,5	80,8
Bus1BMD	63,000	100,568	- 16,1	0	0	0	0	Bus2ALE	-34,175	-24,603	383,7	81,2
								Bus ARR1	17,088	12,302	191,9	81,2
								Bus ARR3	17,088	12,302	191,9	81,2
Bus1SIM	230,000	102,510	- 11,5	0	0	72,985	45,232	Bus1ALE	32,255	13,685	85,8	92,1
								Bus1ALE	32,255	13,685	85,8	92,1
								Bus RDP	-157,459	-98,014	454,2	84,9
								Bus RDP	-157,307	-97,961	453,8	84,9
								Bus2SIM	59,090	41,124	176,3	82,1
								Bus2SIM	59,090	41,124	176,3	82,1
								Bus2SIM	59,090	41,124	176,3	82,1

LOAD FLOW REPORT @ T = 10.000-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Bus2ALE	63,000	103,192	-15,0	0		146,374	90,715	Bus1BMD	34,557	25,813	383,1	80,1
								Bus1ALE	-60,310	-38,843	637,1	84,1
								Bus1ALE	-60,310	-38,843	637,1	84,1
				0				Bus1ALE	-60,310	-38,843	637,1	84,1
Bus2BMD	63,000	101,047	-16,2	0		0	0	Bus2SIM	-29,974	-16,843	311,8	87,2
				0				Bus ARR2	29,974	16,843	311,8	87,2
Bus2SIM	63,000	103,627	-14,8	0		146,635	90,876	Bus2BMD	30,310	17,849	311,1	86,2
								Bus1SIM	-58,981	-36,242	612,2	85,2
								Bus1SIM	-58,981	-36,242	612,2	85,2
				0				Bus1SIM	-58,981	-36,242	612,2	85,2
BusGe1	15,500	100,000	-6,5	0		0	0	Bus RDP	146,518	82,652	6266,0	87,1
				0				Gen1	-146,518	-82,652	6266,0	87,1
BusGe2	15,500	100,000	-7,4	0		0	0	Bus RDP	120,000	81,271	5398,4	82,8
				0				Gen2	-120,000	-81,271	5398,4	82,8
BusGe3	15,500	100,000	-7,4	0		0	0	Bus RDP	120,000	81,271	5398,4	82,8
				0				Gen3	-120,000	-81,271	5398,4	82,8
BusGe4	15,500	100,000	-7,4	0		0	0	Bus RDP	120,000	81,271	5398,4	82,8
				0				Gen4	-120,000	-81,271	5398,4	82,8
Gen1	15,500	108,501	0,0	147,804	107,091	0	0	BusGe1	147,804	107,091	6266,0	81,0
Gen2	15,500	108,028	-2,0	120,955	99,411	0	0	BusGe2	120,955	99,411	5398,4	77,3
Gen3	15,500	108,028	-2,0	120,955	99,411	0	0	BusGe3	120,955	99,411	5398,4	77,3
Gen4	15,500	108,028	-2,0		99,411	0	0	BusGe4	120,955	99,411	5398,4	77,3

LOAD FLOW REPORT @ T = 11.376-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Bus ARR1 31,500	31,500	99,099	-22,4	0	0	16,939	10,498	Bus1BMD	-16,939	-10,498	368,6	85,0
Bus ARR2 31,500	31,500	99,540	-23,7	0	0	0	0	Bus2BMD	-29,695	-13,450	600,3	91,1
Bus ARR 2-1 31,500	31,500	99,540	-23,7	0	0	12,727	2,933	Bus ARR 2-1	12,727	2,933	240,5	97,4
Bus ARR2-3 31,500	31,500	99,540	-23,7	0	0	12,727	2,933	Bus ARR2-3	16,969	10,516	367,6	85,0
Bus ARR2-3 31,500	31,500	99,540	-23,7	0	0	16,969	10,516	Bus ARR2	-12,727	-2,933	240,5	97,4
Bus ARR2-3 31,500	31,500	99,540	-23,7	0	0	16,969	10,516	Bus ARR2	-16,969	-10,516	367,6	85,0

Bus ARR3 230,000	99,099	-22,4	0	0	16,939	10,498	Bus1BMD	-16,939	-10,498	368,6	85,0
Bus RDP	101,534	-13,5	0	0	0	0	Bus1ALE	94,483	48,481	262,5	89,0
							Bus1ALE	94,483	48,481	262,5	89,0
							Bus1SIM	156,747	90,955	448,0	86,5
							Bus1SIM	156,595	90,898	447,6	86,5
							BusGe1	-181,192	-90,940	501,2	89,4
							BusGe2	-160,558	-93,937	459,9	86,3
							BusGe3	-160,558	-93,937	459,9	86,3
230,000											
Bus1ALE	100,878	-13,9	0	0	72,505	44,934	Bus RDP	-94,284	-64,690	284,5	82,5
							Bus RDP	-94,284	-64,690	284,5	82,5
							Bus1SIM	-32,046	-23,653	99,1	80,5
							Bus1SIM	-32,046	-23,653	99,1	80,5
							Bus2ALE	60,051	43,918	185,1	80,7
							Bus2ALE	60,051	43,918	185,1	80,7
							Bus2ALE	60,051	43,918	185,1	80,7
63,000											
Bus1BMD	99,007	-18,4	0	0	0	0	Bus2ALE	-33,957	-24,482	387,5	81,1
							Bus ARR1	16,978	12,241	193,7	81,1
							Bus ARR3	16,978	12,241	193,7	81,1
230,000											
Bus1SIM	101,003	-13,8	0	0	72,541	44,957	Bus1ALE	32,058	13,974	86,9	91,7
							Bus1ALE	32,058	13,974	86,9	91,7
							Bus RDP	-156,481	-97,948	458,8	84,8
							Bus RDP	-156,329	-97,895	458,4	84,8
							Bus2SIM	58,717	40,979	178,0	82,0
							Bus2SIM	58,717	40,979	178,0	82,0
							Bus2SIM	58,717	40,979	178,0	82,0
63,000											
Bus2ALE	101,629	-17,3	0	0	145,449	90,141	Bus1BMD	34,346	25,703	386,8	80,1

LOAD FLOW REPORT @ T = 11.376-

Bus ID	kV	Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR
		% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
								Bus1ALE	-59,932	-38,615	642,9	84,1
								Bus1ALE	-59,932	-38,615	642,9	84,1
								Bus1ALE	-59,932	-38,615	642,9	84,1
63,000 Bus2BMD	99,461	-18,5		0	0	0	0	Bus2SIM	-29,774	-16,917	315,5	86,9
								Bus ARR2	29,774	16,917	315,5	86,9
63,000 Bus2SIM	102,058	-17,1		0	0	145,702	90,298	Bus2BMD	30,118	17,940	314,8	85,9
								Bus1SIM	-58,607	-36,079	618,0	85,2
								Bus1SIM	-58,607	-36,079	618,0	85,2
								Bus1SIM	-58,607	-36,079	618,0	85,2
15,500 BusGe1	100,153	-7,7		0	0	0	0	Bus RDP	181,747	115,529	8009,5	84,4
								Gen1	-181,747	-115,529	8009,5	84,4
15,500 BusGe2	100,184	-8,3		0	0	0	0	Bus RDP	161,025	114,639	7349,2	81,5
								Gen2	-161,025	-114,639	7349,2	81,5
15,500 BusGe3	100,184	-8,3		0	0	0	0	Bus RDP	161,025	114,639	7349,2	81,5
								Gen3	-161,025	-114,639	7349,2	81,5
15,500 BusGe4	101,291	0,0		0	0	0	0	Gen4	0,000	0,000	0,0	0,0

15,500	Gen1	111,788	0.0	183,849	154,855	0	0	BusGe1	183,849	154,855	8009,5	76,5
15,500	Gen2	111,429	-1,6	162,795	147,757	0	0	BusGe2	162,795	147,757	7349,2	74,0
15,500	Gen3	111,429	-1,6	162,795	147,757	0	0	BusGe3	162,795	147,757	7349,2	74,0
15,500	Gen4	101,291	0.0	0	0	0	0	BusGe4	0,000	0,000	0,0	0,0

LOAD FLOW REPORT @ T = 30.000-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Bus ARR1	31,500	105,227	-17,8	0	0	13,024	8,071	Bus1BMD	-13,024	-8,071	266,9	85,0
Bus ARR2	31,500	103,085	-21,1	0	0	0	0	Bus2BMD	-25,819	-10,688	496,9	92,4
								Bus ARR 2-1	12,910	2,688	234,5	97,9
								Bus ARR2-3	12,910	8,001	270,0	85,0
Bus ARR 2-1	31,500	103,085	-21,1	0	0	12,910	2,688	Bus ARR2	-12,910	-2,688	234,5	97,9
Bus ARR2-3	31,500	103,085	-21,1	0	0	12,910	8,001	Bus ARR2	-12,910	-8,001	270,0	85,0
Bus ARR3	31,500	105,227	-17,8	0	0	13,024	8,071	Bus1BMD	-13,024	-8,071	266,9	85,0
Bus RDP	230,000	102,955	-12,0	0	0	0	0	Bus1ALE	73,723	30,782	194,8	92,3
								Bus1ALE	73,723	30,782	194,8	92,3
								Bus1SIM	136,330	72,881	376,9	88,2
								Bus1SIM	136,199	72,835	376,6	88,2
								BusGe1	-157,578	-67,244	417,7	92,0
								BusGe2	-131,198	-70,018	362,6	88,2
								BusGe3	-131,198	-70,018	362,6	88,2
Bus1ALE	230,000	102,487	-12,3	0	0	72,978	45,227	Bus RDP	-73,611	-48,184	215,5	83,7
								Bus RDP	-73,611	-48,184	215,5	83,7
								Bus1SIM	-13,001	-8,918	38,6	82,5
								Bus1SIM	-13,001	-8,918	38,6	82,5
								Bus2ALE	33,415	22,992	99,3	82,4
								Bus2ALE	33,415	22,992	99,3	82,4
								Bus2ALE	33,415	22,992	99,3	82,4
Bus1BMD	63,000	103,515	-15,0	0	0	0	0	Bus2ALE	-26,088	-17,992	280,6	82,3
								Bus	13,044	8,996	140,3	82,3

								ARR1				
								Bus ARR3	13,044	8,996	140,3	82,3
Bus1SIM	230,000	102,518	-12,3	0	0	72,987	45,233	Bus1ALE	13,002	-1,246	32,0	-99,5
								Bus1ALE	13,002	-1,246	32,0	-99,5
								Bus RDP	-136,141	-80,623	387,4	86,0
								Bus RDP	-136,010	-80,581	387,1	86,0
								Bus2SIM	57,720	39,487	171,2	82,5
								Bus2SIM	57,720	39,487	171,2	82,5
								Bus2SIM	57,720	39,487	171,2	82,5
Bus2ALE	63,000	105,392	-14,2	0	0	73,850	45,768	Bus1BMD	26,292	18,572	279,9	81,7

LOAD FLOW REPORT @ T = 30.000-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
								Bus1ALE	-33,381	-21,447	345,0	84,1
								Bus1ALE	-33,381	-21,447	345,0	84,1
								Bus1ALE	-33,381	-21,447	345,0	84,1
Bus2BMD	63,000	101,750	-16,7	0	0	0	0	Bus2SIM	-25,873	-13,092	261,2	89,2
								Bus ARR2	25,873	13,092	261,2	89,2
Bus2SIM	63,000	103,809	-15,5	0	0	146,743	90,943	Bus2BMD	26,109	13,744	260,5	88,5
								Bus1SIM	-57,617	-34,896	594,7	85,5
								Bus1SIM	-57,617	-34,896	594,7	85,5
								Bus1SIM	-57,617	-34,896	594,7	85,5
BusGe1	15,500	99,971	-7,0	0	0	0	0	Bus RDP	157,963	84,529	6675,3	88,2
								Gen1	-157,963	-84,529	6675,3	88,2
BusGe2	15,500	99,974	-7,8	0	0	0	0	Bus RDP	131,488	83,042	5794,2	84,5
								Gen2	-131,488	-83,042	5794,2	84,5
BusGe3	15,500	99,974	-7,8	0	0	0	0	Bus RDP	131,488	83,042	5794,2	84,5
								Gen3	-131,488	-83,042	5794,2	84,5
BusGe4	15,500	100,433	0,0	0	0	0	0	Gen4	0,000	0,000	0,0	0,0
Gen1	15,500	108,774	0,0	159,423	112,174	0	0	BusGe1	159,423	112,174	6675,3	81,8

Gen2	15,500	108,276	-2,0	132,588	103,871	0	0	BusGe2	132,588	103,871	5794,2	78,7
Gen3	15,500	108,276	-2,0	132,588	103,871	0	0	BusGe3	132,588	103,871	5794,2	78,7
Gen4	15,500	100,433	0,0	0	0	0	0	BusGe4	0,000	0,000	0,0	0,0

LOAD FLOW REPORT @ T = 30.951-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Bus ARR1	31,500	102,878	-21,4	0	0	12,899	7,994	Bus1BMD	-12,899	-7,994	270,4	85,0
Bus ARR2	31,500	100,642	-24,7	0	0	0	0	Bus2BMD	-25,566	-10,780	505,3	92,1
								Bus ARR 2-1	12,783	2,858	238,5	97,6
								Bus ARR2-3	12,783	7,922	273,9	85,0
Bus ARR 2-1	31,500	100,642	-24,7	0	0	12,783	2,858	Bus ARR2	-12,783	-2,858	238,5	97,6
Bus ARR2-3	31,500	100,642	-24,7	0	0	12,783	7,922	Bus ARR2	-12,783	-7,922	273,9	85,0
Bus ARR3	31,500	102,878	-21,4	0	0	12,899	7,994	Bus1BMD	-12,899	-7,994	270,4	85,0
Bus RDP	230,000	100,791	-15,6	0	0	0	0	Bus1ALE	73,065	31,574	198,2	91,8
								Bus1ALE	73,065	31,574	198,2	91,8
								Bus1SIM	135,115	73,425	383,0	87,9
								Bus1SIM	134,984	73,379	382,6	87,9
								BusGe1	-213,922	-103,827	592,2	90,0
								BusGe2	-202,307	-106,127	569,0	88,6
Bus1ALE	230,000	100,320	-15,9	0	0	72,342	44,834	Bus RDP	-72,950	-47,856	218,3	83,6
								Bus RDP	-72,950	-47,856	218,3	83,6
								Bus1SIM	-12,884	-8,780	39,0	82,6
								Bus1SIM	-12,884	-8,780	39,0	82,6
								Bus2ALE	33,108	22,813	100,6	82,3
								Bus2ALE	33,108	22,813	100,6	82,3
								Bus2ALE	33,108	22,813	100,6	82,3
Bus1BMD	63,000	101,256	-18,6	0	0	0	0	Bus2ALE	-25,840	-17,846	284,2	82,3
								Bus ARR1	12,920	8,923	142,1	82,3
								Bus ARR3	12,920	8,923	142,1	82,3
Bus1SIM	230,000	100,352	-15,9	0	0	72,352	44,840	Bus1ALE	12,886	-0,753	32,3	-99,8
								Bus1ALE	12,886	-0,753	32,3	-99,8
								Bus RDP	-134,919	-80,615	393,1	85,8
								Bus RDP	-134,789	-80,574	392,8	85,8
								Bus2SIM	57,195	39,285	173,6	82,4
								Bus2SIM	57,195	39,285	173,6	82,4
								Bus2SIM	57,195	39,285	173,6	82,4
Bus2ALE	63,000	103,131	-17,7	0	0	73,169	45,346	Bus1BMD	26,050	18,438	283,6	81,6
								Bus1ALE	-33,073	-21,261	349,4	84,1

LOAD FLOW REPORT @ T = 30,951-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow			XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
								Bus1ALE	-33,073	-21,261	349,4	84,1
								Bus1ALE	-33,073	-21,261	349,4	84,1
Bus2BMD	63,000	99,468	-20,3	0	0	0	0	Bus2SIM	-25,621	-13,214	265,6	88,9
								Bus ARR2	25,621	13,214	265,6	88,9
Bus2SIM	63,000	101,551	-19,1	0	0	145,403	90,113	Bus2BMD	25,865	13,887	264,9	88,1
								Bus1SIM	-57,090	-34,667	602,7	85,5
								Bus1SIM	-57,090	-34,667	602,7	85,5
								Bus1SIM	-57,090	-34,667	602,7	85,5
BusGe1	15,500	100,420	-8,8	0	0	0	0	Bus RDP	214,697	137,838	9463,6	84,2
								Gen1	-214,697	-137,838	9463,6	84,2
BusGe2	15,500	100,458	-9,1	0	0	0	0	Bus RDP	203,022	137,520	9092,2	82,8
								Gen2	-203,022	-137,520	9092,2	82,8
BusGe3	15,500	103,355	0,0	0	0	0	0	Gen3	0,000	0,000	0,0	0,0
BusGe4	15,500	100,433	0,0	0	0	0	0	Gen4	0,000	0,000	0,0	0,0
Gen1	15,500	114,289	0,0	217,631	192,233	0	0	BusGe1	217,631	192,233	9463,6	74,9
Gen2	15,500	114,102	-0,9	205,730	187,741	0	0	BusGe2	205,730	187,741	9092,2	73,9
Gen3	15,500	103,355	0,0	0	0	0	0	BusGe3	0,000	0,000	0,0	0,0
Gen4	15,500	100,433	0,0	0	0	0	0	BusGe4	0,000	0,000	0,0	0,0

LOAD FLOW REPORT @ T = 60,000-

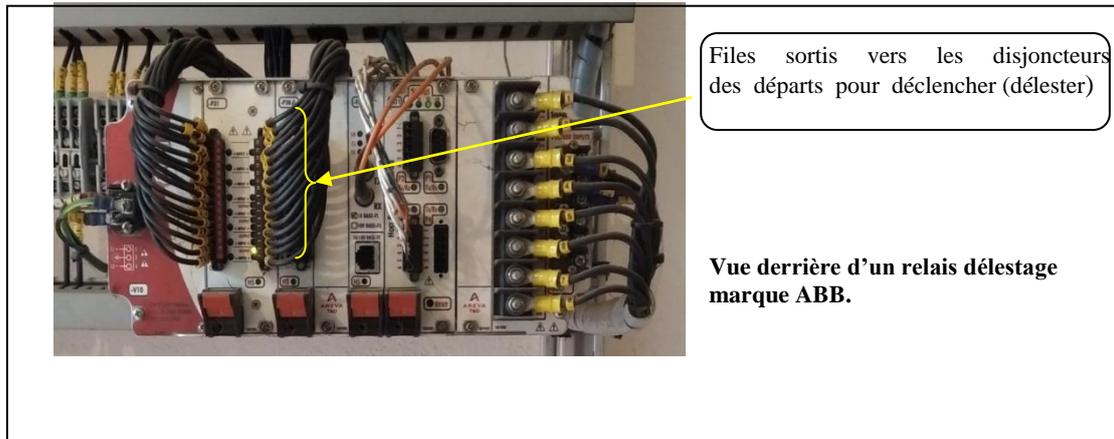
Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow			XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Bus ARR1	31,500	106,890	-17,9	0	0	8,742	5,418	Bus1BMD	-8,742	-5,418	176,4	85,0
Bus ARR2	31,500	104,268	-21,5	0	0	0	0	Bus2BMD	-21,620	-7,963	405,0	93,8
								Bus ARR 2-1	12,972	2,604	232,6	98,0
								Bus ARR2-3	8,648	5,360	178,8	85,0
Bus ARR 2-1	31,500	104,268	-21,5	0	0	12,972	2,604	Bus ARR2	-12,972	-2,604	232,6	98,0
Bus ARR2-3	31,500	104,268	-21,5	0	0	8,648	5,360	Bus ARR2	-8,648	-5,360	178,8	85,0
Bus ARR3	31,500	106,890	-17,9	0	0	8,742	5,418	Bus1BMD	-8,742	-5,418	176,4	85,0
Bus RDP	230,000	102,351	-13,6	0	0	0	0	Bus1ALE	62,206	23,016	162,7	93,8
								Bus1ALE	62,206	23,016	162,7	93,8
								Bus1SIM	104,487	51,817	286,0	89,6
								Bus1SIM	104,387	51,784	285,8	89,6
								BusGe1	-179,791	-73,229	476,1	92,6
								BusGe2	-153,496	-76,404	420,5	89,5
Bus1ALE	230,000	101,970	-13,9	0	0	72,825	45,133	Bus RDP	-62,128	-40,286	182,3	83,9

								Bus RDP	-62,128	-40,286	182,3	83,9
								Bus1SIM	-20,005	-12,951	58,7	83,9
								Bus1SIM	-20,005	-12,951	58,7	83,9
								Bus2ALE	30,480	20,447	90,4	83,0
								Bus2ALE	30,480	20,447	90,4	83,0
								Bus2ALE	30,480	20,447	90,4	83,0
Bus1BMD	63,000	103,894	-16,1	0	0	0	0	Bus2ALE	-17,503	-11,638	185,4	83,3
								Bus ARR1	8,751	5,819	92,7	83,3
								Bus ARR3	8,751	5,819	92,7	83,3
Bus1SIM	230,000	102,029	-13,8	0	0	0	0	Bus1ALE	20,009	2,965	49,8	98,9
								Bus1ALE	20,009	2,965	49,8	98,9
								Bus RDP	-104,377	-59,841	296,0	86,8
								Bus RDP	-104,278	-59,812	295,8	86,7
								Bus2SIM	56,212	37,908	166,8	82,9
								Bus2SIM	56,212	37,908	166,8	82,9
								Bus2SIM	56,212	37,908	166,8	82,9
Bus2ALE	63,000	105,108	-15,5	0	0	73,764	45,715	Bus1BMD	17,592	11,816	184,8	83,0
								Bus1ALE	-30,452	-19,177	313,8	84,6

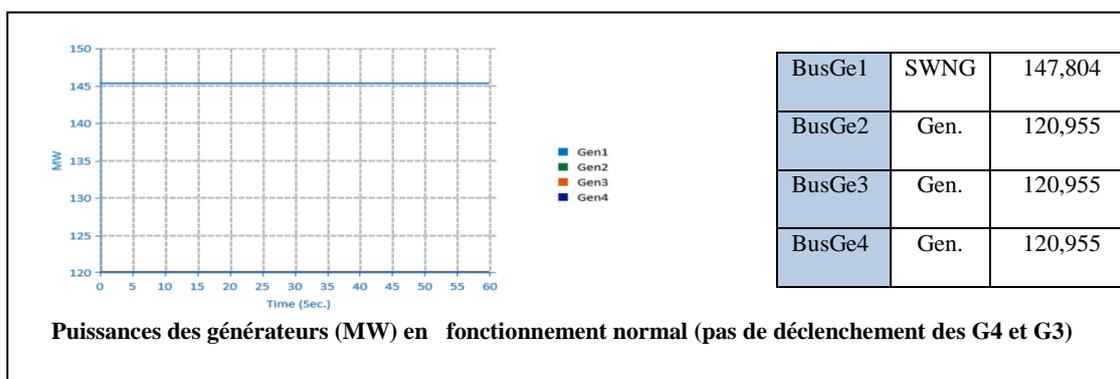
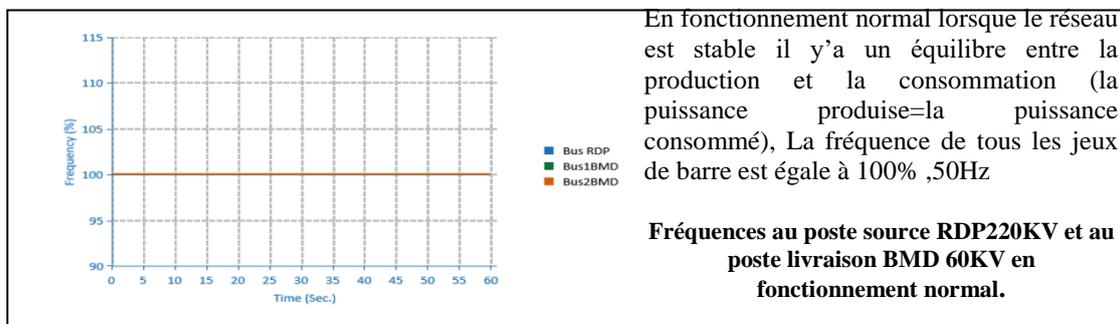
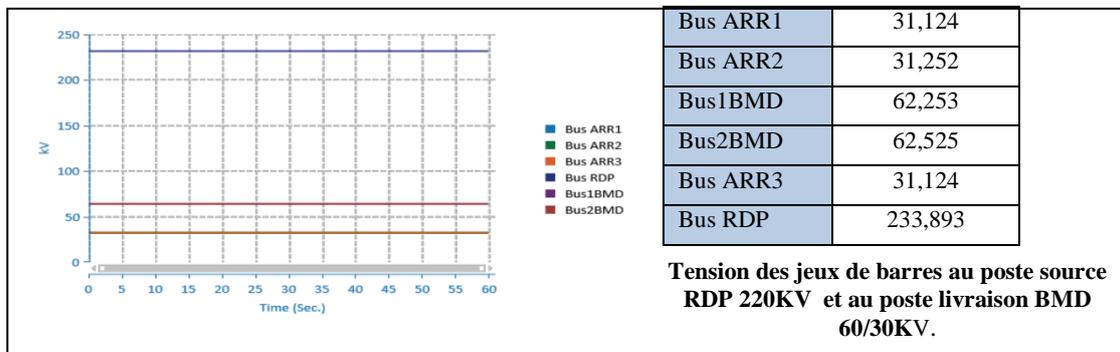
LOAD FLOW REPORT @ T = 60.000-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
								Bus1ALE	-30,452	-19,177	313,8	84,6
								Bus1ALE	-30,452	-19,177	313,8	84,6
Bus2BMD	63,000	101,885	-18,0	0	0	0	0	Bus2SIM	-21,656	-9,550	212,9	91,5
								Bus ARR2	21,656	9,550	212,9	91,5
Bus2SIM	63,000	103,456	-16,9	0	0	146,53 2	90,812	Bus2BMD	21,813	9,924	212,3	91,0
								Bus1SIM	-56,115	-33,579	579,3	85,8
								Bus1SIM	-56,115	-33,579	579,3	85,8
								Bus1SIM	-56,115	-33,579	579,3	85,8
BusGe1	15,500	99,891	-7,8	0	0	0	0	Bus RDP	180,291	95,539	7608,5	88,4
								Gen1	-180,291	-95,539	7608,5	88,4
BusGe2	15,500	99,898	-8,7	0	0	0	0	Bus RDP	153,887	93,808	6719,9	85,4
								Gen2	-153,887	-93,808	6719,9	85,4
BusGe3	15,500	100,436	0,0	0	0	0	0	Gen3	0,000	0,000	0,0	0,0
BusGe4	15,500	100,433	0,0	0	0	0	0	Gen4	0,000	0,000	0,0	0,0
Gen1	15,500	109,920	0,0	182,188	131,221	0	0	BusGe1	182,188	131,221	7608,5	81,1
Gen2	15,500	109,375	-2,0	155,366	121,642	0	0	BusGe2	155,366	121,642	6719,9	78,7
Gen3	15,500	100,436	0,0	0	0	0	0	BusGe3	0,000	0,000	0,0	0,0
Gen4	15,500	100,433	0,0	0	0	0	0	BusGe4	0,000	0,000	0,0	0,0

Câblage des relais de délestage



Résultats de simulation de fonctionnement normal cas n°01 :



Caractéristiques des branches transformateurs et des lignes dans logiciel ETAP

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Y	
T1	2W XFMR	Bus1ALE	Bus2ALE	0,23	10,14	10,14	
T2	2W XFMR	Bus1ALE	Bus2ALE	0,23	10,14	10,14	
T3	2W XFMR	Bus1ALE	Bus2ALE	0,23	10,14	10,14	
TF1	2W XFMR	Bus1SIM	Bus2SIM	0,23	10,14	10,14	
TF2	2W XFMR	Bus1SIM	Bus2SIM	0,23	10,14	10,14	
TF3	2W XFMR	Bus1SIM	Bus2SIM	0,23	10,14	10,14	
TGe1	2W XFMR	BusGe1	Bus RDP	0,13	5,68	5,68	
TGe2	2W XFMR	BusGe2	Bus RDP	0,13	5,68	5,68	
TGe3	2W XFMR	BusGe3	Bus RDP	0,13	5,68	5,68	
TGe4	2W XFMR	BusGe4	Bus RDP	0,13	5,68	5,68	
TR1	2W XFMR	Bus1BMD	Bus ARR1	0,93	41,63	41,64	
TR2	2W XFMR	Bus2BMD	Bus ARR2	0,69	31,22	31,23	
TR3	2W XFMR	Bus1BMD	Bus ARR3	0,93	41,63	41,64	
Line ALE/BMD	Line	Bus2ALE	Bus1BMD	2,18	7,63	7,93	0,1210303
Line SIM/BMD	Line	Bus2BMD	Bus2SIM	2,91	10,17	10,58	0,1613737
Line ALE/RDP1	Line	Bus RDP	Bus1ALE	0,17	0,91	0,92	17,1159400
Line ALE/RDP2	Line	Bus RDP	Bus1ALE	0,17	0,91	0,92	17,1159400
Line ALE/SIM1	Line	Bus1SIM	Bus1ALE	0,10	0,51	0,52	9,7144510
Line ALE/SIM2	Line	Bus1SIM	Bus1ALE	0,10	0,51	0,52	9,7144510
Line SIM/RDP1	Line	Bus1SIM	Bus RDP	0,08	0,44	0,45	8,3266720
Line SIM/RDP2	Line	Bus1SIM	Bus RDP	0,08	0,44	0,45	8,3300710

2-Winding Transformer Input Data

Transformer	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+5%	-5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type
T1		120.000	230.000	63.000	12.50	45.00	0	0	0	-5.000	2.500	12.5000	YNyn
T2		120.000	230.000	63.000	12.50	45.00	0	0	0	-5.000	2.500	12.5000	YNyn
T3		120.000	230.000	63.000	12.50	45.00	0	0	0	-5.000	2.500	12.5000	YNyn
TF1		120.000	230.000	63.000	12.50	45.00	0	0	0	-5.000	2.500	12.5000	YNyn
TF2		120.000	230.000	63.000	12.50	45.00	0	0	0	-5.000	2.500	12.5000	YNyn
TF3		120.000	230.000	63.000	12.50	45.00	0	0	0	-5.000	2.500	12.5000	YNyn
TGe1		220.000	15.500	230.000	12.50	45.00	0	0	0	-2.500	2.500	12.5000	YNd
TGe2		220.000	15.500	230.000	12.50	45.00	0	0	0	-2.500	2.500	12.5000	YNd
TGe3		220.000	15.500	230.000	12.50	45.00	0	0	0	-2.500	2.500	12.5000	YNd
TGe4		220.000	15.500	230.000	12.50	45.00	0	0	0	-2.500	2.500	12.5000	YNd
TR1		30.000	63.000	31.500	12.50	45.00	0	0	0	-2.500	2.500	12.5000	YNyn
TR2		40.000	63.000	31.500	12.50	45.00	0	0	0	-2.500	2.500	12.5000	YNyn
TR3		30.000	63.000	31.500	12.50	45.00	0	0	0	-2.500	2.500	12.5000	YNyn

Caractéristiques des transformateurs de réseau simulé (puissances, tensions, impédance, régulations, et couplage des enroulements)

Exemple concret de délestage sur le réseau interconnecté 400/220/60 KV au territoire national par mini F en 1er et 2ème stade qui a fonctionné suite au déclenchement de la centrale SKH qui fonctionnait en pleine charge 1200MW le 17/02/2019 à 01H39 mn, cette centrale débite sur le réseau 400KV vers le poste ELAFROON qui a choqué par un défaut barre (Figure).

Ce délestage a fonctionné correctement et fais son rôle de sauvegarder le réseau national.

Les charges délestés suite à ce fonctionnement de mini F des régions GRTE Alger-capitale et la région GRTE de transport Centre sont indiqués sur le tableau suivant :

❖ **Région GRTE de transport d'Alger Capitale**

Postes Sources	Départs	début	fin	Charges Coupées (A)	Charges Coupées (MVA)
Bab Ezzouar 30 kV	Djoumhouria	01H39	02H07	76	4,01
Bab Ezzouar 10 kV	05-juil		02H09	27	0,49
Mohammedia	Mda 1			60	1,09
	Les dunes			24	0,44
Mohammedia	Bananier 2		44	0,8	
Dar el Beida	KPMG 1		02H11	0	0
	SCCA 2			40	0,73
	SCCA 1			0	0
	UNO			14	0,25
Rouïba Eclairage	Faiencerie		02H13	37	1,95
	Lind gaz 2			0	0
	Baticim			11	0,58
	Château d'eau			22	1,16
El Hamiz	Hamiz		02H15	50	0,91
	Freris			53	0,96
	Bab ezzouar 2			53	0,96
	Artizana			101	1,83
	SNTP			107	1,94
	La gazelle			40	0,73
	Orangers 2			70	1,27
	Ennasre			50	0,91
	Cevital			23	0,42
	Kaidi			53	0,96
Amirauté	Mandariniers		63	1,14	
	Haddad		64	1,16	
	Louni arezki		31	0,56	
Ain Benian	Said Touati		51	0,93	
	Deffous	-	-		
	Domaine Si El Houas	-	-		
	AADL Daas Chaabani	42	0,76		
	Djamila	78	1,42		
Ain Benian	La grotte	133	2,42		

	Sidi youcef			120	2,18
Ouled Fayet	Guechatna		02H17	70	1,27
10 kV	Communaux			40	0,73
	Club des pins			70	1,27
	Zone c			12	0,63
Sidi Abdellah	Zaatria			15	0,79
Dely Brahim	Ain Benian		02H18	67	1,22
	Sopiref			47	0,85
	Qods 1			85	1,54
	El bina			50	0,91
	Ben haddadi			30	0,54
	Qods 2			30	0,54
	Bouchebouk			24	0,44
Douera	Holden			12	0,63
	Ouled mendil			44	2,32
	Dkakna			45	2,37
	El houria			20	1,06
Souidania	05-juil			30	1,58
	Domaine aziro			33	1,74
	Centre-ville Souidania			20	1,06
Ouled Fayet 30 KV	SNMC		02H20	20	1,06
Aurassi	Frais vallon		01H57	130	2,36
	Bab el oued 1		01H57	170	3,09
Ben Aknoun	Paradou		06H25	85	1,54
Hamma	Mustapha A		01H58	39	0,71
	Mustapha B		01H59	53	0,96
Hydra	Souidania		01H59	55	1
	Lycee Bouamama		01H59	103	1,87
Kouba	Ain Naadja 3		01H59	39	0,71
	Zonka		01H59	15	0,27
Mustapha	Zabane		02H01	24	0,44
	Place Kennedy		02H01	54	0,98
Glaciere	Centre Hamza		02H01	51	0,93
	Secteur industriel		02H01	83	1,51
Tafourah	Port 2		02H01	0	0
	CHU Mustapha		Reprise à 01H40	72	1,31
Baraki 30 kV	Baba ali		02H03	180	9,5
	Meftah		02H03	0	0
Birkhadem	Mezouar		02H04	59	1,07
	Gaid 3		02H04	100	1,82
	Gaid 2		02H04	19	0,35
	Magistra 1		02H04	39	0,71
Draria	1600 lgts		02H05	58	3,06
Reghaia	Kemis El Khechna		02 :17	52	2,6
	Zhun		02 :21	33	0,5

	Remelec	02 :22	1	0
	MEDICAL	02 :22	0	0
Rouiba	10kV Benmered	02 :20	111	2
Ain Taya 10kV	Sufrene	02 :21	65	1
	AADL Hraoua 2	02 :21	74	1.3
	Chabou	02 :22	31	0.5
	Ben Zerga	02 :32	94	1.5
	Doum	02 :20	46	0.7
				92,7

❖ **Région GRTE de transport Centre :**

Postes Sources	Départs	Début	Fin	Charges Coupées (A)	Charges Coupées (MVA)	
Bouira	Tikjda	01 :38	01 :49	80	4	
Bir Ghalou 60	Bir Ghalou		01 :48	20	1	
Freha	Mekla		02 :19	100	5	
CM DBK	Boukhalfa		02 :13	60	3	
Tizi Medden	Tala Guilef		02 :28	44	4	
	Draa Mizane		02 :08	58	3	
Souk El Djemaa	Tasaft		03 :22	80	4	
Berrouaghia	Ain Boucif		1 :45	35	1.74	
	Zone industriel		02 :01	5	0.23	
Ksar El Boukhari	Ksar El Boukhari 45		01 :50	64	3.2	
	Chellalet el adaourra		01 :48	30	1.4	
	Ain Ouassara		1.50	95	4.7	
Medea	Médéa 2		02 :15	70	3.5	
Ain El bel	Sidi Rahal		02 :05		34	1.2
	El Aamra			52	2.6	
	Ain El Bel			38	1.8	
	Taadmit			24	1.2	
	Djebel El Azrag			21	1.1	
BCC Chlef Nord	Taougrite		02 :07	30.4	1.5	
	Flita		02 :07	22.45	1.2	
	Beni Hawa		02 :08	28.46	1.5	
	Kharba		02 :08	78	3.9	
	Kalloul		2 :57	50.22	2.5	
BCC Chlef Centre	Sendjek		02 :08	70,87	3.5	
	Beni Rache		02 :07	69.03	3.5	
	Bradei		02 :07	6.33	0.3	
	Sidi Yacoub		02 :07	55	2.6	
	Boukadir		02 :09	20.33	2.2	
Si Mustapha	Sonacome2		02 :17	77	3.8	
Ouled Moussa	Beni Amrane		02 :20	39	1.9	
Tizi Ouzou	Sharoua		02 :17	48	2.4	
	SNLB	02 :06	114	5.5		
	Zone industrielle	02 :04	10	0.5		
	Sempac	02 :05	96	4.98		
	Tala Amara	02 :06	48	2.4		
Fréha	Bouzeguene	02 :26	80	4		
DBK	Tadmait	02 :05	10	0.5		
Souk El Djemaa	Iferhounene	03 :23	80	4		
Djelfa	Elkarya	01 :38	02.02	16	0.8	
	SIDI Bayzid			50	2.5	
	El Moudjbara			50	2.5	
	Dar Chioukh			80	4	

DOUADA	ALI AMARI (1)	01h38	01h53	00:17	1,82
	DOUAOUDA MARINE(1)				0,31
	DOUAOUDA VILLE (1)				2,49
	ATTATBA (1)				4,16
KOLEA	LAMPARD (2)				2,08
	CHAIBA (2)				1,35
SIDI RACHED	ONAB (1)				1,87
	BOURKIKI (1)				3,12
	MEURAD (1)				1,56
CHERCHEL	CHERCHELL 1 (2)				2,23
	SP 1 (1)				1,92
GOURAYA	MESSELMOUN (1)				2,7
	GOURAYA (1)				3,48
EL AFROUNE	RTA 2 (2)				02h58
Blida	Mosquée	02 :05	41	2	
	Technicum	02 :04	45	2,2	
Beni Mered	Atlas	02 :06	100	5	
	Z.Ind	02 :06	50	2,5	
	B.Mered	02 :07	30	1,5	
	EXIB	02 :07	60	3	
	BCL1	02 :08	40	2	
	Lampar	02 :02	40	2	
Koléa	Chaiba	02 :02	26	1,3	
Client HT Tonic	Liner 2	02 :00	20	1	
					81,37



Figure annex1 : le défaut qui provoque le fonctionnement de délestage.

Caractéristiques des transformateurs de puissance

ANSALDO Componenti
TRANSFORMATEUR TRIPHASE
 PUISSANCE NOMINALE MVA 90/90/30 ONAN
 120/120/40 ONAF

SIEMENS
 TRANSFORMATEUR TRIPHASE TYPE MAREK...
 PUISSANCE NOMINALE MVA 90/90/30 ONAN
 120/120/40 ONAF

TR1

Plaques signalétiques des TR 220/60/10KV 120MVA

TR2 et TR3

Plaques signalétiques des TR 220/60/10KV 120MVA

ANSALDO Componenti
TRANSFORMATEUR TRIPHASE
 PUISSANCE NOMINALE kVA 22500/30000

TRANSFORMATEUR TRIPHASE POUR L' EXTERIEUR
 Refroidissement ONAN/ONAF
 PUISSANCE NOMINALE kVA 40/40/20

MITSUBISHI - PORTUGAL
 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
 PUISSANCE NOMINALE (ONAN/ONAF) (MVA) 30/30/15

TR1 30MVA
ANSALDO

TR2 40MVA
STEM

TR3 30MVA
MITSUBISHI

Plaques signalétiques des TR 60/30KV de poste BMD.

Les caractéristiques de tous les transformateurs des postes du réseau de simulation sont introduits dans le logiciel ETAP (transformateurs de poste source RAS DJINET 15,5/220KV, transformateurs des postes de SIMUSTAPHA, ALGER-EST 220/60 KV, et transformteurs de poste livraison 60/30KV).

Schémas de réseau de simulation sur ETAP

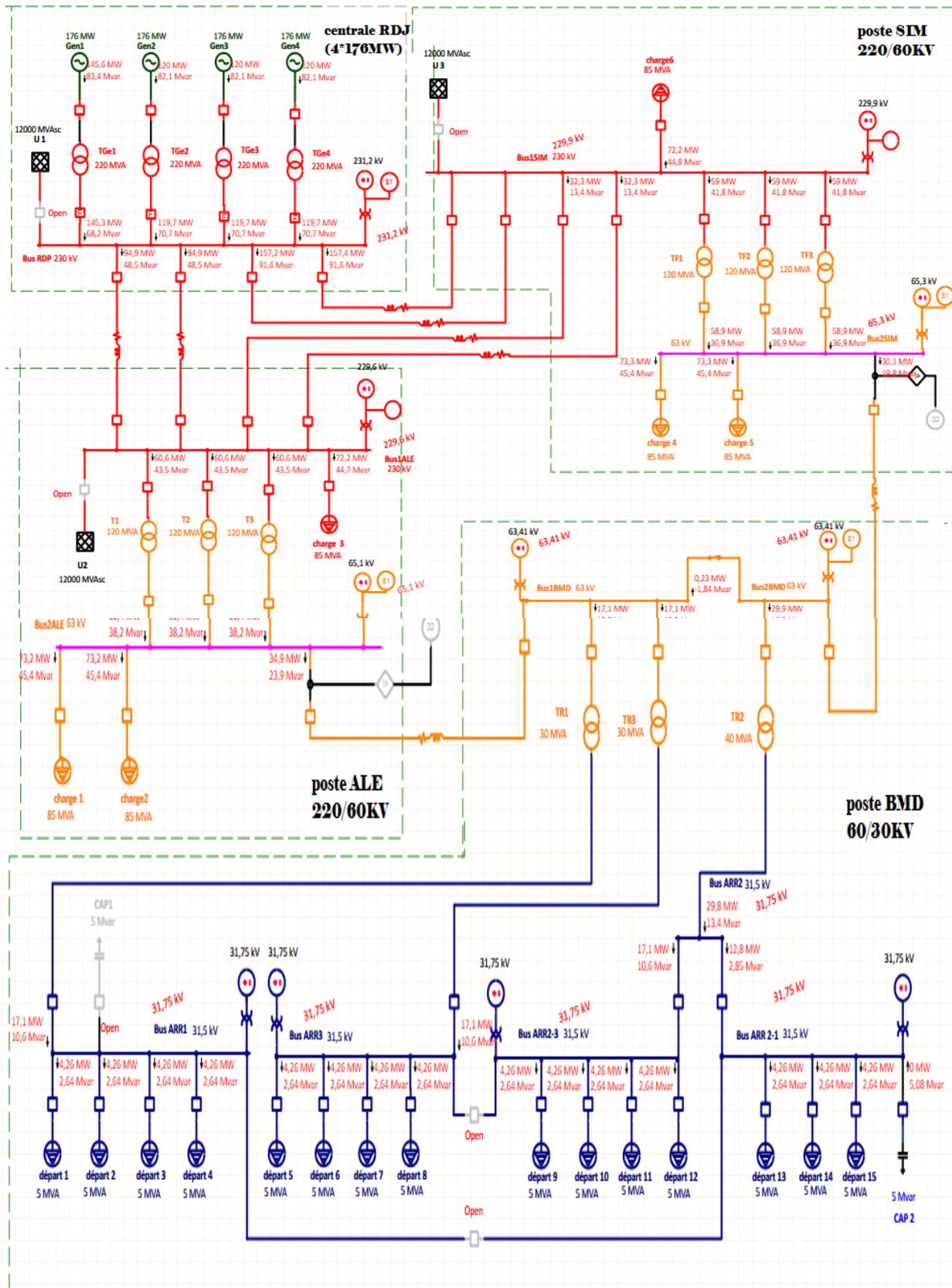


Schéma de simulation (vue l'écoulement des puissances MW et MVAR et les valeurs des tensions aux différents points et nœuds).

Bibliographie

Bibliographie

- 01 Lu Wei juillet 2009 « Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité » t h e s e doctorat Institut National Polytechnique de Grenoble INPG.
- 02 Le black-out de 03-02-2003 « document SONELGAZ ».
- 03 Support de cours réseaux électriques 2017/2018 Centre Universitaire Nour El Bachir El Bayadh Institut des Sciences Département de Technologie.
https://www.cu-elbayadh.dz/ar/wp-content/uploads/2018/01/Polycopie-R%C3%A9seaux-Electriques_corr-1.pdf
- 04 [http://fr.wikipedia.org/wiki/stabilité des réseaux électriques.](http://fr.wikipedia.org/wiki/stabilité_des_réseaux_électriques)
- 05 Schneider électrique Guide de conception des réseaux électriques industriels T & D 6 883 427/A-les architectures de réseaux-
- 06 Chiban samira 2012 « dimensionnement d'une ligne aérienne à haute tension » ingénieur d'état en électrotechnique université mouloud Maamri Tizi Ouzou.
- 07 Règles techniques de raccordement et règles de conduite du système électrique 2019 « Grid Cod » ministère de l'énergie -République Algérienne-.
- 08 Legrand et Azni Micro Energie « la protection des centrales électriques » - février 2005.
- 09 Réglage de la fréquence école technique de Blida ETB 2009 Sonelgaz.
- 10 Technique de l'ingénieur « Interconnexions et échanges d'énergie électrique en Europe » D 4090.
- 11 G.W.Moon: « Predictive current control of distribution static compensator for reactive power compensation », IEEE proceeding on generation transmission and distribution, Vol.146, N°5. pp.515-520.
- 12 [http://www.electrosup.com/poste électriques.](http://www.electrosup.com/poste_électriques)
- 13 Manuel de réglage des protections des réseaux de SONELGAZ.
- 14 Philosophie de réglage des protections des réseaux SONELGAZ.
- 15 C. PRÉVÉ, « Protection des Réseaux Electriques », Edition HERMES, Paris 1998
- 16 Plan de protection de réseau de transport d'électricité n°6 direction du transport de l'électricité 2018.

- 17 [Fr .wikipedia.org/protection des réseaux électrique.](http://fr.wikipedia.org/protection%20des%20r%C3%A9seaux%20%C3%A9lectrique)
- 18 Protection des réseaux électriques Guide de la protection -Schneider électrique.
- 19 M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- 20 Consignes générale d'exploitation « délestage » Ecole technique de Blida Sonelgaz.
- 21 Point de situation pour la configuration de l'asservissement sur le réseau GRTE SONELGAZ /DTE/ direction de la maintenance -département essais et contrôle-
- 22 Consignes générale d'exploitation du système production transport de Sonelgaz. Direction des mouvements d'énergie n°1054/DTM.M-2000.
- 23 Dienta et Traoré Master en génie électrique université Abdelhamid Ibn Badis MASTER 2019.
- 24 Apraez, 2012 Camilo Etude comparative de méthodes de simulation de la stabilité transitoire Université du QUEBEC 2012.
- 25 C. PRÉVÉ, « Protection des Réseaux Electriques », Edition HERMES, Paris 1998.
- 26 Manuel «Protections MICOM», EFFAC.
- 27 Rapport d'incident du 17/02/2019 au Poste 400/220kV d'EL AFROUN GRTE.
- 28 [https://webstore.IEC.ch/preview/info_IEC60684-3-300%7Bed2.0%7Db.pdf](https://webstore.iec.ch/preview/info_IEC60684-3-300%7Bed2.0%7Db.pdf)
Norme internationale CEI IEC international standard 60684-3-300 Deuxième édition Second édition 2002-06
- 29 <https://www.choisir.com/energie/articles/117578/ce-quil-faut-savoir-sur-les-centrales-electriques>
- 30 [https://etap.com/fr/multi-language.](https://etap.com/fr/multi-language)