

Table des matières

Résumé.....	ii
Remerciements.....	iv
Table des matières.....	v
Liste de figures.....	x
Liste des symboles	xvi
Chapitre 1 - Introduction.....	1
Chapitre 2 - État de l'art des systèmes hybrides	5
2.1 Type de fonctionnement.....	5
2.2 Mission des systèmes d'énergie hybrides	6
2.3 Systèmes hybrides sans source d'énergie conventionnelle	6
2.3.1 Système photovoltaïque/stockage.....	7
2.3.2 Système éolien/stockage	7
2.3.3 Système hydroélectrique.....	8
2.3.4 Système hybride éolien/hydraulique.....	8
2.3.5 Système hybride photovoltaïque/éolien/stockage.....	9
2.4 Systèmes hybrides avec sources d'énergie conventionnelle	10

2.4.1	Système photovoltaïque avec source conventionnelle.....	11
2.4.2	Système hybride éolien/source conventionnelle.....	16
2.4.3	Réseau isolé	16
2.4.4	Source hybride hydraulique/éolien/diesel.....	20
2.5	Problèmes induits par l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux électriques	21
2.5.1	Effets sur le plan de protection	23
2.5.2	Effets sur la tension.....	23
2.5.3	Effets sur les puissances de court-circuit.....	24
2.5.4	Prévision de la production	26
2.5.5	Déconnexions intempestives.....	27
2.5.6	Effet sur la fréquence du réseau.....	28
2.6	Objectifs du mémoire	30
2.7	Conclusion.....	30
 Chapitre 3 - Variation de tension et de fréquence dans les réseaux de transport et de distribution		
3.1	Introduction	32
3.1.1	Généralités sur les réseaux électriques	33
3.1.2	Les réseaux de distribution	35
3.1.3	Les postes sources HTB/HTA	35

3.1.4	Exploitation normale des réseaux	37
3.1.5	Tension et puissance réactive.....	41
3.1.6	Les réglages de tension	44
3.1.7	Réglage de la fréquence et contrôle de la puissance active	47
3.1.8	Importance de la tenue de tension et de fréquence dans les réseaux électriques.....	50
3.1.9	La tenue de fréquence et ses conséquences	51
3.2	Système d'énergie hybride	51
3.2.1	Générateur diesel	51
3.3	Centrale hydroélectrique	55
3.3.1	Définition	55
3.3.2	Équation de Bernoulli	56
3.3.3	Puissance brute et nette d'une chute	57
3.4	Générateurs éoliens	59
3.4.1	Générateur asynchrone à cage d'écureuil (SGIG)	60
3.4.2	Génératrice asynchrone à rotor bobiné (WRIG).....	61
3.4.3	Générateur asynchrone doublement alimenté (DFIG).....	61
3.4.4	Générateur synchrone (SG)	63
3.5	Les surtensions induites par la connexion de génération d'énergie décentralisée (GED)	66

3.6 Conclusion.....	75
Chapitre 4 - Dimensionnement et simulation du système hybride	77
4.1 Introduction	77
4.2 Réseau multi sources	81
4.3 Composantes de simulation sous ETAP Power Station 7.5	81
4.3.1 Transformateurs	82
4.3.2 Charges	83
4.3.3 Câble ou ligne dénommés "Impédance":	84
4.3.4 Fusible.....	86
4.3.5 Fonctionnement du mode «star»	86
Create star view	87
4.4 Réseau hybride : Centrale Diesel, Centrale Hydroélectrique et Parc éolien 90	
4.4.1 Introduction.....	90
4.4.2 Scénario 1 : étude la centrale diesel seul	92
4.4.3 Scénario 3 Centrale hydroélectrique combinée au Parc éolien.....	99
4.4.4 Scénario 4 Diesel combiné à l'hydroélectricité	101
4.4.5 Scénario 5 Diesel combiné au parc éolien	104
4.4.6 Récapitulation des différents scénarios.....	106
4.4.7 Remarques	106

4.5 Étude de la coordination de protection en présence de source de production décentralisée	108
4.5.1 Introduction.....	108
4.5.2 Réseau de distribution à étudier	108
4.5.3 Étude du réseau sans source décentralisée.....	109
4.5.4 Étude du réseau avec source décentralisé de 500kW.....	112
4.6 Conclusion.....	122
Chapitre 5 - Conclusions générales.....	123
Annexe A - Données du réseau hybride Centrale Diesel-Centrale Hydroélectrique-Parc éolien	129
Annexe B - Paramètres du réseau hybride	136
Annexe C - Séquences de fonctionnement.....	144

Liste de figures

Figure 2.1	Schéma de principe du système hybride [10].....	9
Figure 2.2	Schéma synoptique du système hybride étudié [14]	10
Figure 2.3	Synoptique d'une source hybride[18]	11
Figure 2.4	Synoptique d'une source hybride[18]	13
Figure 2.5	Source hybride à commutation [21]	14
Figure 2.6	Sources hybrides à connexion parallèle [22].....	16
Figure 2.7	Système hybride photovoltaïque/éolien/diesel.....	19
Figure 2.8	Schéma physique de la chaîne de conversion d'énergie électrique hybride (photovoltaïque éolienne-groupe électrogène) [24]	20
Figure 2.9	Source d'énergie dans un réseau de distribution sans GED[27]	21
Figure 2.10	Source d'énergie dans un réseau de distribution avec GED[27].....	22
Figure 2.11	Schéma équivalent simplifié d'une ligne[2].....	23
Figure 2.12	Modifications des puissances de court-circuit[2].....	25
Figure 2.13	Gabarit de tension auquel doivent satisfaire les éoliennes connectées au réseau de répartition [2]	28
Figure 2.14	Réglage primaire de fréquence [2]	29
Figure 3.1	Organisation des différents niveaux de tension du système électrique[27].....	34
Figure 3.2	Schéma de principe de postes sources HTB/HTA [27].....	36
Figure 3.3	Schéma de principe de postes sources HTB/HTA[27].....	36
Figure 3.4	Modèle de ligne en π [27].....	37
Figure 3.5	Diagramme de Fresnel de la ligne en π [27]	37
Figure 3.6	Modèle de ligne simplifié[27]	39
Figure 3.7	Diagramme de Fresnel de la ligne simplifiée[27]	39

Figure 3.8	Synthèse des moyens de réglage de la tension [27]	43
Figure 3.9	Principe du contrôle de la puissance mécanique [28]	47
Figure 3.10	Schéma bloc d'un générateur Diesel et ses contrôleurs [33].....	52
Figure 3.11	Régulation de vitesse d'un générateur diesel avec des courbes de statisme [33]	53
Figure 3.12	Régulation de vitesse d'un générateur diesel en mode isochronique [33].....	54
Figure 3.13	Système hydroélectrique [36].....	59
Figure 3.14	Système de conversion éolien avec SCIG à vitesse fixe [37]	61
Figure 3.15	Système avec DFIG pour l'opération à vitesse variable [37].....	62
Figure 3.16	Système avec générateur synchrone pour un fonctionnement à vitesse variable [37].....	63
Figure 3.17	Courbes puissance/vitesse du vent pour une turbine à vitesse constante contrôlée par décrochage aérodynamique (bleu discontinu) .Et pour une turbine à vitesse variable contrôlée par angle de calage variable (rouge continu)[37].	65
Figure 3.18	Détermination de la chute de tension sur une ligne[38].....	66
Figure 3.19	Réseau d'étude pour la mise en évidence des impacts de l'insertion de GED[39].....	69
Figure 3.20	Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de GED dans le réseau test[39].....	69
Figure 3.21	Exemple de surtension provoqué par l'insertion de GED[39]	70
Figure 3.22	Transit de puissance dans le réseau test sans GED[39].....	71
Figure 3.23	Transit de puissance dans le réseau test avec une GED connectée au nœud 5[39].....	71
Figure 3.24	Exemple d'une exportation de puissance vers le réseau de transport[39]	72
Figure 3.25	Problème d'aveuglement de protection[39].	74
Figure 3.26	Problème de déclenchement intempestif des protections[39]	75
Figure 4.1	Réseau multi source.....	80

Figure 4.2	Schéma simplifié d'un disjoncteur[41]	85
Figure 4.3	Mode Star	86
Figure 4.4	Présentation de la barre de menu Star	87
Figure 4.5	Caractéristiques des protections à l'aide du mode star.....	88
Figure 4.6	Réseau hybride : Centrale Diesel, Centrale Hydroélectrique et Parc éolien	89
Figure 4.7	Variation de la puissance active en fonction de la charge.....	92
Figure 4.8	Variation de la puissance active en fonction de la charge.....	93
Figure 4.9	Variation de la puissance active en fonction de la charge.....	94
Figure 4.10	Variation de la tension le long de la ligne de distribution en fonction de la charge	95
Figure 4.11	Variation de la puissance active en fonction de la charge.....	96
Figure 4.12	Variation de la puissance réactive en fonction de la charge.....	97
Figure 4.13	Variation de la puissance réactive en fonction de la charge.....	97
Figure 4.14	Variation de la tension le long de la ligne de transport en fonction de la charge	98
Figure 4.15	Variation de la puissance active en fonction de la charge.....	99
Figure 4.16	Variation de la puissance réactive en fonction de la charge ligne non compensée	99
Figure 4.17	Variation de la puissance réactive en fonction de la charge ligne compensée	100
Figure 4.18	Variation de tension le long de la ligne compensée et non compensée.	100
Figure 4.19	Variation de la puissance active en fonction de la charge.....	101
Figure 4.20	Variation de la puissance réactive en fonction de la charge ligne non compensée	102
Figure 4.21	Variation de la puissance réactive en fonction de la charge ligne compensée	102
Figure 4.22	Variation de la tension le long de la ligne de transport	103

Figure 4.23	Variation de la puissance active en fonction de la charge.....	104
Figure 4.24	Variation de la puissance réactive en fonction de la charge.....	104
Figure 4.25	Variation de la puissance réactive en fonction de la charge.....	105
Figure 4.26	Variation de la tension le long de la ligne de transport en fonction de la charge.....	105
Figure 4.27	Réseau électrique à étudier avec une ligne 100ft	109
Figure 4.28	Séquence d'opération défaut sur le bus 3 sans source décentralisé avec une charge de 100HP	110
Figure 4.29	Séquence d'opération défaut sur le bus 3 sans source décentralisé avec une charge de 1000HP	111
Figure 4.30	Court –circuit sur les bus 1 2 et 3 sans éolienne.....	111
Figure 4.31	Éolienne placée sur le bus 1 court-circuit sur le bus 3	112
Figure 4.32	Figure 4. 25 Séquence d'opération, défaut sur le bus 3 avec une charge de 100HP	113
Figure 4.33	Séquence d'opération, défaut sur le bus 3 avec une charge de 1000HP	113
Figure 4.34	Éolienne sur le bus 1 court-circuit sur le bus 3.....	114
Figure 4.35	Éolienne placée sur le bus 2 court-circuit sur le bus 3	115
Figure 4.36	Éolienne placée sur le bus2 court-circuit sur le bus 3	116
Figure 4.37	Séquence d'opération, défaut sur le bus 3 avec une charge de 100HP	116
Figure 4.38	Séquence d'opération, défaut sur le bus 3 avec une charge de 1000HP	116
Figure 4.39	Éolienne placée sur le bus3 court-circuit sur le bus 3	117
Figure 4.40	Séquence d'opération, défaut sur le bus 3 avec une charge de100Hz.....	117
Figure 4.41	Séquence d'opération, défaut sur le bus 3 avec une charge de 1000HP	118
Figure 4.42	Éolienne sur le bus 3 défaut sur le bus1, 2, et 3	118
Figure 4.43	défaut sur le bus 3 avec une ligne de longueur 100ft	119

Figure 4.44 Réseau électrique à étudier avec une ligne de 1km	120
Figure 4.45 Étude avec une ligne de 1km	121
Figure A. 1 Paramètres de la centrale Diesel.....	130
Figure A. 2 Paramètres de la centrale Hydroélectrique	130
Figure A. 3 Paramètre du parc éolien	131
Figure A. 4 Paramètres de la génératrice	131
Figure A. 5 Paramètres du moteur asynchrone.....	132
Figure A. 6 Paramètres de charges statiques	132
Figure A. 7 Paramètres de charge localisée.....	133
Figure A. 8 Paramètres de lignes.....	133
Figure A. 9 Paramètres de disjoncteurs	134
Figure A. 10 Paramètres de fusible.....	134
Figure A. 11 Paramètres du transformateur.....	135
Figure C. 1 Court-circuit sur le bus 1 avec une charge de 100HP	145
Figure C. 2 Court-circuit sur le bus 2 avec une charge de 100HP	145
Figure C. 3 Court-circuit sur le bus 3 avec une charge de 100HP	146
Figure C. 4 Court-circuit sur le bus 1 avec une charge de 1000HP	146
Figure C. 5 Court-circuit sur le bus 2 avec une charge de 1000HP	147
Figure C. 6 Court-circuit sur le bus 3 avec une charge de 1000HP	147
Figure C. 7 Bus 1 charge de 100HP	148
Figure C. 8 Bus 2 charges de 100 HP.....	148
Figure C. 9 Bus 3 charges de 100 HP.....	149
Figure C. 10 Bus 1 charge de 1000 HP	149
Figure C. 11 Bus 2 charges de 100 HP.....	150
Figure C. 12 Bus 3 charge de 100HP	150

Figure C. 13	Bus 1 charge de 100 HP	151
Figure C. 14	Bus 2 charge de 100HP	151
Figure C. 15	Bus 3 charge de 100 HP	151
Figure C. 16	Bus 1 charge de 1000 HP	152
Figure C. 17	Bus 2 charge 1000HP	152
Figure C. 18	Bus 3 charge de 1000HP	153
Figure C. 19	Bus 1 charge de 100 HP	153
Figure C. 20	Bus 2 charge de 100 HP	153
Figure C. 21	Bus 3 charge de 100 HP	154
Figure C. 22	Bus 1 charge de 1000 HP	154
Figure C. 23	Bus 2 charge de 1000 HP	155
Figure C. 24	Bus 3 charge de 1000HP	155

Liste des symboles

Symbole	Description	Unité
BT	Basse tension	Volt
Cp	Coefficient de puissance	Sans unité
g	Accélération de la pesanteur	m/s^2
HTA	Haute tension A	Volt
HTB	Haute tension B	Volt
Ji	Moment d'inertie	$kg\ m^2$
P	Pression du fluide	Pascal
Pa	Puissance	W
Pj	Perte joule	W
Pmax	Puissance maximale	W
P _T	Puissance transmise	W
Q	Débit des eaux	m^3/s
Q _T	Puissance réactive	Var

T_a	Couple d'accélération	N.m
T_e	Couple électromagnétique	N.m
T_p	Taux de pénétration	Sans unité
T_{pp}	Taux de pénétration en puissance	Sans unité
T_e	Couple électromagnétique de la turbine du moteur	N m
V	Vitesse du fluide	m/s
Z	Altitude	m
ρ	Masse volumique du fluide	kg/ m ²
Ω_r	Vitesse de rotation de la turbine du moteur	rad/s

Chapitre 1 - Introduction

Le jumelage des énergies renouvelables et du diesel est prometteur pour les réseaux autonomes habituellement desservis par des groupes électrogènes diesel. Ces groupes diesel sont peu efficaces et produisent des gaz à effet de serre [1]

La combinaison des sources d'énergies renouvelables comme l'éolienne, le photovoltaïque ou les petites centrales hydroélectriques peut constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes utilisés généralement pour la génération d'électricité dans les régions isolées.

L'intégration dans les réseaux électriques des sources d'énergies renouvelables et d'une manière plus générale de la production décentralisée, si elle présente un intérêt incontestable à divers point de vue, implique aussi le respect de contraintes techniques pour assurer aux citoyens et aux entreprises une alimentation en énergie électrique fiable et de qualité. Dans les réseaux de distribution qui n'ont pas été conçus à l'origine pour accueillir de la production, les problèmes à résoudre dépendent du taux de pénétration de la production décentralisée [1-2].

Nous pouvons aussi citer quelques problèmes occasionnés par l'insertion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution.

- Influence sur le dimensionnement des postes haute tension et basse tension.

Il s'agit de s'assurer qu'aucun ouvrage (transformateurs, lignes) ne passe en surcharge du fait de la production décentralisée [1-3].

- Influence sur la protection des réseaux de distribution

Un fonctionnement correct du système exige que lorsqu'un défaut survient sur un départ moyen tension (MT), le distributeur doit pour assurer la sécurité, éliminer le défaut par ouverture du disjoncteur. La présence d'une production décentralisée peut fortement perturber la sélectivité et la sensibilité du plan de protection du réseau de distribution.

- Tenue des équipements aux courants de court-circuit

En matière de protection, on doit tenir compte du fait que les productions décentralisées contribuent à l'augmentation du courant de court-circuit.

- Protection de découplage

En cas de défaut sur la ligne à laquelle est raccordée une installation de production décentralisée, cette dernière doit impérativement se découpler automatiquement et rapidement pour ne pas maintenir le défaut sous tension.

- Influence sur le plan de tension

La présence de la production décentralisée dans le réseau de distribution va avoir une influence sur le plan de tension et sur la commande des dispositifs de réglage, plus ou moins importante selon le mode de raccordement et les conditions de fonctionnement.

- Impacts sur les réseaux de transport

Le caractère versatile de la production éolienne peut provoquer d'importants transits inopinés qui peuvent compromettre dangereusement la stabilité du réseau.

Les systèmes d'énergie hybride sont généralement conçus pour répondre aux besoins énergétiques allant du simple éclairage jusqu'à l'électrification de villages ou de petites villes.

L'utilisation de plusieurs sources d'énergie renouvelable dans un système hybride d'énergie doit avoir une incidence profitable sur la production d'énergie en ce qui concerne le coût et la disponibilité, étant entendu que le bilan écologique est favorable. Le but premier d'un système d'énergie hybride est d'assurer l'énergie demandée par les charges et si possible d'optimiser la part provenant des sources d'énergie renouvelable ; ces dernières étant intermittentes et fluctuantes.

Ce mémoire analysera les variations de tension et de fréquence dans les systèmes hybrides.

La méthodologie à suivre est la suivante :

Le chapitre 1 porte sur l'introduction générale des systèmes hybrides.

Le deuxième chapitre portera sur l'état de l'art. Cette partie s'articule autour des différents travaux de recherche et des applications qui se font autour des énergies renouvelables et de différents types de systèmes de stockage. Le chapitre se termine en dégagant la problématique de recherche à savoir :

L'intégration de sources d'énergie renouvelable dans un réseau autonome. Parmi les points focaux de cette problématique ressort l'importance des protections du réseau, de la tension et de la fréquence.

Dans le chapitre 3, nous analyserons le réseau de transport et de distribution, en faisant ressortir l'importance de la tension et de la fréquence. Nous traiterons les différents éléments qui nous permettront de faire des réglages adéquats dans les réseaux électriques.

Nous donnerons des généralités sur les différents éléments constituant le réseau électrique à savoir : le groupe diesel, la centrale hydroélectrique et le parc éolien.

Dans le chapitre 4, nous dimensionnerons d'abord le système qui sera étudié, ce dernier sera constitué de différentes charges, d'une centrale hydroélectrique, d'un groupe diesel et d'un parc éolien qui va constituer la source de production décentralisée. Dans un premier temps, nous effectuerons une étude permettant de faire l'intégration de sources d'énergie renouvelable dans un réseau autonome et ensuite nous simulerons le réseau ainsi obtenu dans le logiciel ETAP POWER SYSTEM 7.5. Les résultats de simulation seront discutés aux fins d'étudier le comportement de l'intégration de source d'énergie renouvelable dans un réseau autonome.

Enfin, nous terminerons par une conclusion générale.

Chapitre 2 - État de l'art des systèmes hybrides

Parmi les systèmes les plus prometteurs pour l'utilisation des énergies renouvelables, il y a les systèmes d'énergie hybrides. Le terme système d'énergie hybride fait allusion aux systèmes de génération d'énergie électrique utilisant plusieurs types de sources. La combinaison des sources d'énergie renouvelable comme l'éolienne, l'énergie photovoltaïque ou les petites centrales hydroélectriques peut constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesel utilisés généralement pour produire l'électricité dans les régions isolées. Les systèmes d'énergie hybride sont généralement conçus pour répondre à un besoin énergétique allant du simple éclairage jusqu'à l'électrification complète de villages ou de petites îles. Plusieurs classifications de systèmes hybrides sont réalisées selon le critère choisi [4].

2.1 Type de fonctionnement

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux catégories :

Dans la première catégorie, on trouve les systèmes hybrides connectés au réseau.

Les systèmes hybrides de la seconde catégorie fonctionnent en mode autonome, ils doivent satisfaire aux besoins des consommateurs situés dans les zones éloignées du réseau électrique : îles, villages isolés, refuges de montagne.

2.2 Mission des systèmes d'énergie hybrides

Dans la plupart des régions isolées, le générateur diesel est la source principale d'énergie électrique. Le prix du combustible qui augmente avec l'éloignement, et la baisse continue des prix des générateurs basés sur l'énergie renouvelable ont conduit à un couplage entre plusieurs sources, par exemple des éoliennes, des panneaux photovoltaïques et des générateurs. Les systèmes d'énergie hybrides associent au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie classiques, généralement des générateurs, et au moins une source d'énergie renouvelable. Les sources d'énergies renouvelables comme l'éolienne et l'énergie photovoltaïque ne délivrent pas une puissance constante. Leur association avec des sources classiques permet d'obtenir une production électrique continue. Le but d'un système hybride est d'assurer l'énergie demandée par la charge et, si possible, de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie [5]. Les performances d'un système hybride, le rendement et la durée de vie, sont influencées en partie par sa conception, c'est-à-dire le dimensionnement des composants, le type de composants, l'architecture, etc., et d'autre part, le choix de la stratégie de fonctionnement. Quelques paramètres permettant d'évaluer ses performances sont : l'économie de carburant, le coût du kW, le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêts pour l'entretien, etc.

2.3 Systèmes hybrides sans source d'énergie conventionnelle

Ces systèmes hybrides fonctionnent surtout en mode autonome dans des sites où l'approvisionnement en carburant ou le raccordement au réseau électrique est difficile, voire impossible.

2.3.1 *Système photovoltaïque/stockage*

La cellule photovoltaïque ou encore photopile est l'élément constitutif des modules photovoltaïques, un panneau photovoltaïque est constitué de plusieurs modules, ces derniers étant constitués de plusieurs cellules en série afin d'obtenir une tension souhaitée. Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque consiste en une conversion d'énergie lumineuse (solaire) en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque, l'une des propriétés électriques de semi-conducteurs [6].

L'installation photovoltaïque doit être raccordée avec une autre source d'énergie, pour qu'il soit possible de satisfaire la charge durant la nuit ou par temps nuageux. Ces systèmes alimentent soient des maisons, ou des villages.

2.3.2 *Système éolien/stockage*

Le vent est une source d'énergie renouvelable, exploitable avec un bon niveau de sécurité et respectueuse de l'environnement. À la différence des siècles passés, il n'est plus nécessaire d'installer les systèmes éoliens précisément au lieu d'utilisation de l'énergie. Les systèmes éoliens sont maintenant utilisés pour générer de l'énergie électrique qui est transférée par un réseau électrique sur distance plus ou moins grande vers les utilisateurs. Les parcs éoliens tendent à se déplacer vers des sites marins (off-shore) pour capter davantage d'énergie du vent. Les systèmes de génération éolienne autonomes (stand-alone) qui fournissent de l'électricité à de petites communautés sont assez répandus. L'interconnexion du dispositif de stockage avec un générateur éolien peut avoir deux objectifs possibles : soit un rôle de tampon lorsque le système fonctionne en parallèle avec le réseau électrique, le dispositif permet alors de lisser la puissance électrique en

provenance de l'éolienne [7-8]. Ce type de système peut alimenter soit un ménage ,ou un bâtiment et même un village[7-9].Les modes de stockage utilisés peuvent être une batterie [7] ,un électrolyseur avec réservoir d'hydrogène, une combinaison des deux, un stockage par air comprimé ,une combinaison d'un électrolyseur avec réservoir d'hydrogène et un super condensateur [8].

2.3.3 *Système hydroélectrique*

Les petites centrales hydroélectriques sont une source d'énergie propre, renouvelable et prévisible, elles produisent de l'électricité en transformant l'énergie mécanique de l'eau en énergie électrique. Les petites centrales hydroélectriques constituent une des meilleures solutions de rechange à la production onéreuse et très polluante du diesel qui répond aux besoins des communautés situées dans des zones éloignées.

2.3.4 *Système hybride éolien/hydraulique*

La production d'électricité basée sur les énergies renouvelables souffre d'une dépendance à l'égard de la disponibilité d'énergie primaire. Le vent étant aléatoire, les microcentrales hydrauliques peuvent être considérées comme une exception, en effet le débit d'eau ne change pas aussi vite que le vent. Dès lors, la microcentrale hydraulique peut compenser les fluctuations du vent et soutenir les générateurs éoliens, la petite île de l'archipel des Canaries, El Hierro, en Espagne, va devenir la première île du monde entièrement alimenté en électricité par un ensemble d'éoliennes et de petites centrales hydrauliques [9].

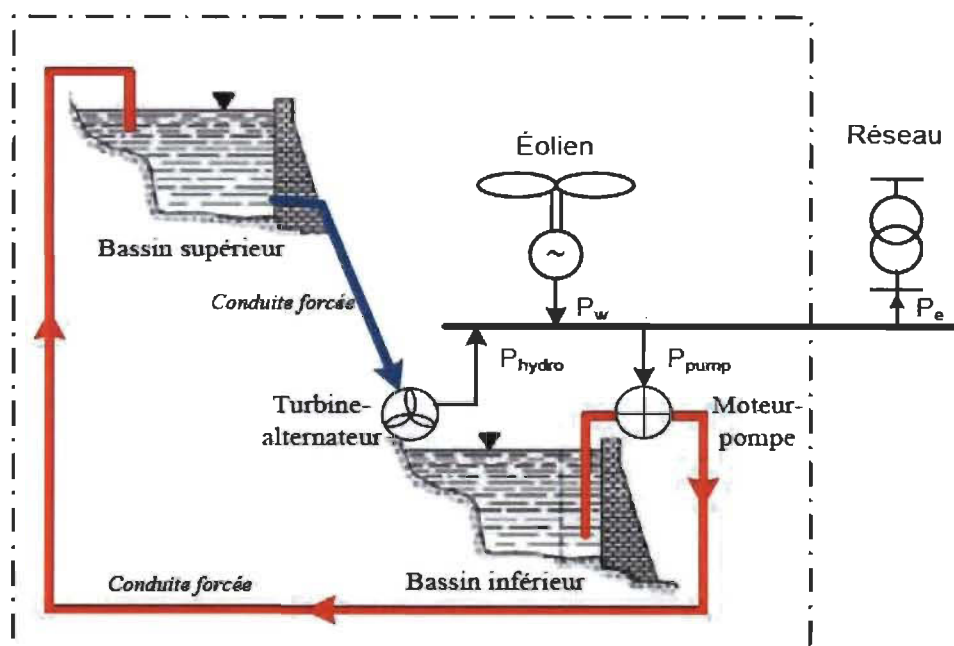


Figure 2.1 Schéma de principe du système hybride [10]

2.3.5 Système hybride photovoltaïque/éolien/stockage

La combinaison de plusieurs sources d'énergies renouvelables [11] permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien en matière technique qu'économique. L'objectif est d'alimenter une charge bien déterminée sur un site spécifique avec une énergie issue de la combinaison de l'éolien et du photovoltaïque. Le problème est de trouver un équilibre entre l'apport énergétique et la demande (la charge). La plupart des travaux concernent l'optimisation de la configuration du système hybride selon divers critères : probabilité minimale de perte de charge [12]. Ce type de système hybride peut assurer l'alimentation des cellules 3G d'opérateurs mobiles [13], des ménages ou des villages. Ces systèmes fonctionnent le plus souvent en régime autonome [14], mais il existe des travaux sur des systèmes connectés au réseau électrique [15]. Les dispositifs de stockage sont plus souvent des batteries [16], parfois un électrolyseur avec réservoir d'hydrogène ou une combinaison de batterie et stockage d'hydrogène [17].

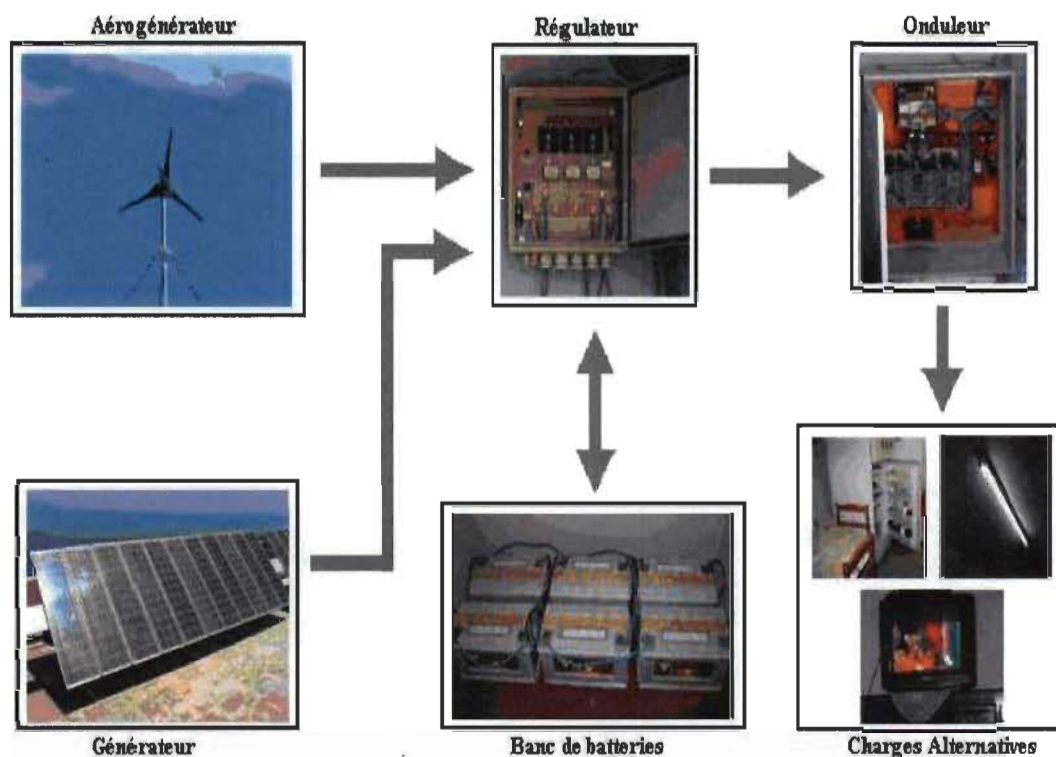


Figure 2.2 Schéma synoptique du système hybride étudié [14]

2.4 Systèmes hybrides avec sources d'énergie conventionnelle

Le système hybride de production de l'énergie dans sa vue la plus générale, est celui qui associe et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables. Le système qui nous intéresse comprend un groupe électrogène avec deux sources d'énergies renouvelables. En couplant ces différents systèmes, nous aurons les avantages suivants :

- Exploitation du système sans interruption ;
- Sécurité d'approvisionnement quelles que soient les conditions météorologiques ;
- Possibilité de préserver le surplus d'énergie produite de ce système.

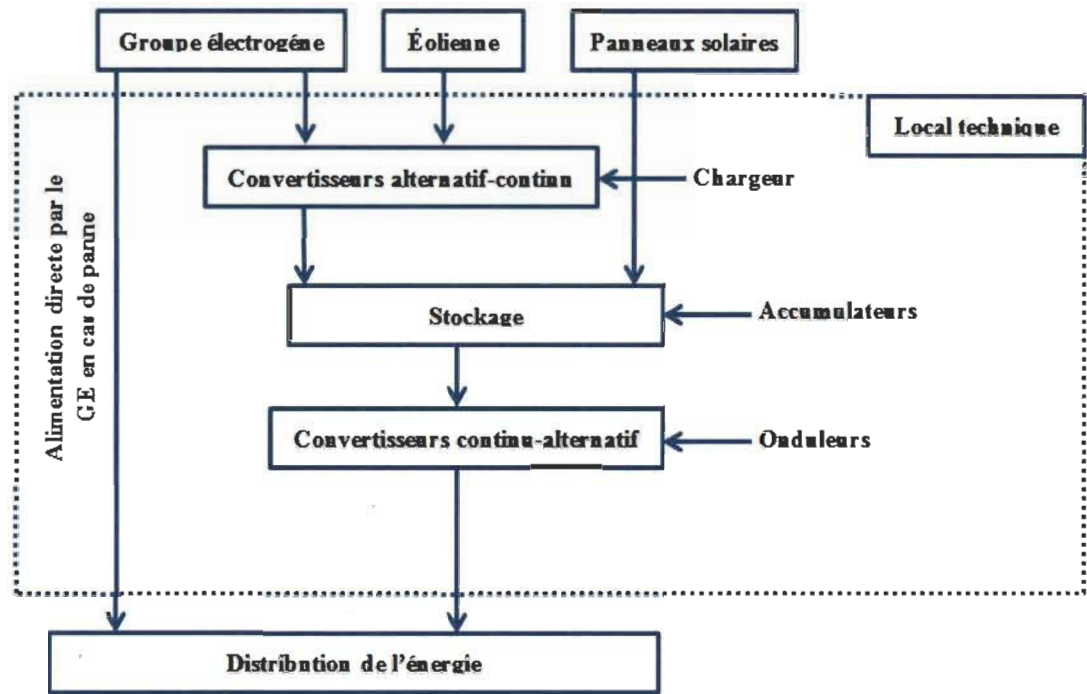


Figure 2.3 Synoptique d'une source hybride[18]

2.4.1 Système photovoltaïque avec source conventionnelle

Ce type de système hybride est utilisé le plus souvent dans des sites qui se caractérisent par un climat chaud [19] comme la Corse, le Maroc et l'Arabie saoudite, où le potentiel solaire est important. Les systèmes autonomes contiennent souvent des batteries, mais aussi d'autres dispositifs de stockage. Les batteries et le champ photovoltaïque produisent un courant continu. Par contre, les moteurs diesel peuvent entraîner des générateurs continus ou alternatifs. Comme les consommateurs demandent souvent du courant alternatif ; on distingue alors différentes structures de systèmes selon le type de la machine couplée avec le moteur diesel. Ces structures sont classifiées selon le type de flux énergétique [20]. Nous présenterons ci-dessous chaque configuration avec ses avantages et ses inconvénients.

La première configuration est la connexion série Figure 2.3. Dans cette configuration, le générateur diesel peut alimenter la charge à travers les convertisseurs électroniques ou charger la batterie. D'après la stratégie de gestion du système hybride, l'énergie produite par l'installation photovoltaïque peut directement alimenter la charge ou passer par la batterie. *Les avantages de cette structure du système sont :*

- Un dimensionnement facile du générateur diesel.
- Un schéma électrique simplifié à cause d'absence de commutation des sources d'énergie en courant alternatif.
- Grâce à l'onduleur, le consommateur se retrouve avec une tension, dont la forme du signal et la valeur sont correctes.

Les inconvénients sont :

- La batterie doit avoir une grande capacité ;
- Un rendement relativement faible dans le cas d'un générateur diesel à courant alternatif, parce que la puissance fournie est convertie deux fois avant d'arriver au consommateur.
- Le générateur et l'onduleur doivent être dimensionnés pour la consommation.

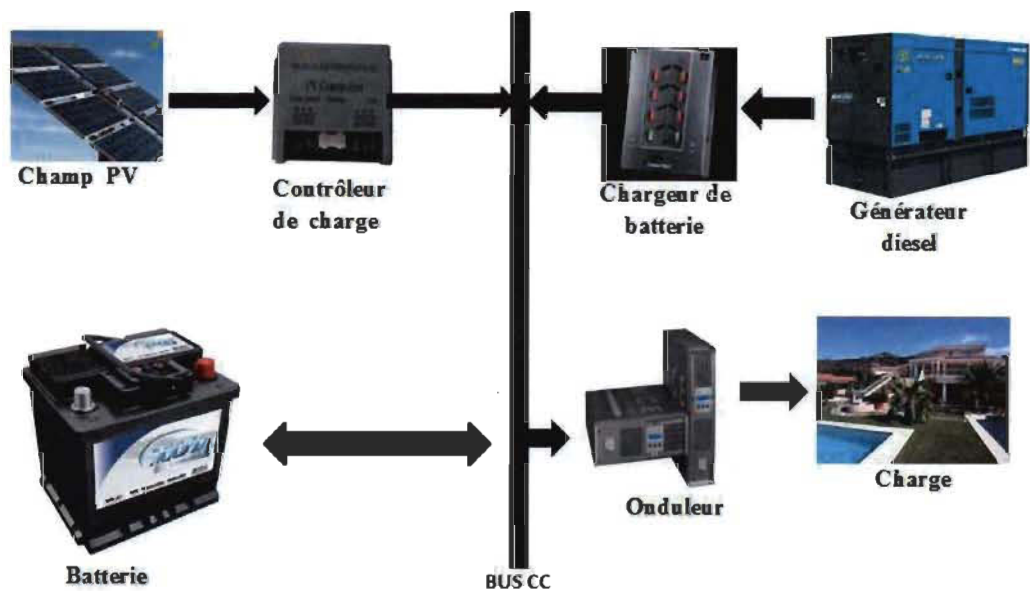


Figure 2.4 Synoptique d'une source hybride[18]

La deuxième configuration possible est à commutation Figure 2.4, elle est souvent utilisée, malgré quelques inconvénients .le consommateur peut être alimenté soit par la source conventionnelle, soit par l'installation photovoltaïque et la batterie via l'onduleur. L'alimentation par les deux simultanément n'est pas possible. Le générateur diesel peut charger la batterie par l'intermédiaire d'un redresseur.

Les avantages de cette configuration sont :

- Le système possède un rendement élevé, parce que le générateur diesel peut alimenter directement la charge, d'où une baisse de consommation du mazout ;
- Un mauvais fonctionnement de l'onduleur n'engendrera pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique parce que la charge peut être satisfaite par le générateur diesel.

Les inconvénients sont :

- L'apparition d'une coupure instantanée de l'alimentation lors de la commutation des sources.
- Le générateur et l'onduleur doivent être dimensionnés pour la consommation maximale du système. De telle manière qu'il puisse fonctionner avec un faible rendement lors de période de faible charge.

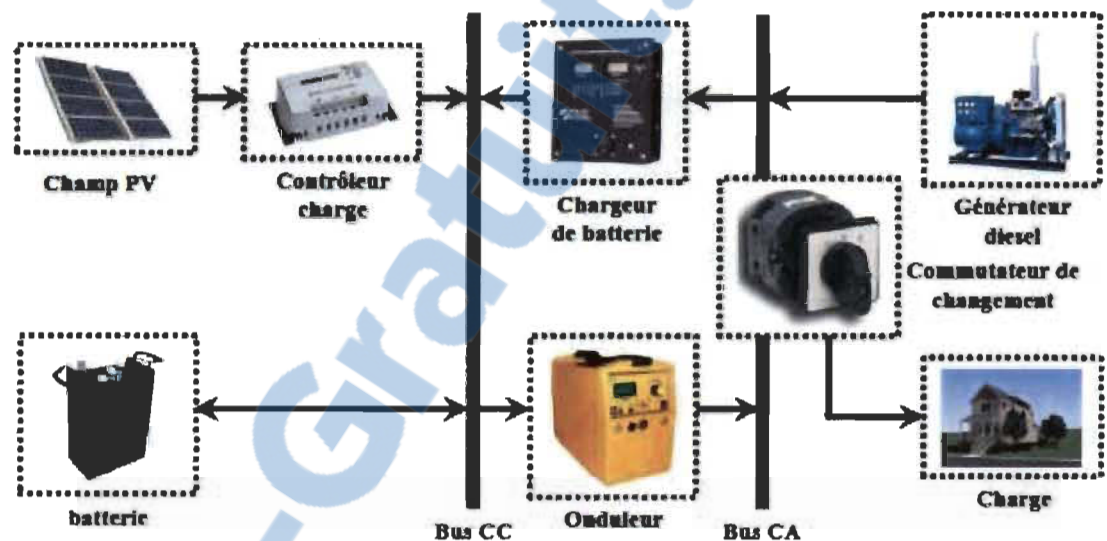


Figure 2.5 Source hybride à commutation [21]

La dernière configuration d'un système hybride photovoltaïque/source conventionnelle est à connexion parallèle Figure 2.5. Dans ce montage, le générateur diesel est interconnecté sur le bus de courant alternatif. L'installation photovoltaïque et la batterie sont liées sur un autre bus de courant continu. Les deux bus sont connectés à l'aide d'un convertisseur électronique bidirectionnel. Il peut travailler soit comme redresseur, lorsque le générateur diesel couvre la consommation électrique et participe dans le chargement de la batterie, soit comme onduleur, quand la charge (ou une partie) est satisfaite par les panneaux photovoltaïques et/ou la batterie. De cette façon, la charge peut être alimentée par les deux bus simultanément.

Les avantages de cette configuration sont :

- Les composants du système ne doivent pas être dimensionnés pour la charge totale, parce que le consommateur peut être alimenté par les deux sources en même temps ;
- Un meilleur rendement, parce que les sources fonctionnent avec une puissance plus proche de leur puissance nominale. De plus, il n'y a pas une conversion de l'énergie produite par le générateur diesel.
- Une avarie du convertisseur électronique ne provoque pas de coupure de l'alimentation de la charge.

Les inconvénients de la configuration sont :

- Le contrôle automatique est obligatoire pour le fonctionnement correct du système.
- Les batteries vieillissent rapidement (pas de chargeur).

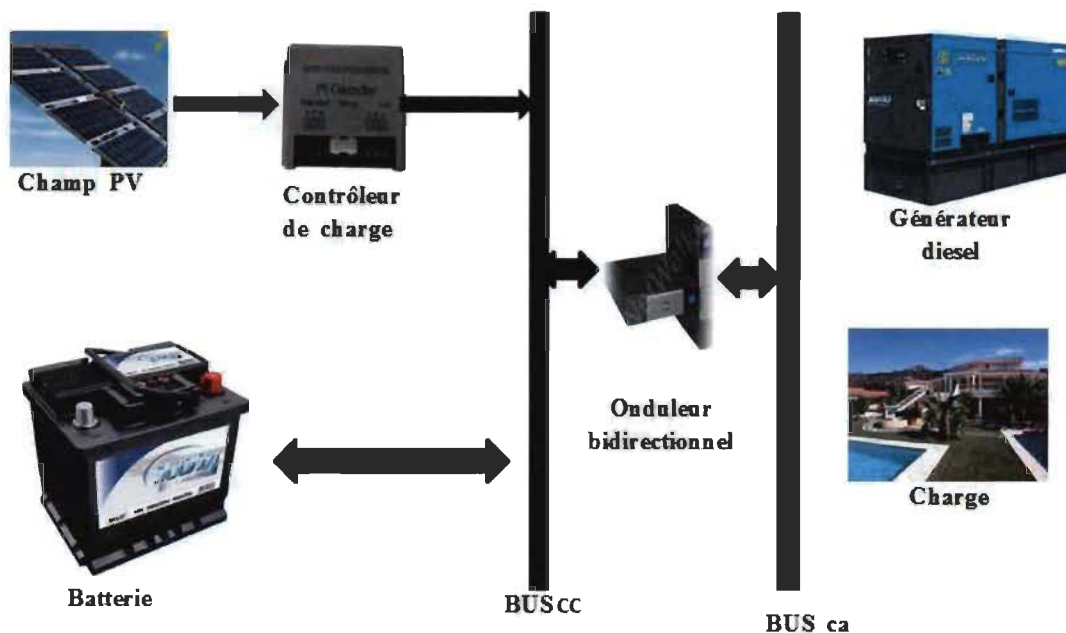


Figure 2.6 Sources hybrides à connexion parallèle [22]

2.4.2 Système hybride éolien/source conventionnelle

Les recherches sur les systèmes hybrides éoliens/diesel se distinguent des études sur les systèmes hybrides photovoltaïques, car les éoliennes sont capables de produire du courant alternatif identique à celui produit par la génératrice diesel. . On a deux types de projets éoliens en réseau [23] :

2.4.3 Réseau isolé

C'est le cas d'un réseau isolé où la puissance installée par éolienne varie en général de 10 kW à 100 kW environ. On appelle sites isolés, les régions qui ne sont pas ou ne peuvent pas être reliés au réseau public de distribution. Il est techniquement complexe et coûteux d'étendre des lignes dans ces zones. L'approvisionnement en électricité de ces communautés dépend seulement des génératrices autonomes fonctionnant au diesel dans la

plupart des régions du monde. Particulièrement aux pays en voie de développement où la production d'électricité dans les communautés éloignées a des coûts prohibitifs en raison du carburant et du transport de ce dernier. La solution éolienne consiste à « un jumelage éolien-diesel », cette technique de génération d'énergie électrique consiste à utiliser en parallèle une ou plusieurs éoliennes avec un ou plusieurs groupes diesel, cette approche est utilisée actuellement dans des communautés nordiques du Canada et aux États-Unis. Le jumelage éolien-diesel représente une solution intéressante pour l'électrification des consommateurs dans les sites isolés [23].

- il amène des économies de carburant beaucoup plus intéressantes (50 à 80 % selon le gisement éolien)
- il permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre

On peut définir quelques grandeurs :

Nous allons associer les grandeurs à des abréviations

Taux de pénétration = T_p

Production annuelle de l'éolienne = P_{AE}

Taux de pénétration en puissance = T_{PP}

Puissance installée en éolienne = P_{IE}

Charge réseau = C_R

Demande annuelle en énergie = D_{AE}

$$T_P = \frac{P_{AE}}{D_{AE}} \quad (2.1)$$

$$T_{PP} = \frac{P_{IE}}{C_R} \quad (2.2)$$

- Système éolien en basse pénétration :

Taux de pénétration en énergie inférieur à 20 %

Taux maximal de pénétration en puissance inférieur à 20 %

La production éolienne est dirigée sur la charge prioritaire, on a des effets limités sur le coût de carburant et les périodes d'exploitation du diesel.

- Système éolien en haute pénétration :

Taux de pénétration en énergie supérieur à 50 %

Taux maximal de pénétration en puissance supérieur à 100 %

Dans cette configuration, on a un impact important sur la consommation du carburant. Toutefois, ce dispositif nécessite un banc de stockage pour maximiser l'utilisation de l'éolienne, des équipements supplémentaires pour effectuer la régulation complète du système. [23].

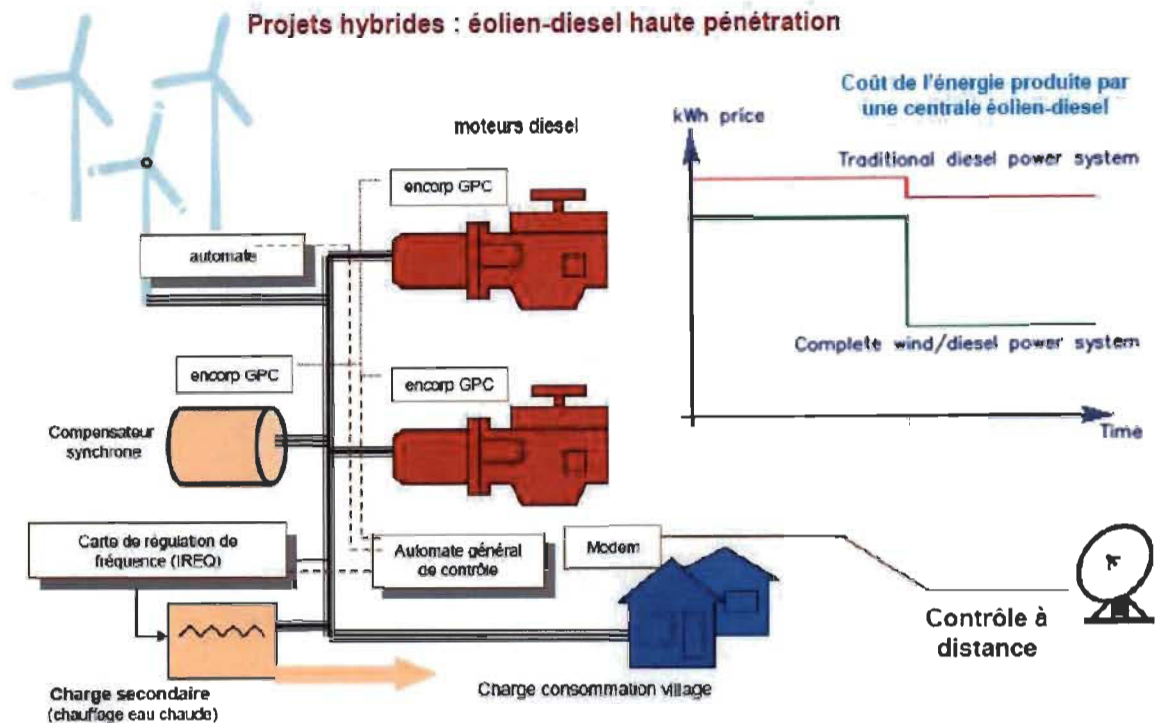


Figure 2.7 Système hybride photovoltaïque/éolien/diesel

Le système hybride présente un double avantage afin de minimiser les perturbations de l'environnement, grâce à une consommation sur le lieu de production de ressources naturelles renouvelables et une sécurité d'approvisionnement, quelles que soient les conditions météorologiques. Il existe deux types de systèmes de production hybride, système alterné et système parallèle. Le système alterné consiste en une association d'un système éolien, un système photovoltaïque et un groupe électrogène relié par un système de commutation entre les trois permettant d'assurer le passage de fonctionnement d'une source à une autre. Par contre, le système parallèle relie les deux sources (éolienne, photovoltaïque) en même temps à la batterie et le groupe électrogène intervient en secours, quand les batteries sont déchargées. Le rôle d'un système hybride de production d'électricité sans interruption dans une région isolée n'est pas seulement d'apporter une

puissance énergétique, mais aussi un outil de développement social et économique des zones rurales, surtout dans les pays en voie de développement [21-22].

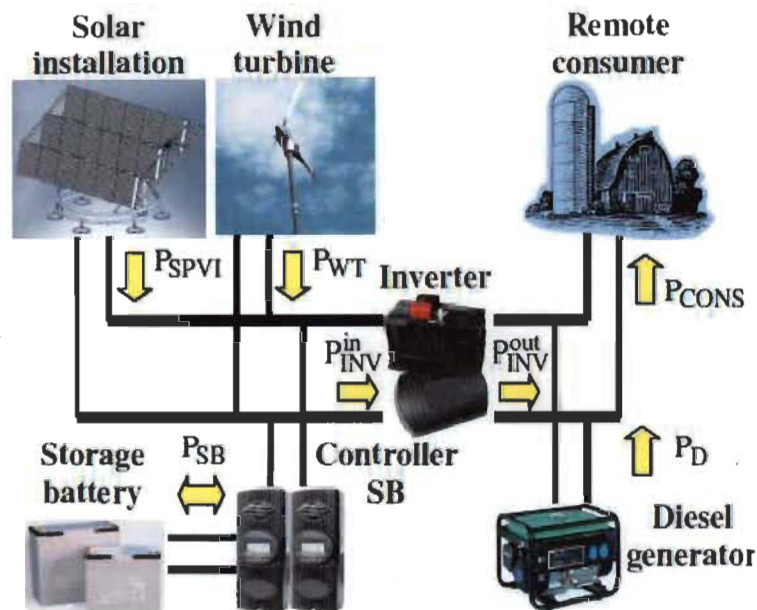


Figure 2.8 Schéma physique de la chaîne de conversion d'énergie électrique hybride (photovoltaïque éolienne-groupe électrogène) [24]

2.4.4 Source hybride hydraulique/éolien/diesel

L'électricité constitue sans aucun doute le vecteur énergétique le plus performant[25]. C'est ce qui explique son formidable développement. Dans les zones où le développement électrique a été plus tardif, les choix ont consisté à étendre les réseaux dans la limite d'une densité de population suffisante. Ailleurs dans les zones reculées des solutions autonomes, non raccordées au réseau, ont été retenues c'est par exemple ce qu'ont fait la Nouvelle – Calédonie, quelques pays d'Afrique, d'Asie et d'Amérique Latine. Les petites centrales hydroélectriques sont une source d'énergie propre, renouvelable et prévisible [26]. Dans ce système l'hydraulique et la génératrice diesel constituent les sources primaires du réseau,

mais, l'objectif dans ce genre de dispositif est de faire d'abord fonctionner l'éolienne et l'hydroélectrique, c'est seulement si les besoins énergétiques ne sont pas satisfaits qu'on fait fonctionner la génératrice diesel. Or le but dans ce système hybride est de faire baisser la facture du diesel et de lutter contre les gaz à effet de serre. Ce système hybride sera étudié, dimensionné dans les prochains chapitres.

2.5 Problèmes induits par l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux électriques

Soit le réseau de distribution de la Figure 2.9 sans source décentralisée à énergie renouvelable. Une forte insertion de production décentralisée à énergies renouvelables comme l'éolien dans le réseau peut faire apparaître sur les réseaux deux types de phénomènes Figure 2.9 et Figure 2.10 :

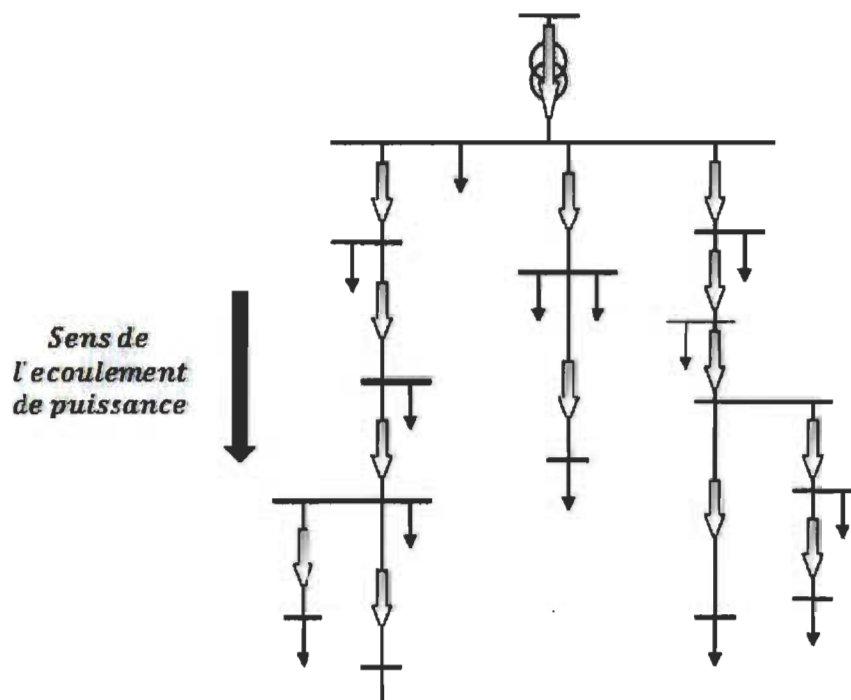


Figure 2.9 Source d'énergie dans un réseau de distribution sans GED[27]

Nous pouvons avoir une modification du sens des flux de puissance, possibilité qui n'a pas été prise en compte lors de la conception des réseaux de distribution. Sur un réseau de distribution radiale, l'énergie circule traditionnellement de l'amont Figure 2.9 (point de connexion au réseau de transport) vers l'aval (les charges). La connexion d'un groupe de production sur un départ Figure 2.10 peut inverser le sens du flux de puissance, entraînant par exemple un dysfonctionnement de protections non directionnelles.

Des inversions de flux de puissance qui peuvent poser de problème de réglage de fréquence sur le réseau de transport.

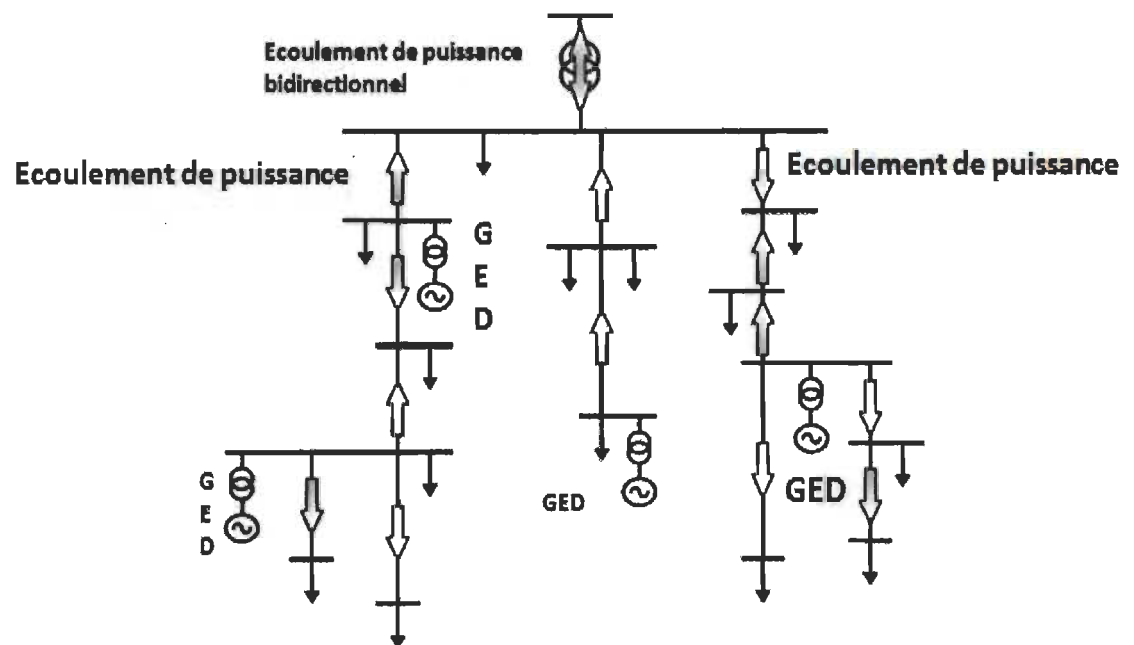


Figure 2.10 Source d'énergie dans un réseau de distribution avec GED[27]

2.5.1 Effets sur le plan de protection

Sur le réseau de distribution, le dispositif fonctionne en considérant que les installations des consommateurs sont passives et non génératrices de production sur le réseau. Dans le cas d'insertion de production décentralisée et d'apparition de défauts, différents dysfonctionnements peuvent apparaître au niveau du plan de protection.[2, 3, 28-30]

2.5.2 Effets sur la tension

Les conducteurs utilisés pour le transport d'énergie peuvent être modélisés de la façon la plus simple par une résistance en série avec une inductance Figure 2.11.

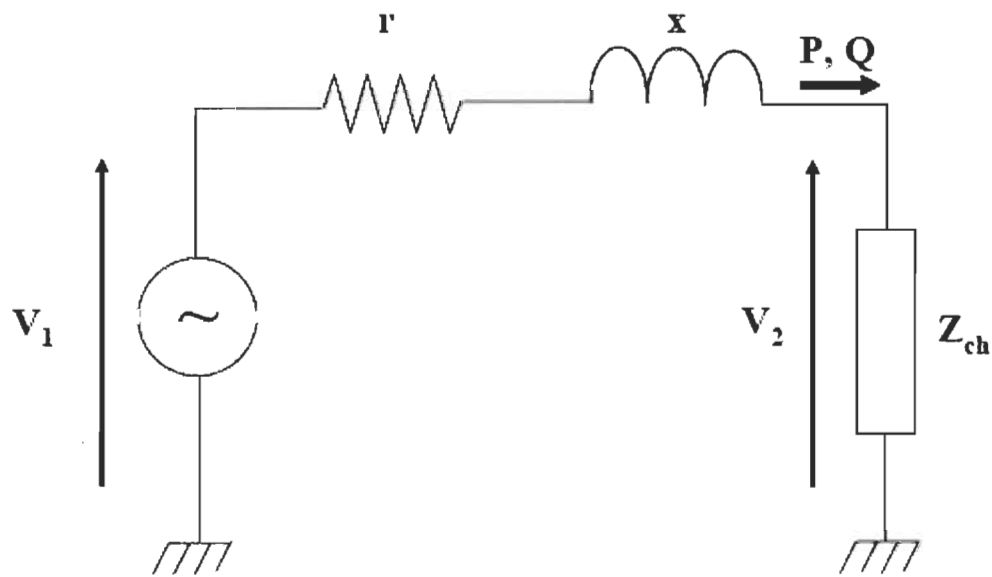


Figure 2.11 Schéma équivalent simplifié d'une ligne[2]

La circulation d'un courant dans ce conducteur va créer une chute de tension ΔV . Cette chute de tension peut être exprimée en fonction des puissances active et réactive qui transitent dans le conducteur soit

$$\Delta V \approx \frac{rP + xQ}{V_2} = V_1 - V_2 \quad (2.3)$$

En examinant cette expression, on remarque que la variation lente ou rapide des deux types de puissance aura des répercussions sur la tension du réseau, on peut citer :

- La modification du plan de tension

La gestion du plan de tension a pour objet de maîtriser les chutes de tension actives et réactives qui sont croissantes de l'amont vers l'aval tout en assurant le respect des obligations contractuelles ou réglementaires. L'insertion d'une production décentralisée modifie cette règle [2-3,25-28,29].

- Le flicker

Les fluctuations rapides de faibles amplitudes de tension sont appelées flicker, dans le cas des éoliennes, ces variations sont dues aux fluctuations de la vitesse du vent, aux limites mécaniques de l'éolienne et à l'effet d'ombre causée par le passage des pâles devant le mât [27-28].

2.5.3 Effets sur les puissances de court-circuit

La puissance de court-circuit au niveau d'un réseau de distribution diminue de l'amont vers l'aval. Avec le raccordement de production décentralisée sur le réseau, cette loi n'est plus valable. Plusieurs cas peuvent alors être énumérés selon l'endroit du court-circuit

Figure 2.12.

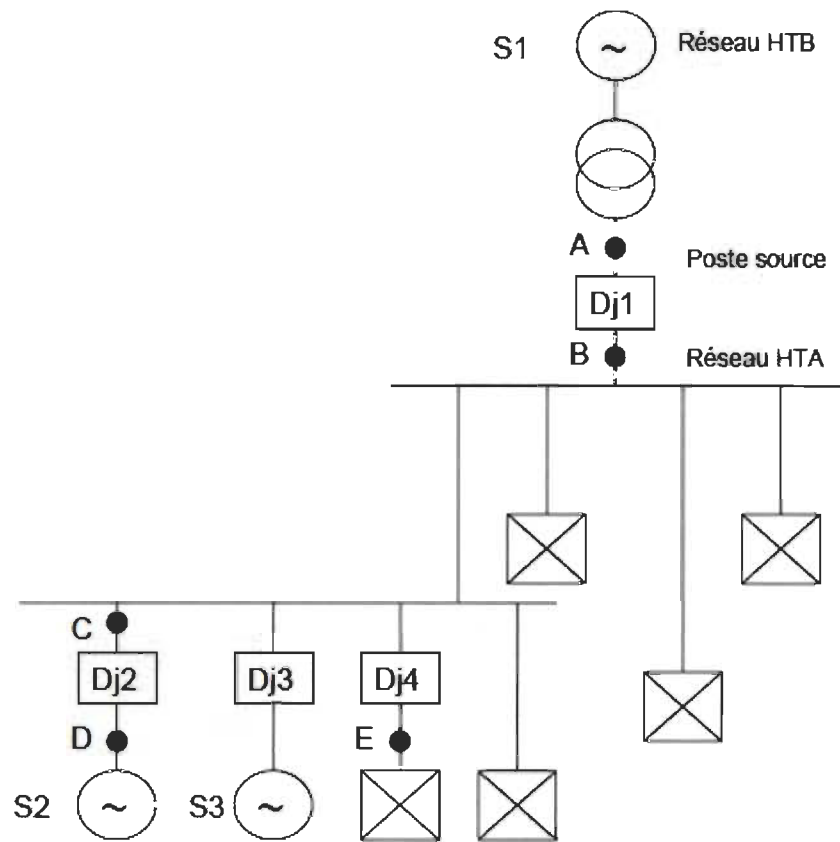


Figure 2.12 Modifications des puissances de court-circuit[2]

- A. Dj1 doit supporter les courants de court-circuit issus des sources S2 et S3 ; Dj2 et Dj3 doivent supporter, respectivement les courants de courts-circuits des sources S2 et S3 ;
- B. Dj1 doit supporter les courants de court-circuit issus de la source S1 ; Dj2 et Dj3 doivent supporter, respectivement, les courants de court-circuit des sources S2 et S3 ;
- C. Dj1 doit supporter le courant de court-circuit issu de la source S1 ; Dj2 doit supporter les courants de court-circuit de la source S2 et Dj3 doit supporter le courant de court-circuit issu de la source S3 ;

- D. Dj2 doit supporter les courants de court-circuit issus des sources S1 et S3, Dj1 et Dj3 doivent supporter, respectivement les courants de courts-circuits des sources S1 et S3 ;
- E. Dj4 doit supporter les courants de court-circuit issus des sources S1, S2, et S3 ; Dj1, DJ2 et Dj3 doivent supporter, respectivement les courants de court-circuit issus des sources S1, S2 et S3.

2.5.4 *Prévision de la production*

Les problèmes que soulève l'intégration de la production intermittente imposent des surcoûts techniques liés au risque de non-disponibilité en période de pointe et aux besoins de réserve supplémentaires pour maintenir l'équilibre instantané entre offre et demande. L'intégration massive de sources non programmables génère des coûts supplémentaires à plusieurs niveaux [31] :

- Des coûts d'installation de réserves supplémentaires pour faire face à la demande (sécurité du système) du fait d'un accroissement de la proportion des sources intermittentes : les besoins de capacité supplémentaires proviennent de l'incertitude quant à la contribution des sources intermittentes à la puissance de pointe.
- Des coûts liés au besoin de disposer de réserves plus importantes pour maintenir, en temps réel, l'équilibre entre consommation et production d'électricité : la question de l'équilibre se situe sur une autre échelle temps, le temps réel. Il ne s'agit plus simplement de prévoir des capacités de production en réserve pour alimenter la demande en périodes de pointe en cas de défaillance des sources intermittentes, mais du fait de l'incertitude de l'apport éolien, d'assurer en permanence l'équilibre entre offre et demande pour maintenir la qualité de la fourniture. En temps réel, la

demande horaire aussi bien que l'offre horaire est en effet susceptible de subir des aléas entraînant un déséquilibre momentané qui doit être compensé par des variations correspondantes de la production ou de la consommation. Dans un système doté principalement de moyens de production thermique classique, les variations de la demande sont les principales sources de déséquilibre, mais, lorsque s'ajoutent de façon des sources intermittentes au système, les variations imprévues de l'offre des producteurs constituent un aléa de plus en plus important qui doit être compensé. Pour cela, le gestionnaire de réseau doit disposer de réserves immédiatement disponibles dont le coût augmente lorsque le volume des déséquilibres devient important.

2.5.5 *Déconnexions intempestives*

Les générateurs éoliens, tout comme la majorité des générateurs décentralisés sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors d'un creux de tension, dès que la tension est inférieure de 80 % de la tension nominale, ou lors d'une variation de fréquence. Afin d'éviter un déclenchement simultané d'une partie de la production éolienne sur un défaut normalement éliminé, il est demandé aux éoliennes installées depuis 2003 (RTE Europe) de pouvoir rester connectées au réseau en cas de baisse de tension et de variation de fréquence suite à des contraintes pouvant varier d'un opérateur à l'autre. Par exemple RTE, demande que les éoliennes restent connectées au réseau tant que le creux de tension reste supérieur au gabarit.

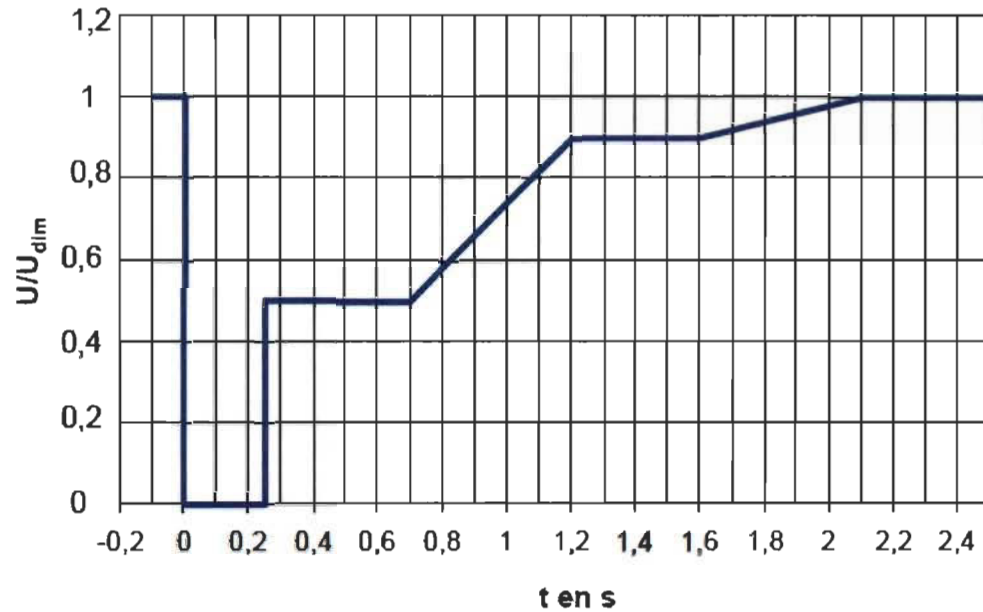


Figure 2.13 Gabarit de tension auquel doivent satisfaire les éoliennes connectées au réseau de répartition [2]

2.5.6 Effet sur la fréquence du réseau

Le réglage primaire de la fréquence est basé sur le constat qu'un déséquilibre entre la production et la consommation induit une variation de fréquence due à la variation de la vitesse des groupes alternateurs classiques. Le réglage primaire de fréquence est réalisé automatiquement au niveau des groupes de production. Il assure une correction rapide en quelques secondes. Ce réglage suit une relation linéaire entre la fréquence imposée par la vitesse des groupes tournants et la puissance Figure 2.14.

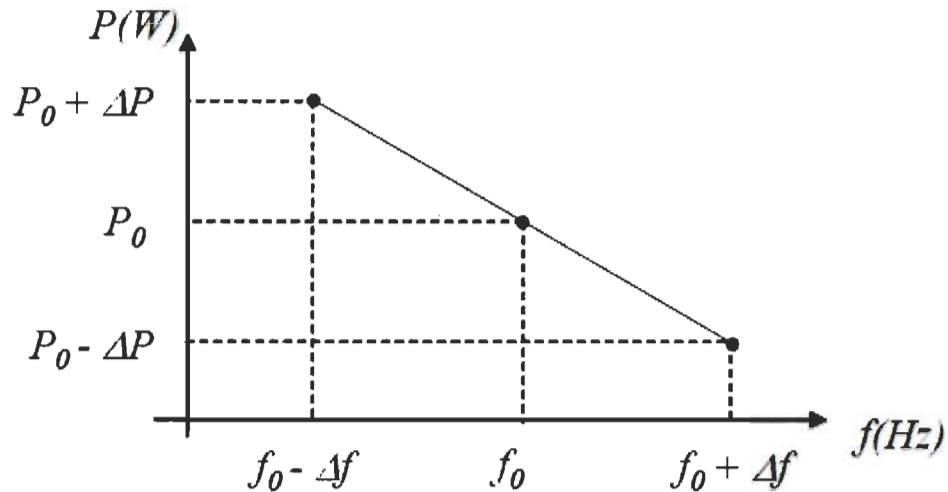


Figure 2.14 Réglage primaire de fréquence [2]

P_0 est la puissance de consigne à la fréquence de référence f_0 , et ΔP la variation de puissance induite par la variation de fréquence Δf .

Dans le cadre des réseaux interconnectés, dans (UCTE) qui est l'organe chargé de coordonner l'exploitation et le développement du réseau de transport d'électricité européen interconnecté par exemple, l'adaptation rapide de la production à la consommation faite par le réglage primaire engendre un écart de fréquence, de plus comme la fréquence est commune dans les pays de l'UCTE, ce réglage primaire provoque des variations de transit entre pays, pour éviter les aléas tels que (la perte de groupe de production). Le rôle du réglage secondaire est alors en quelques minutes (15 minutes en UCTE) de ramener la fréquence à sa valeur nominale et de ramener les échanges entre partenaires à leurs valeurs contractuelles. Cependant, tant que le taux de pénétration de l'éolien reste faible, cette influence peut être considérée comme négligeable.

2.6 Objectifs du mémoire

- a) Dans ce mémoire on dimensionnera d'abord le système qui sera étudié, ce dernier sera constitué de différentes charges, d'une centrale hydroélectrique, d'un groupe diesel et d'un parc éolien qui va constituer la source décentralisée. On bâtera d'abord un modèle de réseau tel que celui de la figure 2.18 sans source décentralisée, ce dernier sera uniquement composé par un groupe diesel et une centrale hydraulique qui seront déterminés par des éléments existants dans le logiciel ETAP, dans lequel on simulera le réseau. On analysera alors les différentes caractéristiques du réseau ; écoulement de puissance, caractéristique de courts-circuits.
- b) Nous introduirons la source d'énergie éolienne sur le même jeu de barre que les deux autres sources à savoir le diesel et l'hydroélectricité.
- c) Nous injecterons ensuite la source d'énergie renouvelable à un nœud de tension et l'on étudiera les conséquences.

2.7 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de faire l'inventaire de différents types de systèmes hybrides et de différents types de stockage. Nous avons aussi pu dégager les différents problèmes qui se posent dans les systèmes d'énergie renouvelable à savoir l'intermittence de l'énergie fournie et ses conséquences. Entre autres, nous avons pu ressortir les causes de dysfonctionnements dans les systèmes hybrides. En parcourant ce chapitre, nous avons pu dégager une problématique qui fera l'objet du mémoire.

Le chapitre 3 portera sur les différentes problématiques rencontrées dans les réseaux de transports et de distribution. Nous y exposerons aussi les différentes solutions des

problèmes soulignés au chapitre 2. Enfin, nous donnerons une description des différentes sources qui constitueront le réseau hybride.

Chapitre 3 - Variation de tension et de fréquence dans les réseaux de transport et de distribution

3.1 Introduction

Le réseau électrique a été conçu à l'origine pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales hydrauliques, thermiques ou nucléaires, vers l'aval représenté par les consommateurs. Le réseau électrique comprend des kilomètres de ligne des postes de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates.

Pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'électricité aussi des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence, ceux-ci couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service du réseau. Cependant, ce dernier peut être soumis à des perturbations qui se propagent très vite sur une partie et qui peuvent avoir un impact critique pour tout le système électrique. Ces perturbations peuvent être, entre autres, accentuées par des productions locales ajoutées sur le réseau de distribution. Or le réseau de distribution, conçu pour assurer le transit d'énergie du réseau amont vers les consommateurs et pour fonctionner sur la base de flux de puissance unidirectionnels, n'est pas prévu pour accueillir les productions décentralisées à grande échelle. Le nombre de producteurs en croissance sur le réseau, les circulations de flux de

puissances initiales vont changer et vont être à l'origine de problèmes divers perturbant le bon fonctionnement du réseau d'électricité [27, 29].

Dans ce chapitre, nous allons exposer les différentes méthodologies qui nous aideront à résoudre les problèmes cités au chapitre 2 à savoir : la variation de tension, de fréquence et on examinera aussi le problème de protection des réseaux électriques, on décrira les éléments constitutifs du réseau électrique à étudier. Enfin, on étudiera les conséquences d'une insertion à un nœud de tension d'une production décentralisée d'énergie renouvelable.

3.1.1 Généralités sur les réseaux électriques

Le développement à grande échelle des réseaux électriques s'est fait pour des raisons techniques et économiques sous forme d'un monopole verticalement intégré. L'énergie électrique étant alors et jusque dans les années 1990 produites de manière exclusivement centralisée, et consommée de manière décentralisée. Cela a nécessité la mise en place d'un réseau capable de transporter l'énergie produite en quelques dizaines de points de production vers les consommateurs.

Le réseau de transport est maillé [1], l'énergie électrique produite est directement injectée sur ce dernier à très haute tension (par exemple en France 225 kV, au Canada 735 kV) pour être transportée sur de grandes distances avec un minimum de pertes. Elle descend ensuite sur les réseaux de répartition (63 kV et 90 kV), puis de distribution (20 kV) d'où elle est distribuée aux gros consommateurs et aux réseaux de distribution à basse tension (230/400V). Cette structure verticale Transport-Répartition-Distribution est schématisée sur la Figure 3.1.

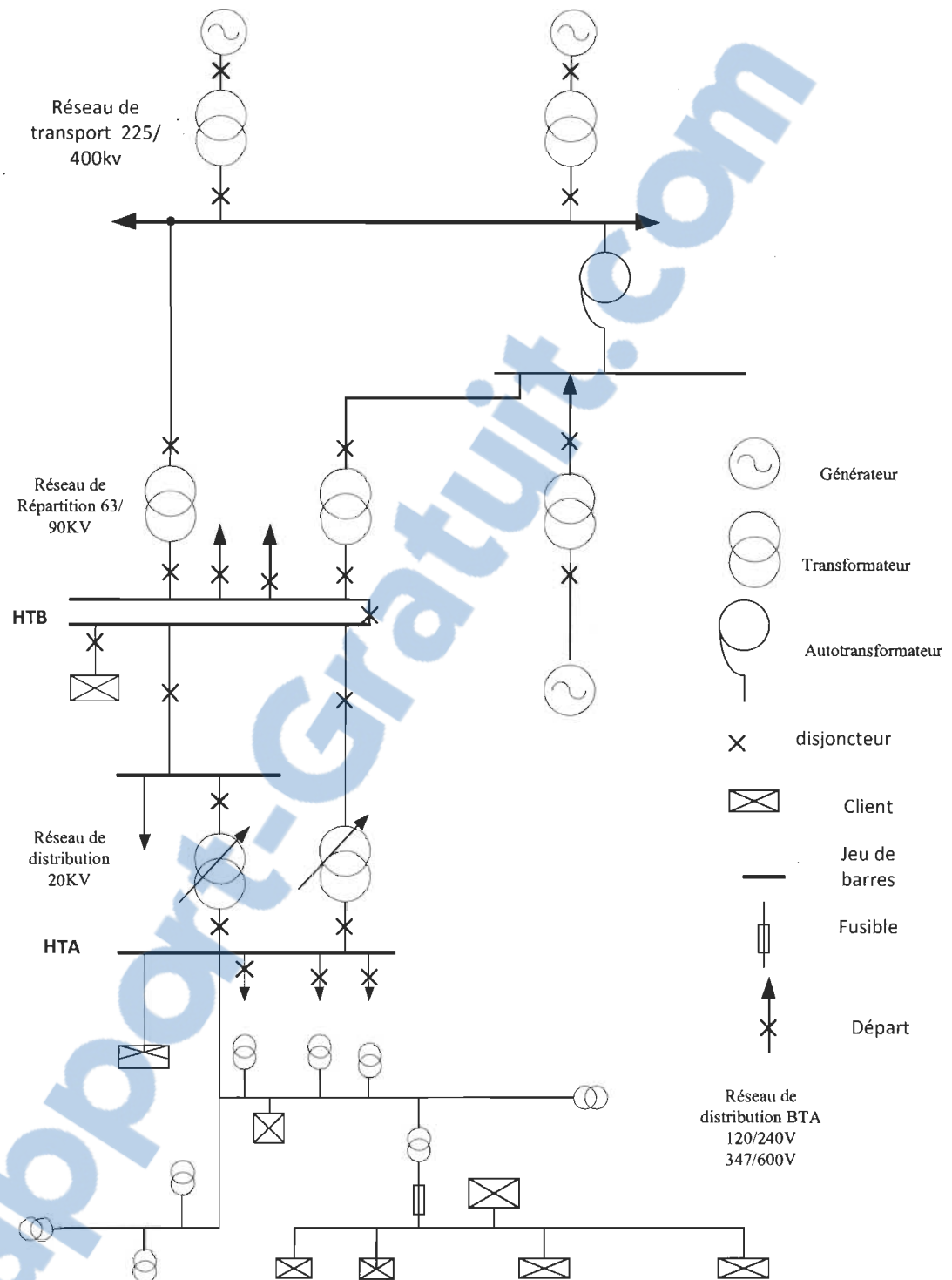


Figure 3.1 Organisation des différents niveaux de tension du système électrique[27]

3.1.2 Les réseaux de distribution

Pour des raisons de coût et de simplicité technique, les réseaux de distribution ont une structure arborescente, ce qui simplifie considérablement le système de protection puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts, ainsi que l'évaluation de l'énergie aux postes sources. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intégré dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée.

3.1.3 Les postes sources HTB/HTA

Les postes sources, en général alimentés par le réseau de répartition ou quelques fois directement par le réseau de transport constituent l'interface entre les réseaux de transport /répartition et les réseaux de distribution. Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même une ou deux rames. Le réseau HTA a une structure arborescente radiale le plus souvent bouclée par une autre demi-rame ou un autre poste source pour la sécurité d'exploitation. Il est en général constitué d'une artère ou ossature principale et de dérivations, selon la densité de charge à desservir, le réseau de distribution sera réalisé soit en lignes aériennes, soit en câbles souterrains.

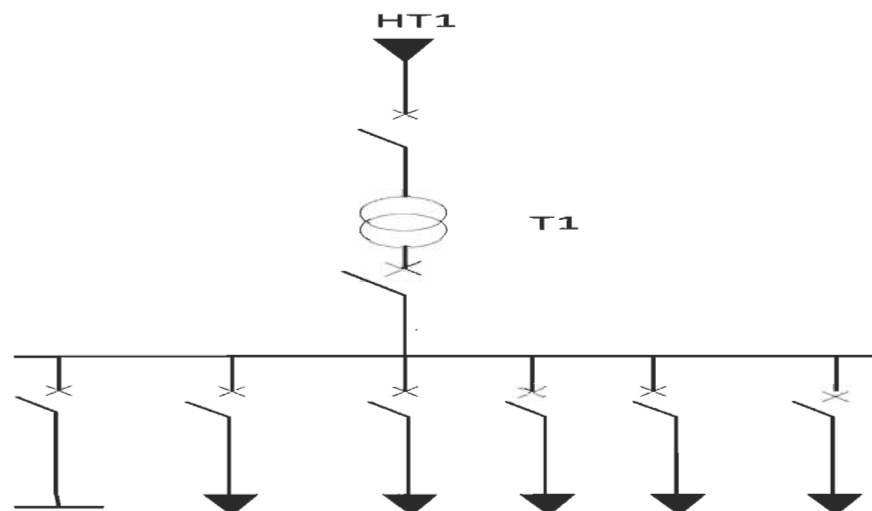


Figure 3.2 Schéma de principe de postes sources HTB/HTA [27]

En exploitation normale, un transformateur peut alimenter plusieurs rames, le second étant en secours. Les transformateurs ne sont jamais en parallèle, sauf de courts instants pendant un changement de schéma d'exploitation du poste.

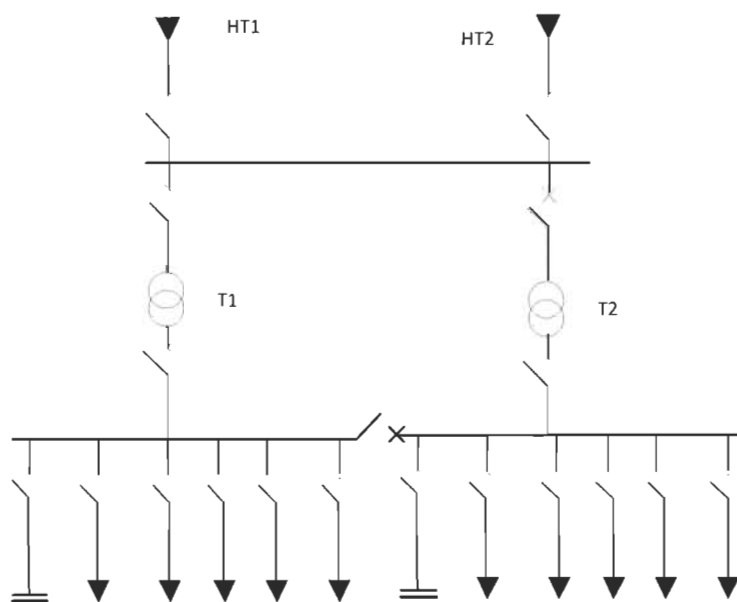


Figure 3.3 Schéma de principe de postes sources HTB/HTA[27]



3.1.4 Exploitation normale des réseaux

Dans le cadre de l'étude de l'impact de la tenue de la tension sur la bonne exploitation des réseaux, nous présentons dans la Figure 3.4 un modèle équivalent monophasé en π d'une ligne triphasée couramment utilisé dans l'étude des réseaux. Ce modèle est valable pour des lignes courtes et moyennes dans lesquelles, nous pouvons négliger les phénomènes de propagation. P et Q désignent les puissances active et réactive transitées par phase.

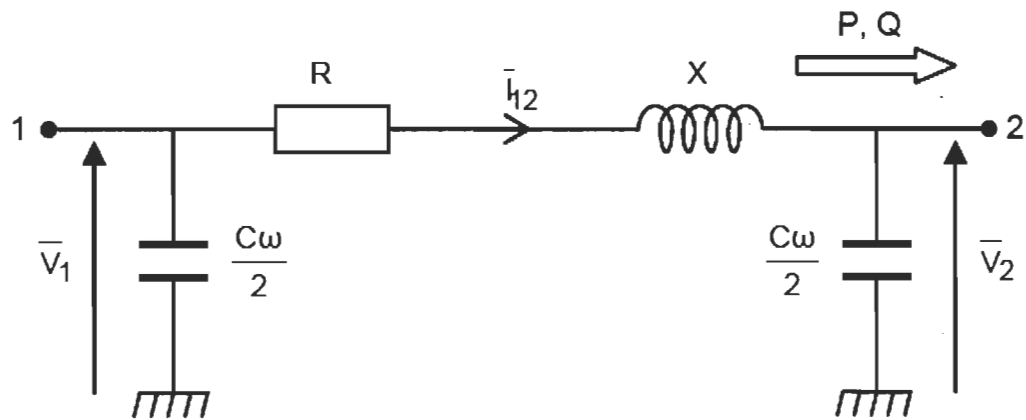


Figure 3.4 Modèle de ligne en π [27]

À ce modèle en π , on peut associer un diagramme de Fresnel reliant les tensions aux éléments de ce modèle.

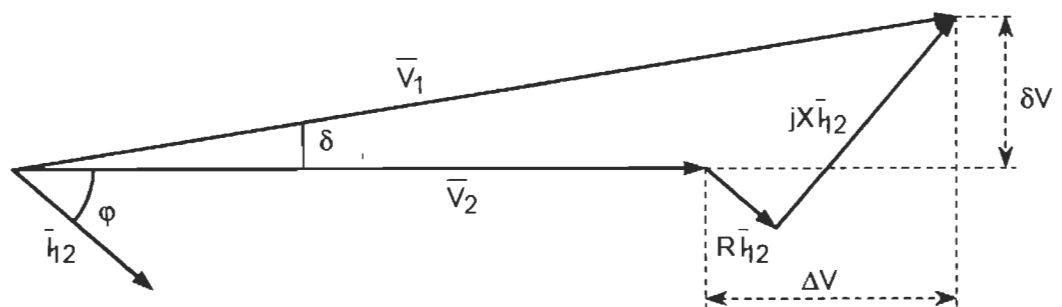


Figure 3.5 Diagramme de Fresnel de la ligne en π [27]

- Chutes de tension et pertes joule

Si nous connaissons V_2 ainsi que les puissances actives et réactives transitées dans les lignes, nous pouvons alors calculer la chute de tension :

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \frac{RP + XQ}{\bar{V}_2} + j \frac{XP - RQ}{\bar{V}_2} \quad (3.1)$$

De manière générale, on peut considérer que si le déphasage δ entre les tensions d'entrée et de sortie de la ligne est suffisamment petit (hypothèse de Kapp), alors la chute de tension est égale à sa projection ΔV :

$$|\Delta \bar{V}| \approx \Delta V = \frac{RP + XQ}{V_2} \quad (3.2)$$

La chute de tension sur une ligne est donc liée à la fois à la puissance transmise et à tension d'exploitation. Un plan de tension élevée permettra donc de réduire les chutes de tension sur le réseau. Les pertes en ligne par effet joule sont également déterminées par la puissance transmise et la tension d'exploitation. Les pertes joule par phase s'expriment sous la forme :

$$P_j = R \frac{P^2 + Q^2}{V_2^2} \quad (3.3)$$

$$P_{jT} = 3P_j = \frac{R}{3} \times \frac{P_T^2 + Q_T^2}{V_2^2} \quad (3.4)$$

En notant P_T et Q_T les puissances active et réactive triphasées. L'équation montre qu'un plan de tension élevée permet également de minimiser les pertes joule.

La puissance transmissible dans les lignes est imposée par la limite thermique de la ligne ou du câble dans les réseaux de distribution du fait de la résistance non négligeable des conducteurs. En effet, reconsidérons la ligne en π de la Figure 3.6 avec une charge connectée au nœud 2. Dans le cas de lignes de transport HTB, la résistance des lignes est très faible devant leur réactance, et la capacité homopolaire est très grande devant l'impédance de charge, on peut donc assimiler l'impédance entre les points 1 et 2 à la réactance X on obtient alors le schéma suivant :

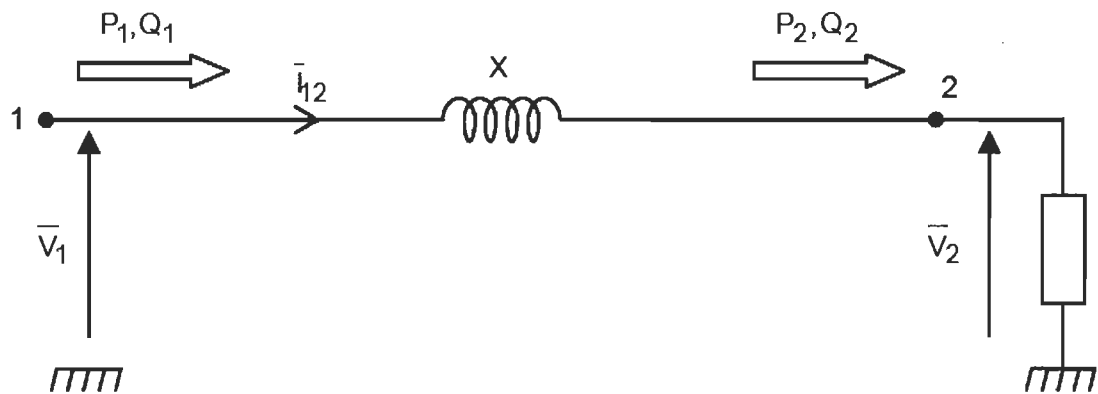


Figure 3.6 Modèle de ligne simplifié[27]

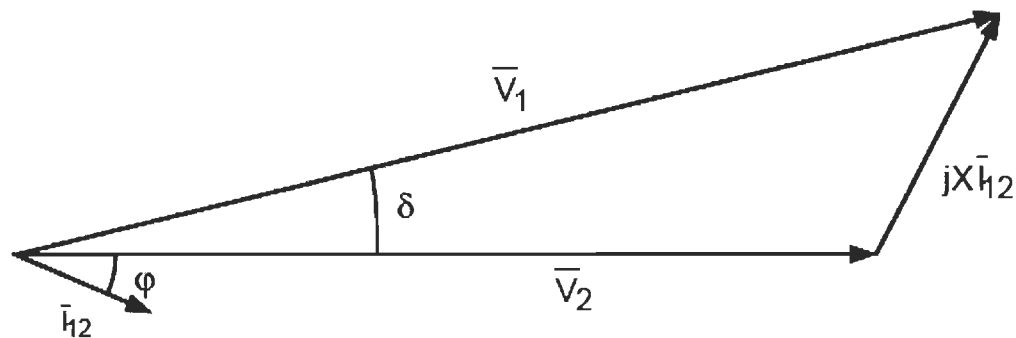


Figure 3.7 Diagramme de Fresnel de la ligne simplifiée[27]

Supposons la tension V_1 tenue, c'est-à-dire constante lorsque la charge varie. Si de plus on fait l'hypothèse que la puissance réactive de la charge est nulle ($Q_2 = 0$), ce qui est réaliste en cas de bonne compensation réactive, on peut écrire :

$$XI_2 = \bar{V}_1 \sin \delta \quad (3.5)$$

D'où :

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (3.6)$$

Si rien n'est fait pour maintenir V_2 constante, quand la charge varie, on aura alors

$$V_2 = V_1 \cos \delta \quad (3.7)$$

Soit

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1^2}{2X} \sin 2\delta \quad (3.8)$$

- La puissance maximale transmissible

La puissance maximale transmissible par phase est donc :

$$P_{\max} = \frac{V_1^2}{2X} \quad (3.9)$$

Considérons maintenant que la tension V_2 aux bornes de la charge est tenue et égale à V_1 en module, ce qui implique que Q_2 n'est plus nulle en permanence. La puissance maximale transmissible par phase devient alors :

$$P_{\max} = \frac{V_1 V_2}{X} \approx \frac{V_1^2}{X} \quad (3.10)$$

Ainsi on double la puissance maximale transmissible dans une ligne en maintenant la tension constante à l'extrémité du nœud. D'une manière générale, plus la tension est tenue en un grand nombre de nœuds du réseau, plus la puissance transmissible par ce réseau sera élevée. Il apparaît également préférable d'exploiter des réseaux électriques sous une tension la plus élevée possible dans la limite de tenue des matériels afin d'augmenter la capacité de transport de lignes. Cependant, la Figure 3.7 permet d'écrire :

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \quad (3.11)$$

D'une manière générale, la tenue de tension en un point donné du réseau nécessite la compensation de la puissance réactive fournie ou consommée en ce point.

3.1.5 Tension et puissance réactive

La tension est une grandeur locale qui est sensible à plusieurs facteurs. Elle dépend principalement des forces électromotrices des générateurs qui sont les sources de tension du système électrique, des charges et des transits de puissance réactive qui induisent des chutes de tension entre les sources et les points de consommation. Limiter les transits de puissance réactive permet de réduire sensiblement les pertes par effet joule, et donc de réduire la production de puissance active nécessaire. Cela permet aussi par conséquent de

faciliter le réglage du plan de tension grâce à la diminution des chutes de tension. Du fait de ces chutes de tension, la puissance réactive se transporte mal. Il est donc nécessaire dans la mesure du possible de produire l'énergie réactive au plus près des points de consommation. C'est-à-dire de réaliser un équilibre local entre les puissances réactives produites et consommées, c'est ce que l'on appelle la compensation de puissance réactive. Afin de préserver au mieux l'équilibre local production-consommation de puissance réactive et de maintenir à tous les niveaux la tension dans les limites contractuelles. Les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution disposent de moyens de réglage adaptés à chaque niveau. Les éléments influant sur la tension et l'énergie réactive sont schématiquement présentés sur la Figure 3.8.

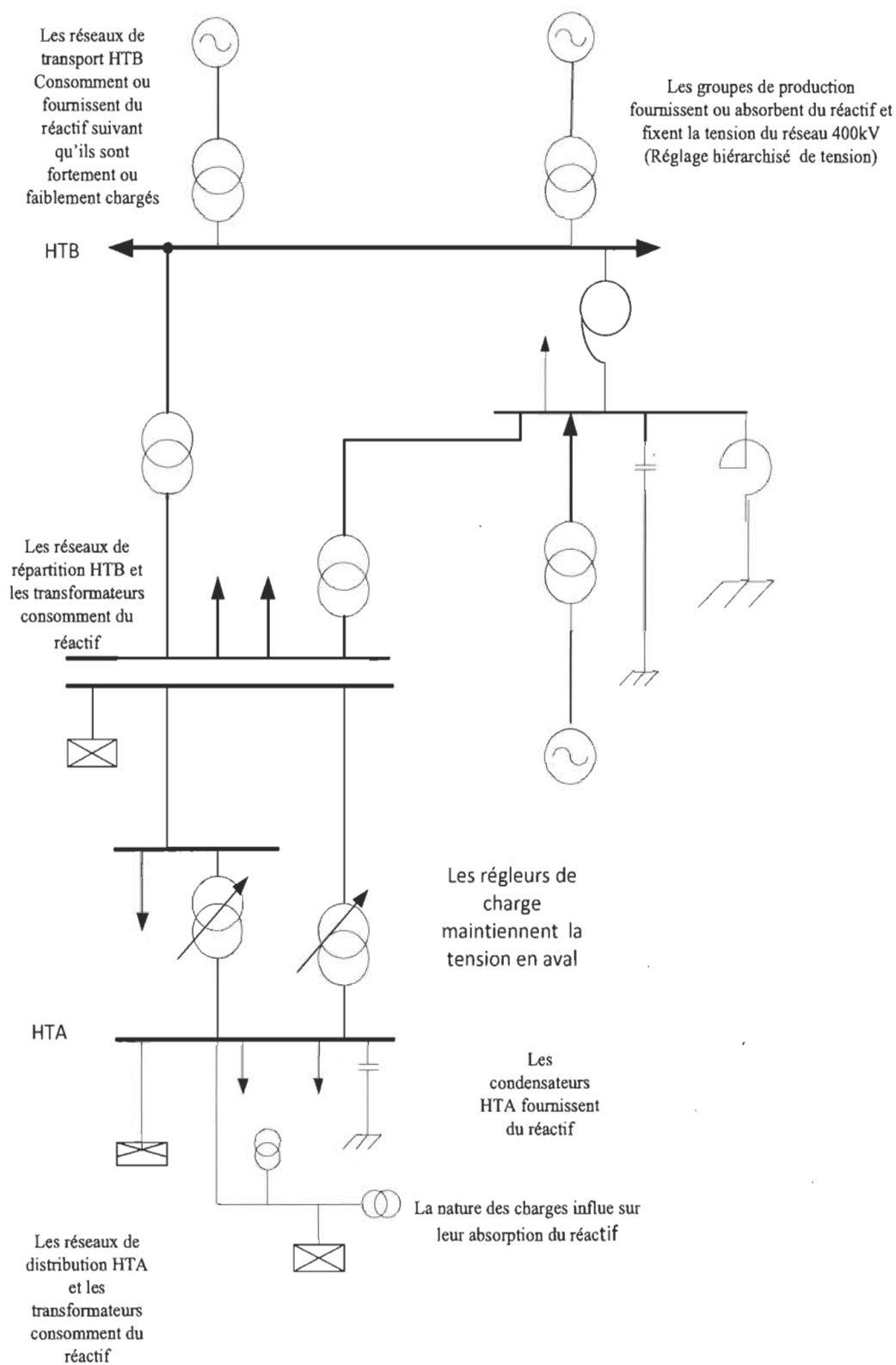


Figure 3.8 Synthèse des moyens de réglage de la tension [27]

3.1.6 Les réglages de tension

La tension et la fréquence sont les garants du bon fonctionnement de l'exploitation du réseau tant du point du consommateur, dont certaines machines tournantes, ou autres appareils sont dimensionnés pour des valeurs de fréquences ou de tensions fixes, que du point de vue de l'exploitant puisqu'un contrôle efficace de tension et de fréquence garantit une bonne qualité et une bonne continuité de service. Les variations de puissances consommées sur le réseau sont inévitables et dépendantes de plusieurs facteurs comme la période de la journée, les saisons. Or, cet équilibre entre la production et la consommation est un facteur de fluctuation de l'onde de tension. Les charges présentes sur le réseau électrique consomment une certaine quantité de puissance active, mais également de la puissance réactive. Cette puissance réactive appelée est en partie fournie par des groupes de production connectés au réseau de transport ou encore par des dispositifs de compensations d'énergie réactive. De plus, le fait de faire transiter de la puissance réactive dans une ligne diminue la puissance maximale transmissible. Ainsi le contrôle de la tension sur un réseau s'effectue non seulement par des groupes de production, grâce à des réglages hiérarchisés primaire, secondaire et tertiaire pour les réseaux HTB, mais aussi par des dispositifs de compensation de puissance réactive placés au plus près de la consommation pour éviter les transits élevés de puissance réactive dans le réseau de transport vers le réseau de distribution [32].

- Le réglage primaire de tension

Le réglage primaire de tension est assuré par des groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur, les alternateurs fixent la tension à une valeur de consigne sur le point de raccordement. Le principe est d'agir sur l'excitation

d'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive, ce qui va accroître la tension au point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous excitation de l'alternateur celui-ci va absorber de la puissance réactive et donc faire diminuer la tension au point de connexion [32].

- Le réglage secondaire de tension (RST)

C'est un réglage coordonné, pour éviter toute dérive ou encore pour optimiser le fonctionnement de groupes proches et éviter que certains fournissent trop de puissance réactive pendant que d'autres n'en fournissent pas ou pire en absorbent. Ce réglage tension est envisagé par région ou zone. Sur ce dernier on définit un nœud appelé point pilote. Le principe du réglage secondaire de tension est de réguler la tension en ce point pilote du réseau en agissant sur les productions de puissance réactive participant au réglage [32].

- Le réglage tertiaire de tension

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des RST différents.

Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (Transport et Répartition). Pour le réseau de distribution, le contrôle se fait localement à l'aide de systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB/HTA qui occasionnent les pertes supplémentaires [32].

3.1.6.1 La compensation locale d'énergie réactive

Il existe sur le réseau électrique des organes de réglage de la tension repartis depuis les groupes de production jusqu'aux consommateurs. Les spécifications et les régimes de fonctionnement en tension ne sont pas les mêmes pour le réseau de transport et le réseau de distribution.

- Les condensateurs

Les bancs de condensateurs sont utilisés pour corriger le facteur de puissance en cas de fortes charges inductives cette solution est utilisée pour compenser la puissance réactive dans le réseau

- Les inductances

Ces éléments sont utilisés pour absorber la puissance réactive produite par de longues lignes dans le réseau de transport.

- Compensateurs synchrones

Cette solution utilise les générateurs du réseau pour produire ou absorber une puissance réactive. En effet, une machine synchrone sous excité permet d'absorber la puissance réactive et donc de diminuer la tension ; inversement, une sur excitation permet de fournir de la puissance active et donc d'augmenter la tension.

- Transformateurs avec prises réglables en charge

Un régleur en charge est un transformateur capable d'adapter son rapport de transformation dans une plage définie. Ceci permet de régler, en fonction du transit de puissance et/ou de la tension mesurée, la tension du secondaire du transformateur.

3.1.7. Réglage de la fréquence et contrôle de la puissance active

Le contrôle de la puissance active produite par des groupes de production est lié au réglage de la fréquence du réseau. La notion de fréquence est primordiale. Elle traduit à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation. Cette fréquence doit être maintenue à l'intérieur de certaines limites, afin de respecter les conditions techniques de fonctionnement du réseau.

La Figure 3.9 représente schématiquement un alternateur connecté au réseau. Dans ce cas, le couple T_e représente la consommation d'électricité tandis que le couple T_m représente la production.

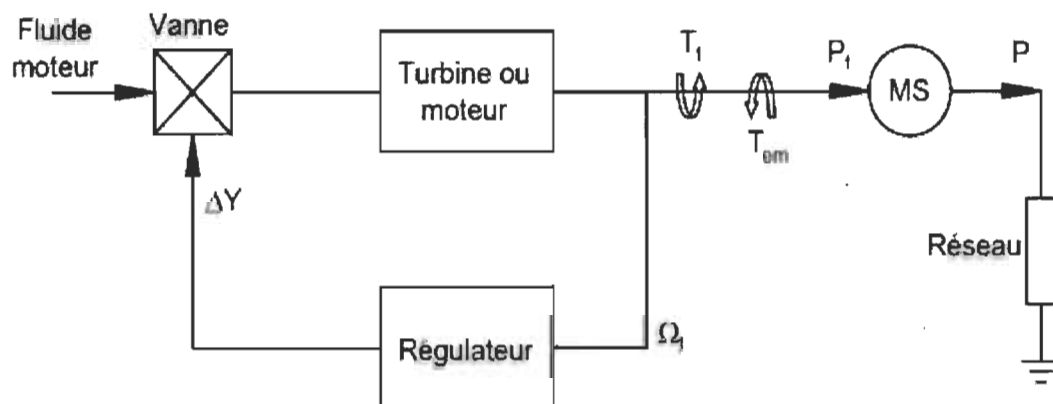


Figure 3.9 Principe du contrôle de la puissance mécanique [28]

J_i : moment d'inertie de chaque groupe de production (kg.m^2)

T_a : Couple d'accélération (N.m)

T_t : couple électromagnétique de la turbine du moteur

Ω_t : Vitesse de rotation de la turbine du moteur (rad/s).

ΔY : Variation de la position de la vanne.

P_e : Puissance électrique (W).

P_m : Puissance mécanique (W).

MS : Machine synchrone.

Dans la grande majorité des situations, la production d'électricité est obtenue par un alternateur entraîné par une turbine. L'ensemble est raccordé électriquement au réseau. La définition même du principe d'un alternateur fait que la vitesse de rotation de celui-ci est directement liée à la pulsation du réseau. Une variation de consommation se traduit par une modification du couple électromagnétique T_e .

La différence entre le T_e et T_m crée un couple d'accélération T_a qui va modifier la vitesse de rotation Ω_r . En effet, l'équation des masses tournantes est donnée par :

$$\sum_{i=1}^n J_i \frac{d\Omega_i}{dt} = T_t - T_e = T_a \quad (3.12)$$

Si $T_t = T_e$, il en résulte une situation d'équilibre avec $\frac{d\Omega_i}{dt} = 0$ (3.13)

Si $T_t \neq T_e$ il y a une accélération $\frac{d\Omega_r}{dt} = \frac{T_t - T_e}{J}$ (3.14)

Face aux évolutions permanentes et aux aléas de consommation, il faut adapter en permanence la production. La fréquence est une variable globale, qui peut être considérée uniforme sur tout le réseau. Sa valeur doit rester comprise dans une certaine plage afin de garantir un fonctionnement normal et optimal du matériel connecté sur le réseau. Nous avons une fréquence de 60 Hz en Amérique du Nord et de 50 Hz en Europe. Les faibles variations de la fréquence autour de sa valeur de référence seront compensées, par

l'énergie cinétique des machines connectées au réseau. Comme pour la tension nous avons trois types de régulation.

- Régulation primaire

La régulation primaire de fréquence est destinée à faire face au déséquilibre de dynamique telle que la perte d'un groupe de production. Elle permet de retrouver l'équilibre production- consommation après une perturbation [1].

- Régulation secondaire

Dans un réseau insulaire, la régulation secondaire a un objectif unique qui est de ramener la fréquence à la valeur nominale. Dans les réseaux interconnectés, la régulation secondaire a un deuxième objectif : faire revenir les transits de puissance entre pays à leurs valeurs contractuelles. La régulation secondaire doit agir lorsque la régulation primaire est terminée et la fréquence est stabilisée. La régulation secondaire permet de restaurer le point de fonctionnement de tous les groupes de production aux valeurs de consigne[1].

- Régulation tertiaire

Le réglage tertiaire est un réglage manuel avec lequel la répartition peut mobiliser à la hausse ou à la baisse des volumes de puissances disponibles. L'injection dans le réseau de cette puissance permet de compenser les déséquilibres profonds et durables entre production et consommation et de ramener la fréquence à la valeur nominale, de reconstituer les réserves primaires et secondaires, de maintenir les marges d'exploitation à des niveaux acceptables et de reconnecter les charges délestées permettant de prévoir tout nouvel incident[1].

3.1.8 Importance de la tenue de tension et de fréquence dans les réseaux électriques

La stabilité du réseau électrique et la sécurité du matériel sont garanties par la tension qui doit être maintenue dans les limites fixées par les règles d'exploitation des réseaux électriques. Ces limites sont définies dans chaque pays selon le type de réseau en fonction de son niveau de tension. La tenue de la tension est donc un des aspects fondamentaux de l'exploitation des réseaux de transport et de distribution. En effet, les limites de tension ne doivent pas être dépassées pour les raisons suivantes [1].

- Les limites supérieures de tension sont imposées pour tous les niveaux d'exploitation par la tenue diélectrique des matériels, ainsi que par les limites de saturation des transformateurs. En ce qui concerne les réseaux de distribution, la tension est aussi limitée, car une tension trop élevée peut réduire la durée de vie des appareils utilisateurs.
- Les limites inférieures de tension sont imposées au niveau des réseaux de distribution par le fonctionnement correct des appareils industriels ou domestiques. Au niveau des réseaux de transport, les limites inférieures de tension sont liées à la sécurité du système électrique dans son ensemble, une tension trop basse aura les conséquences ci-dessous :
- Surcharge des éléments de transport (lignes et transformateurs) par augmentation du courant, et risque de déclenchement des protections associées.
- Pertes des éléments de production (stabilité des alternateurs, limites de fonctionnement de groupe et de leurs auxiliaires).
- Instabilité de tension pouvant entraîner un effondrement de tension.

3.1.9 *La tenue de fréquence et ses conséquences*

Comme pour la tension, la fréquence doit impérativement être maintenue dans les limites contractuelles. Les principaux problèmes apparaissant en cas d'excursion non maîtrisée de la fréquence sont les suivants :

- Rupture de synchronisme des alternateurs pouvant entraîner la perte de groupe en cascade.
- Limite de fonctionnement des auxiliaires de centrales.
- En cas de baisse de fréquence, saturation des circuits magnétiques de transformateurs ou compensateurs bobinés d'énergie réactive entraînant un fonctionnement dégradé et des pertes fer [1].

3.2 **Système d'énergie hybride**

Le jumelage des sources d'énergie renouvelable comme l'éolienne, ou les petites centrales hydroélectriques peut constituer un complément ou une alternative aux générateurs diesel utilisés pour la génération d'électricité dans les régions isolées. L'utilisation de plusieurs sources dans un système hybride doit avoir une incidence profitable sur la production d'énergie, en matière de coût et de disponibilité, en plus le bilan écologique est supposé favorable. Le but du système hybride est d'assurer une alimentation continue sans interruption à la charge. Nous parlerons dans ce paragraphe, du système hybride à étudier qui est constitué du générateur diesel, d'une centrale hydroélectrique et d'une éolienne.

3.2.1 *Générateur diesel*

Les générateurs diesel sont équipés d'un moteur diesel qui transforme par combustion interne l'énergie du combustible (mazout) en énergie mécanique et d'un générateur

synchrone (à rotor bobiné) qui transforme cette énergie mécanique en énergie électrique (voir figure 3.10). La mission d'un générateur diesel est de fournir de l'énergie électrique au système avec une onde sinusoïdale d'amplitude et de fréquence constantes. De ce fait, ils doivent s'adapter à la charge, à travers différentes boucles de contrôle. Il existe différents types de machines diesel qui vont de quelques kVA jusqu'à quelques dizaines de MVA, leur rendement énergétique avoisine 35 à 40 %. Les générateurs diesel présentent des dynamiques élevées et sont bien adaptés aux applications où des demandes soudaines sont prévues. De plus, ils peuvent assurer des transitions sans interruption entre le mode ilote et le mode parallèle, ces générateurs sont adaptés aux applications de réseaux [33].

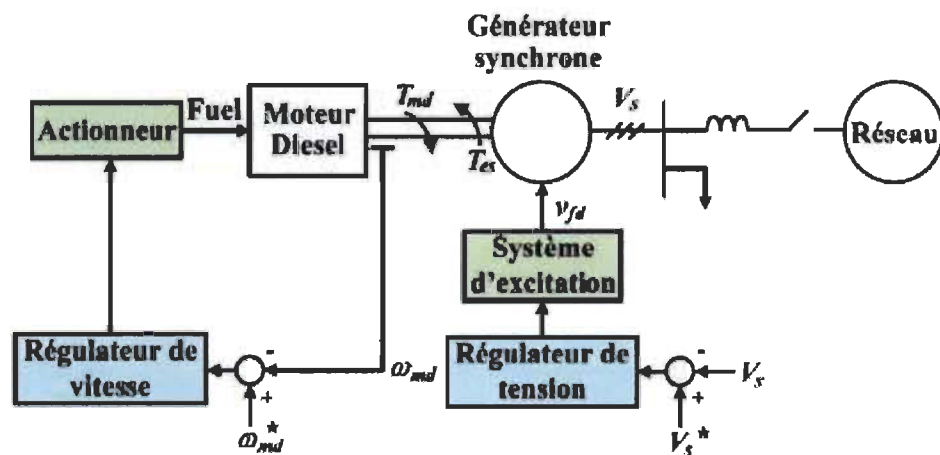


Figure 3.10 Schéma bloc d'un générateur Diesel et ses contrôleurs [33]

3.2.1.1 Contrôle du générateur diesel

Les générateurs diesel sont contrôlés en vitesse (fréquence de l'onde de tension générée) et en tension comme on peut le voir sur la Figure 3.10. Le régulateur de vitesse agit sur l'actionneur qui à son tour agit sur le moteur diesel alors que le régulateur de tension agit sur la machine synchrone.

La régulation de la vitesse du moteur diesel est réalisée par un régulateur de vitesse et l'actionneur. Le régulateur de vitesse mesure la vitesse réelle du moteur diesel et il la compare avec la vitesse de référence. En fonction de l'erreur existante, il agit sur l'actionneur pour qu'il injecte plus ou moins de combustible. Si le régulateur de vitesse est de type proportionnel, la régulation de vitesse est réalisée avec des courbes de statisme. Dans ce type de régulation, la vitesse du générateur diesel diminue avec le pourcentage de charge Figure 3.11.

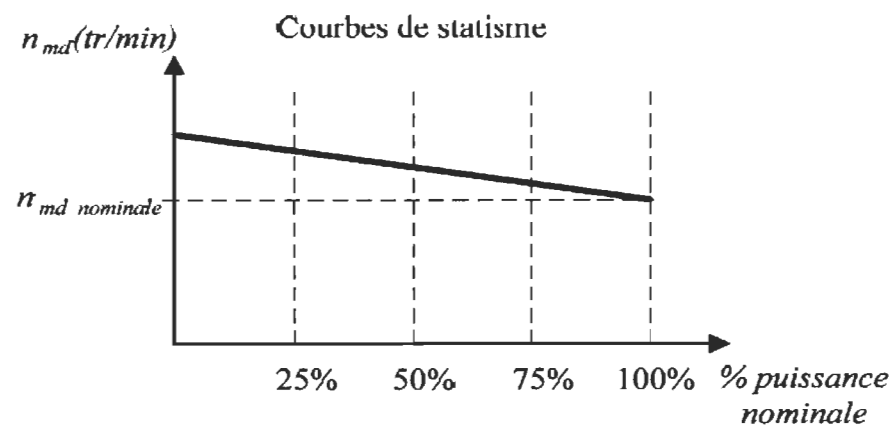


Figure 3.11 Régulation de vitesse d'un générateur diesel avec des courbes de statisme [33]

Si le régulateur est de type proportionnel intégral (PI), l'erreur de vitesse est annulée en régime permanent et la régulation de vitesse est réalisée en mode isochronique, c'est-à-dire que la vitesse de la machine est maintenue constante indépendamment du pourcentage de charge voir Figure 3.12. la pratique actuelle est d'utiliser des contrôles en mode isochronique.

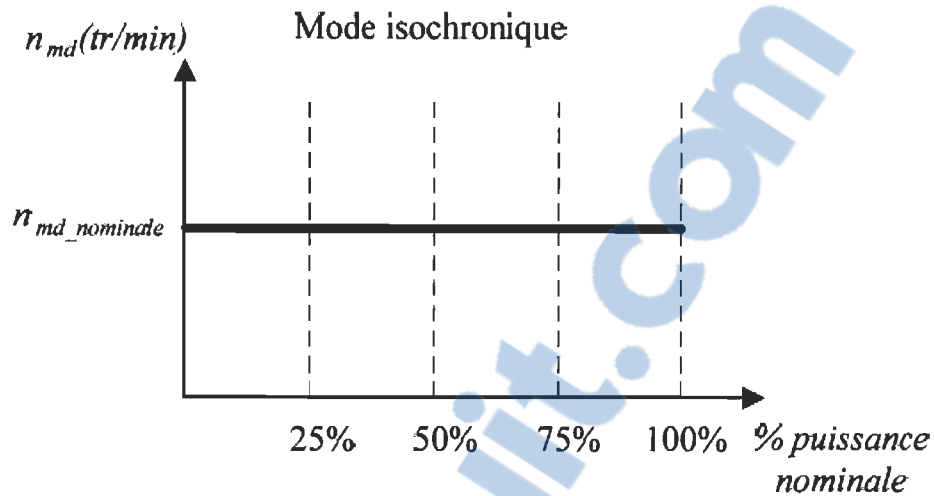


Figure 3.12 Régulation de vitesse d'un générateur diesel en mode isochronique [33]

La régulation de la tension du générateur diesel est réalisée par un régulateur de tension qui agit sur le système d'excitation de la machine synchrone afin de fournir la tension d'excitation nécessaire pour maintenir constante la tension alternative de sortie à sa valeur de référence. Les références de vitesse et tension du générateur diesel dépendent du mode de fonctionnement du générateur. Si le générateur travaille en mode îlot dans un micro réseau dont il est le seul responsable pour contrôler les paramètres principaux du réseau. Si le générateur travaille en parallèle avec le réseau principal, les paramètres du système sont imposés par le réseau et le générateur est contrôlé en puissance. Le contrôleur de puissance active et puissance réactive calcule respectivement les références de vitesse et tension pour les régulateurs. Dans le cas de la vitesse, établie à la fréquence du réseau, une erreur de vitesse transitoire apparaît entre la vitesse de référence et la vitesse réelle. Pourtant, cette erreur fait augmenter ou diminuer la quantité de combustible de façon à augmenter ou diminuer la puissance générée jusqu'à arriver à injecter la puissance de référence.

3.3 Centrale hydroélectrique

3.3.1 Définition

C'est une centrale de production d'électricité dans laquelle le flux crée par l'eau amenée [34] par écoulement libre (canaux) ou par des conduites en charge (conduites forcées) actionne la rotation des turboalternateurs, avant de retourner à la rivière. C'est une forme d'énergie renouvelable, propre et non polluante.

Une centrale hydroélectrique transforme l'énergie sauvage d'une chute d'eau en énergie mécanique grâce à une turbine, puis en énergie électrique grâce à un générateur [35]

Il existe deux types d'installations :

- Les installations qui fonctionnent par éclusées c'est-à-dire de grands barrages permettant de répondre aux pointes de consommation.
- Les centrales installées au fil de l'eau, ce qui est le cas de la majorité des petites centrales hydroélectriques (PCH).
- La petite hydroélectricité (PHE) se caractérise par des installations de productions capables de développer une puissance électrique de quelques mégawatts (10 MW au maximum), à partir de chutes d'eau de quelques mètres de haut à plusieurs centaines de mètres de haut. Trois types de turbines sont utilisés :
 - Kaplan pour les basses chutes (5-10 m).
 - Francis pour les chutes moyennes (10-100 m).
 - Francis et Pelton pour les chutes (50 à 400 m)

Les petites centrales hydrauliques se divisent en différentes catégories :

- Les pico- centrales de 10 à 100 kW.
- Les microcentrales de 100 kW à 1 MW.
- La mini- central de 1MWà 10 ou 15 MW.

Dans une (PCH), l'électricité produite résulte d'une double conversion d'énergie : l'énergie contenue dans le mouvement de l'eau actionne une turbine qui, elle-même, entraîne une machine électrique. L'hydraulique est donc un point important dans cette conversion ; il convient d'en rappeler les principes pour comprendre comment chaque étape de conversion peut être optimisée.

3.3.2 Équation de Bernoulli

Le travail d'un fluide peut s'exprimer par l'équation de Bernoulli :

$$W_{(12)} = \frac{1}{2}(v_2^2 - v_1^2) + \frac{1}{\rho}(p_2 - p_1) + g(z_2 - z_1) \quad (3.22)$$

Avec :

V_2 : la vitesse du fluide en entrée (m/s).

V_1 : la vitesse du fluide en sortie (m/s).

p_2 : la pression du fluide en entrée (Pa).

p_1 : la pression du fluide en sortie (Pa).

z_2 : l'altitude d'entrée (m),

z_1 : l'altitude de sortie (m),

ρ : masse volumique du fluide (kg/m^3).

g : l'accélération de la pesanteur (m/s^2).

Cette équation exprime le travail d'une masse de 1 kg de fluide qui traverse une machine hydraulique :

$$\frac{1}{2}(v_2^2 - v_1^2), \text{ est une énergie cinétique.} \quad (3.23)$$

$$\frac{1}{\rho}(p_2 - p_1), \text{ est une énergie de pression.} \quad (3.24)$$

$$g(z_2 - z_1), \text{ est une énergie potentielle de pesanteur.} \quad (3.25)$$

$\mathcal{W}_{(1-2)}$, est l'énergie fournie (pompe) ou consommée (turbine) par la machine hydraulique.

Les hydrauliciens utilisent le plus souvent la relation suivante ramenée à des hauteurs équivalentes :

$$H_{(1-2)} = \frac{1}{2g}(v_2^2 - v_1^2) + \frac{1}{\omega}(p_2 - p_1) + (z_2 - z_1) \quad (3.26)$$

Avec $\rho g = \omega$ le poids volumique.

De l'eau (N/m^3).

3.3.3 Puissance brute et nette d'une chute

On distingue la puissance brute d'une chute d'eau qui s'exprime par :

$$P_b = \rho g Q H_t \quad (3.27)$$

Avec P_b la puissance brute (W).

Q le débit (m^3/s).

H_t la hauteur de la chute (m).

Cette puissance est la puissance maximale théorique récupérable d'une chute d'eau. En réalité, des pertes de charge existent dans les conduites forcées, ou dans les canaux de dérivation. D'autre part, le niveau de restitution n'est pas toujours le niveau théorique (Cas des turbines Pelton ou Banki). Dans ce cas, on parle de puissance nette ; la formule devient :

$$P_n = \rho g Q H_n \quad (3.28)$$

Avec P_n = la puissance nette (W).

H_n la hauteur nette (m).

H_n est en réalité la hauteur utile de chute diminuée des pertes de charge exprimées en mètres.

La puissance électrique P_e récupérable doit tenir compte du rendement de la turbine et du générateur. une formule approchée donne, pour un rendement estimé à 75 % pour une PCH (pertes de charge plus rendement de la turbine et rendement du générateur) :

$$P_e = 10 Q H \quad (3.29)$$

Avec P_e la puissance électrique exprimée en chevaux –vapeur.

Q le débit (m^3/s).

H la hauteur brute.

Une turbine est dite à action si la pression du fluide à la sortie du distributeur p_e (soit la pression à l'entrée de la roue) et la pression à la sortie de la roue p_s sont identiques :

$p_e = p_s$ = pression atmosphérique. Les turbines de ce type les plus courantes sont les turbines Pelton et les turbines Banki.

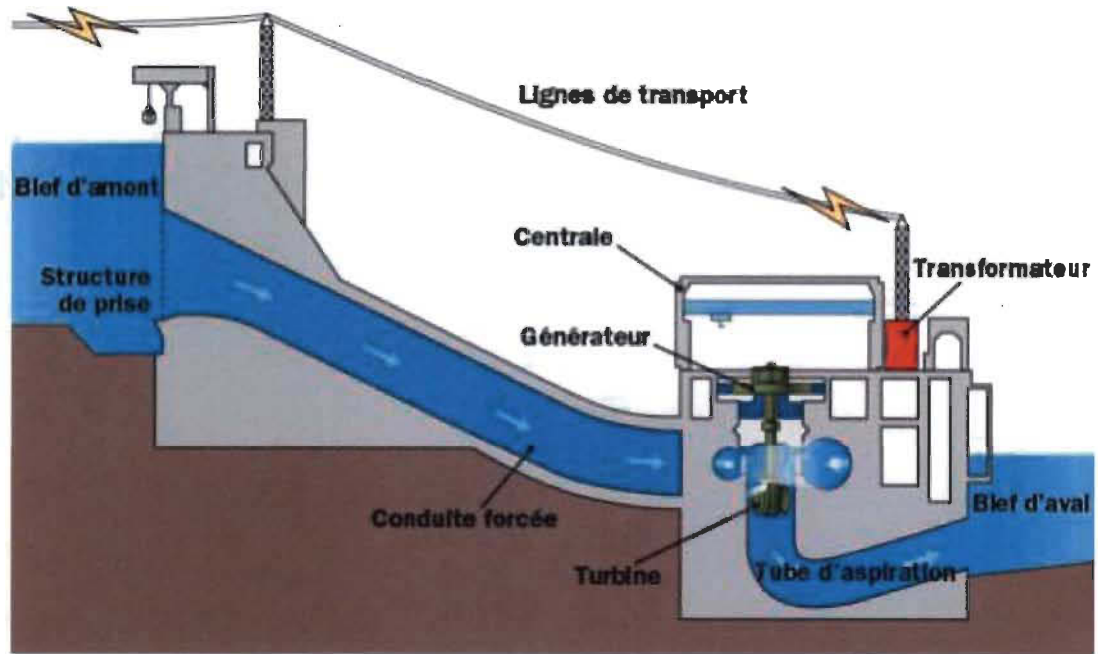


Figure 3.13 Système hydroélectrique [36]

3.4 Générateurs éoliens

Les systèmes éoliens transforment l'énergie cinétique du vent en énergie électrique à travers des aérogénérateurs :

L'énergie éolienne provient de l'énergie cinétique du vent .Si on considère une masse d'air m (kg), qui se déplace avec la vitesse v (m/s), l'énergie cinétique de cette masse est :

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.30)$$

Si pendant une unité de temps, cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'une hélice qui balaie une surface A (m^2), située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance instantanée serait alors :

$$P_v = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (3.31)$$

ρ : masse volumique de l'air

Cependant, on ne peut pas extraire la totalité de la puissance. On introduit alors, le coefficient de puissance du générateur éolien par la relation :

$$C_p = \frac{P_e}{P_v} \quad (3.32)$$

Ce coefficient caractérise l'aptitude du générateur éolien à capter l'énergie éolienne. La puissance correspondante est donc :

$$P_e = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p \quad (3.33)$$

$R(m)$: rayon de la turbine

La valeur du coefficient de puissance C_p va dépendre de la vitesse de rotation de la turbine, qui peut s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique λ et de l'angle d'inclinaison des pâles $C_p(\lambda, \beta)$.

La conversion de l'énergie cinétique en énergie électrique se fait en deux étapes : au niveau de la turbine (rotor), qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique puis au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie et la convertit en énergie électrique en fonction de la génératrice, il existe actuellement trois principaux types de systèmes éoliens :

3.4.1 Générateur asynchrone à cage d'écureuil (SGIG)

Il correspond au choix prépondérant par sa simplicité, son bon rendement et une maintenance réduite. La demande de puissance réactive est compensée par la connexion

d'un groupe de condensateurs en parallèle avec le générateur, ou par la mise en œuvre d'un convertisseur statique de puissance.

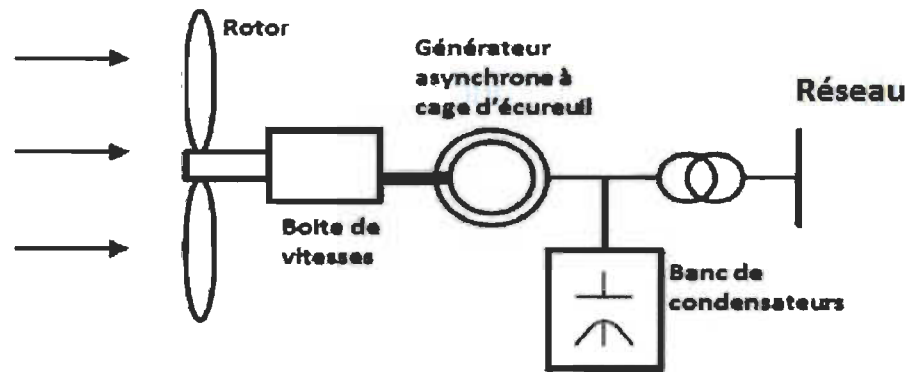


Figure 3.14 Système de conversion éolien avec SCIG à vitesse fixe [37]

3.4.2 Génératrice asynchrone à rotor bobiné (WRIG)

Grâce à un système de bagues et balais, la tension appliquée au rotor peut être commandée par un convertisseur électronique de puissance. De l'énergie pouvant ainsi être appliquée ou extraite du rotor, le générateur peut se magnétiser par le rotor comme par le stator.

3.4.3 Générateur asynchrone doublement alimenté (DFIG)

Une des configurations en forte croissance dans le marché des turbines éoliennes est connue sous le nom de générateur asynchrone doublement alimenté (DFIG). Celui-ci est un système dont le stator est relié directement au réseau de puissance et dont le rotor est connecté à un convertisseur à un de type source de tension (VSC) en (back –ti-back) qui fait office de variateur de fréquence. La double alimentation fait référence à la tension du stator prélevée au réseau et à la tension du rotor fournie par le convertisseur. Ce système permet un fonctionnement à vitesse variable sur une plage spécifique de fonctionnement.

Le convertisseur compense la différence des fréquences mécanique et électrique par l'injection d'un courant à fréquence variable au rotor.

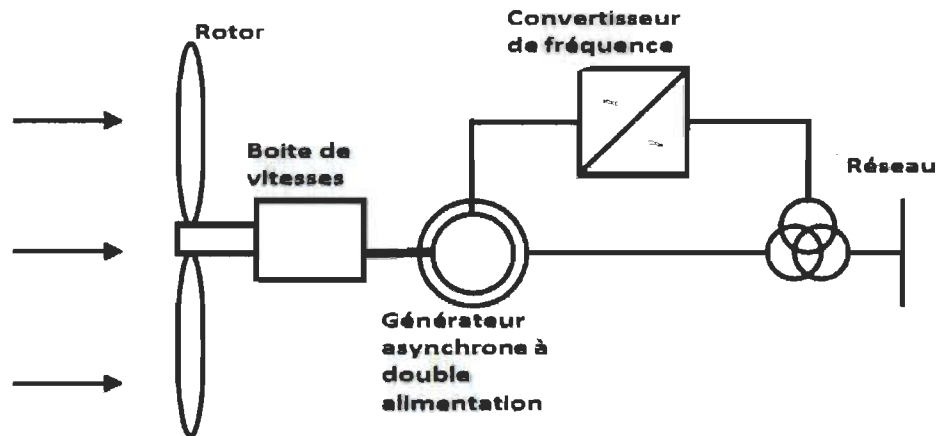


Figure 3.15 Système avec DFIG pour l'opération à vitesse variable [37]

Les points forts du DFIG sont :

- Sa capacité de commander la puissance réactive et, de cette manière de découpler la commande des puissances actives et réactives.
- Il peut se magnétiser à partir du rotor sans prélever au réseau la puissance réactive nécessaire.
- Il est capable d'échanger de la puissance réactive avec le réseau pour faire la commande de tension.
- La taille du convertisseur n'est pas simplement en rapport avec la puissance totale du générateur, mais aussi avec la gamme de vitesse choisie. En fait, le coût du convertisseur augmente avec la gamme de vitesse autour de la vitesse de synchronisme. Son inconvénient réside dans la présence obligatoire de bagues et de balais.

3.4.4 Générateur synchrone (SG)

Le champ magnétique du générateur synchrone peut être obtenu par des aimants ou par un bobinage d'excitation conventionnel. Si le générateur possède un nombre suffisant de pôles, il peut s'utiliser pour les applications d'entraînement direct qui ne nécessite pas de boîtes de vitesses. Le SG est toutefois mieux adapté à la connexion indirecte au réseau de puissance à travers un convertisseur statique, lequel permet un fonctionnement à vitesse variable.

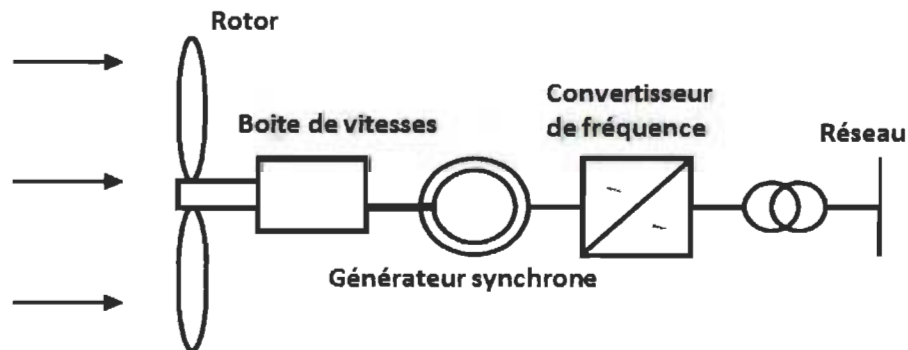


Figure 3.16 Système avec générateur synchrone pour un fonctionnement à vitesse variable [37]

Les systèmes éoliens de la Figure 3.16 et la Figure 3.17 sont des systèmes à vitesse variable. Dans ces systèmes, la vitesse mécanique de la turbine et la fréquence du réseau sont découplées. Pour obtenir ce découplage, on utilise une interface d'électronique de puissance, de cette manière, la turbine tourne à vitesse variable, ajustée de manière optimale à tout instant à la vitesse du vent. Indépendamment de la technologie de génération, la puissance mécanique extraite du vent est calculée par l'équation suivante :

$$P_i = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_v^3 C_p(\lambda, \theta) \quad (3.34)$$

Où P_i est la puissance extraite du vent exprimée en WATT, ρ est la densité de l'air exprimée en kg/m^3 , R est le rayon de la turbine éolienne exprimée en m, C_p est le coefficient de puissance, λ est le rapport de vitesse (le rapport entre la vitesse de rotation des pales, $R\omega_i$ en m/s et la vitesse du vent v_v en m/s et θ est l'angle de calage des pales en degré. Aux basses vitesses, comme l'indique la Figure 3.17 la puissance générée par la turbine éolienne est nulle. La vitesse du vent pour laquelle la puissance nominale de la génératrice est atteinte se situe entre 12 et 16 m/s. Entre la vitesse minimale et la vitesse nominale, la puissance générée par la turbine éolienne dépend directement de la vitesse du vent. Quand la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale, la puissance du générateur doit être limitée de façon à ne pas surcharger le générateur et/ou le convertisseur (s'il est présent). Le rendement aérodynamique de la turbine doit être diminué pour limiter la puissance extraite du vent à la puissance nominale du système de génération. Cela correspond à une réduction du coefficient C_p et elle peut être obtenue principalement de deux manières : avec le contrôle passif par décrochage aérodynamique (stall control) et avec le contrôle par angle de calage variable (pitch control).

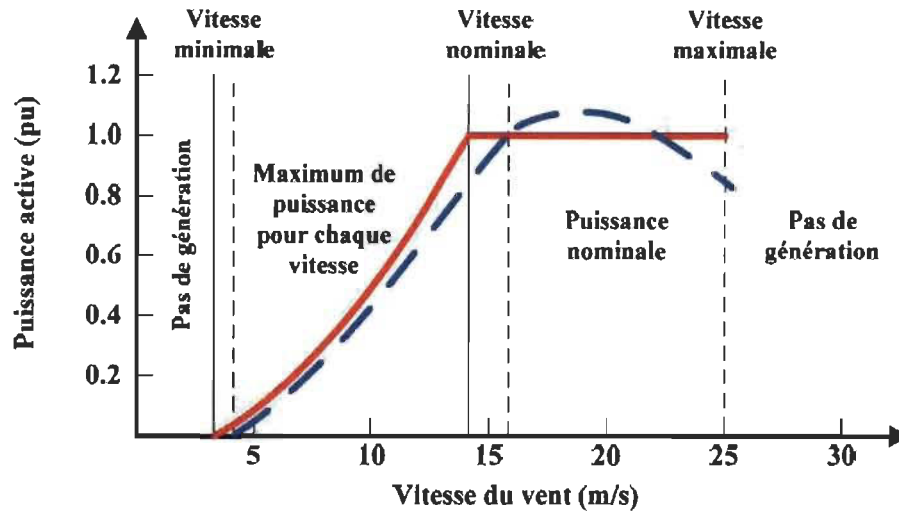


Figure 3.17 Courbes puissance/vitesse du vent pour une turbine à vitesse constante contrôlée par décrochage aérodynamique (bleu discontinu). Et pour une turbine à vitesse variable contrôlée par angle de calage variable (rouge continu)[37].

À partir d'une certaine vitesse du vent, autour de 25 m/s, l'énergie contenue dans le vent est trop importante, au-dessus cette valeur, on arrête le fonctionnement et on débranche les machines. La Figure 3.17 montre les courbes typiques d'une turbine à vitesse constante contrôlée par décrochage aérodynamique et d'une turbine à vitesse variable contrôlée par angle de calage variable. Dans les turbines éoliennes à vitesse fixe, le rapport de vitesse ne peut pas être variable de manière à suivre le point de fonctionnement optimal, car la vitesse du rotor est imposée. Les turbines à vitesse variable peuvent changer la vitesse du rotor et par conséquent, le rapport de vitesse. Ainsi elles arrivent à atteindre le rendement aérodynamique maximum dans toute la plage de vitesse du vent, ce qui mène à une augmentation de la puissance générée.

3.5 Les surtensions induites par la connexion de génération d'énergie décentralisée (GED)

La principale problématique du producteur et du distributeur en charge du réseau électrique est la continuité du service ainsi que le respect des caractéristiques contractuelles en tension et en fréquence.

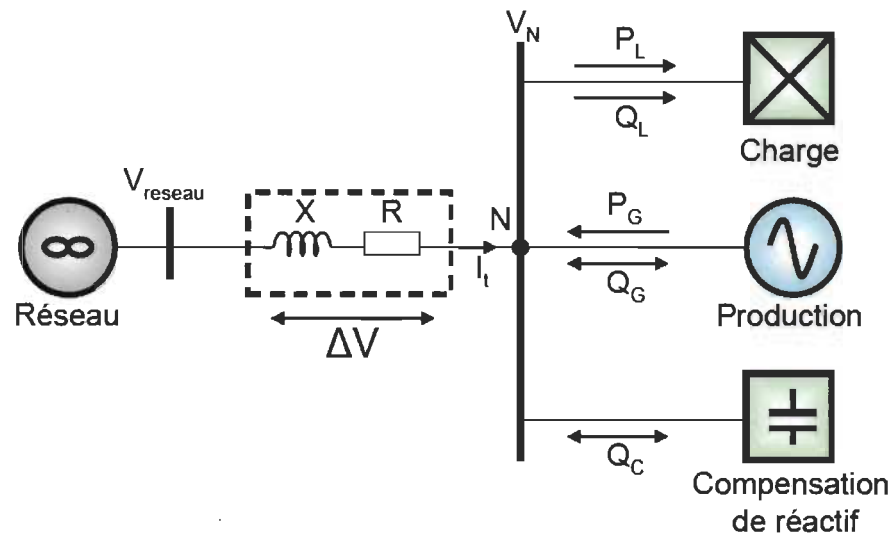


Figure 3.18 Détermination de la chute de tension sur une ligne[38]

Dans le réseau de distribution classique de structure radiale, la tension est, en règle générale, plus élevée au poste source et diminue vers l'extrémité du départ. La puissance circule dans un sens à partir du poste source vers les consommations. Mais avec la présence de GED sur le réseau, ce dernier devient actif et les transits de puissance sont modifiés. La chute de tension Δv entre le poste source et le point de raccordement d'une GED via une ligne est déterminée comme suit :

$$\Delta v = R I_l \cos \varphi + L \omega I_l \sin \varphi \quad (3.35)$$

On a : R, L sont la résistance et l'inductance totale de la ligne

V_N la tension au nœud N et I_t le courant transitant dans la ligne

P_N, Q_N les puissances active et réactive au nœud N

$$\Delta V = R \frac{P_N}{V_N} + L\omega \frac{Q_N}{V_N} = \frac{R(P_G - P_L) + L\omega(\pm Q_G - Q_L \pm Q_C)}{V_N} \quad (3.36)$$

$$\Delta V = \frac{RP_N}{V_N} + L\omega \frac{Q_N}{V_N} \quad (3.37)$$

P_G, Q_G sont les puissances active et réactive fournies par PDE.

P_L, Q_L sont les puissances active et réactive de consommation.

Q_C est la puissance réactive du dispositif de compensation.

L'équation (3.36) illustre un des principaux problèmes liés à la connexion de GED sur un réseau. En effet, l'injection de puissance, active ou réactive, va induire une élévation de la tension au nœud de connexion. Les impacts sur la tension de telles productions vont être différents selon le type de réseaux auxquels elles sont connectées. Selon la nature du réseau, les caractéristiques du poste source, le point de raccordement et la puissance injectée par la GED, la tension peut être élevée au point de raccordement, pouvant même dépasser la limite admissible.

Dans le réseau de transport, la réactance (X) est supérieure à la résistance (R) la formule (3.36) peut être simplifiée comme suit :

$$\Delta V = \frac{XQ_N}{V_N} \quad (3.38)$$

L'injection de puissance réactive aura donc plus d'impact sur le niveau de tension que l'injection de puissance active.

Dans le réseau de distribution et en particulier en basse tension, la résistance linéique (R) est plus importante que la réactance linéique (X).

$$\Delta V = \frac{R P_N}{V_N} \quad (3.39)$$

La puissance active injectée par la GED joue un rôle important dans la modification de tension. De plus, la production GED pour l'énergie renouvelable est aléatoire et ceci peut provoquer une fluctuation imprévue de la tension. Le plan de tension dans le réseau de distribution dépend fortement du niveau de consommation et du facteur de puissance de ces charges. Un changement de charge provoque une variation de tension, cette dernière peut également être affectée par l'apparition de courts-circuits ou de défauts d'isolement provoquant de creux de tension.

On rappelle pour mémoire que la chute de tension en régime triphasé s'exprime par la formule suivante :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{r \times L \times P_{tri} + X \times L \times Q_{tri}}{U^2} \quad (3.40)$$

On constate que la chute de tension dépend directement des puissances actives et réactives injectées, mais également du type et de la longueur des conducteurs utilisés. Pour montrer les effets de la production décentralisée sur le plan de tension, prenons l'exemple de la Figure 3.19, le réseau est constitué de 5 charges régulièrement espacées de 5Km consommant au total 10MW. Les conducteurs utilisés sont en aluminium et ont une section

de 150 mm^2 . Les paramètres des conducteurs sont donc : $r=0,206\Omega/\text{km}$ et $X=0,1\Omega/\text{km}$. Le nœud 1 représente le transformateur du poste source HTB/HTA (63kV/20kV) doté d'un régulateur en charge [39].

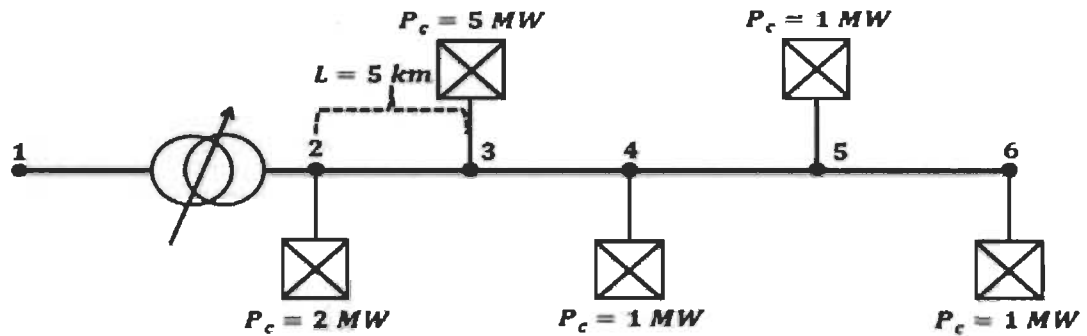


Figure 3.19 Réseau d'étude pour la mise en évidence des impacts de l'insertion de GED[39]

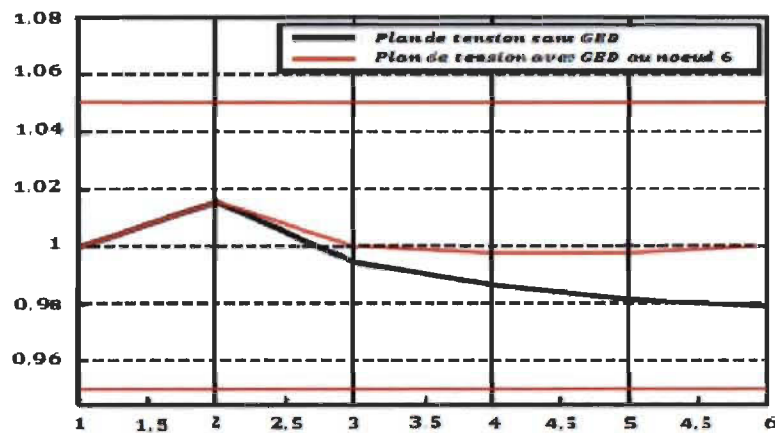


Figure 3.20 Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de GED dans le réseau test[39]

On peut constater qu'au nœud 2 la tension est de 1,02 pu. Cela correspond à la tension de consigne du régulateur en charge. En connectant une production décentralisée de 2 MW au nœud 6, l'énergie est consommée plus localement que le cas sans production décentralisée. Le plan de tension avec une GED connectée permet dans ce cas de remonter la tension tout en restant dans les limites admissibles, ceci est bénéfique pour le réseau, car cela permet de diminuer les pertes. Par contre l'insertion de production décentralisée peut provoquer des surtensions comme l'illustre la Figure 3.21.

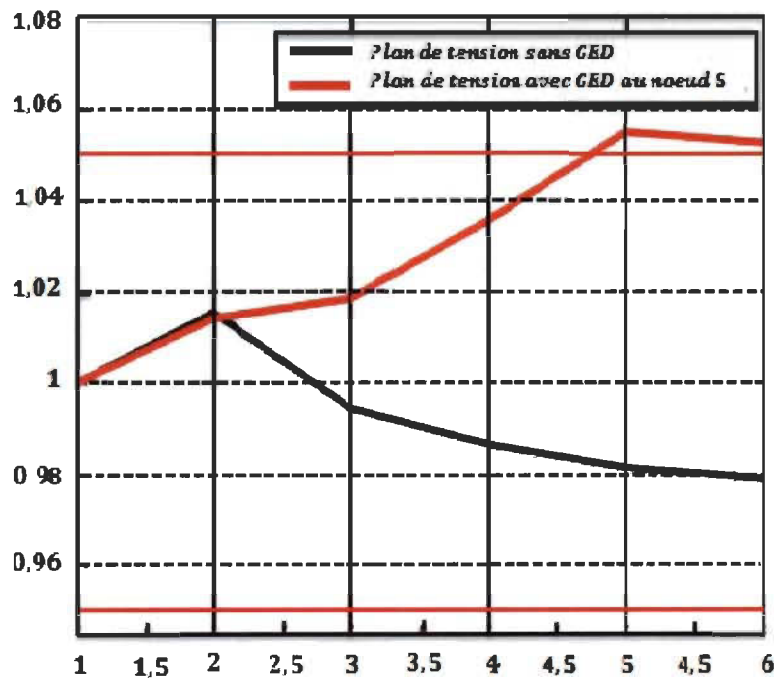


Figure 3.21 Exemple de surtension provoqué par l'insertion de GED[39]

Une production décentralisée de 10 MW est connectée au nœud 5, l'exportation de puissance provoque une augmentation de la tension qui dépasse la limite supérieure admissible.

- Impacts sur les transits de puissances

La connexion de GED sur le réseau de distribution modifie le transit de puissance dans le réseau. Reprenons l'exemple de la Figure 3.20. La Figure 3.22 montre les transits de puissance obtenus dans sur ce réseau test sans GED. Les flux de puissance sont unidirectionnels et proviennent du réseau de transport. Le transformateur HTB/HTA symbolise la frontière entre le réseau de distribution et le réseau de transport.

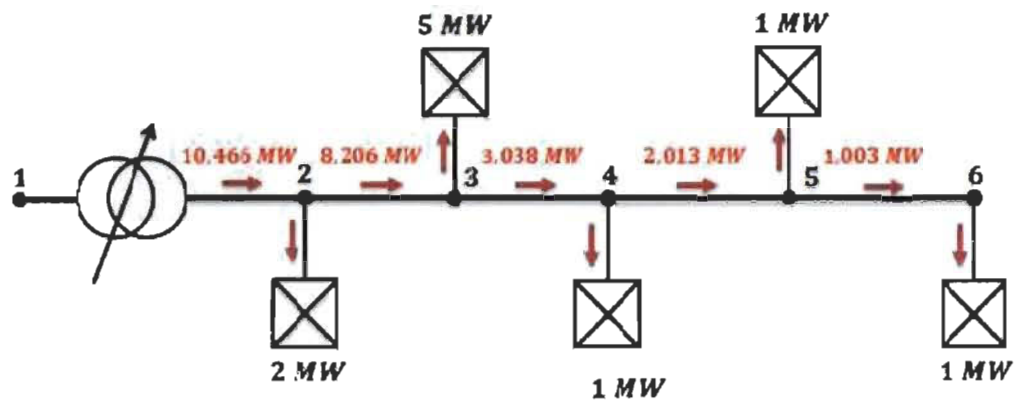


Figure 3.22 Transit de puissance dans le réseau test sans GED[39]

On connecte une GED nœud 5 de puissance 5 MW comme indiqué sur la Figure 3.23.

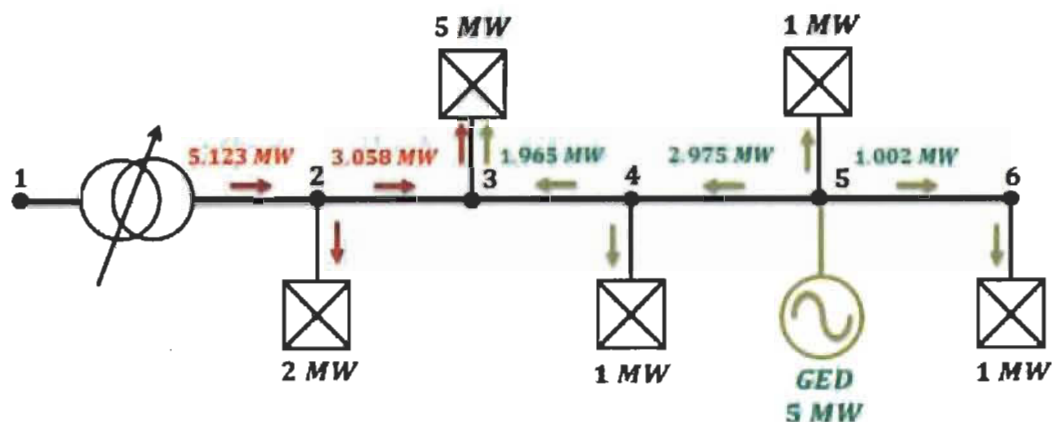


Figure 3.23 Transit de puissance dans le réseau test avec une GED connectée au nœud 5[39]

On suppose que cette GED fonctionne à sa puissance maximale, elle alimente la charge connectée au même nœud, mais, en plus, elle va exporter de la puissance vers les autres charges. Les flux de puissance deviennent alors bidirectionnels. La puissance provenant du réseau de répartition est alors de 5.123MW. Par contre dans le cas de la Figure 3.22 où la puissance provenait intégralement du réseau amont, les pertes sur le réseau étaient de 465,6 kW. Dans le cas d'une GED connectée au nœud 5, les pertes sont réduites à 122,5 kW. L'introduction de cette GED a donc diminué les pertes sur le réseau. Les pertes peuvent s'exprimer par la formule suivante :

$$Pertes = \frac{R}{U^2} \times (P^2 + Q^2) \quad (3.41)$$

Aussi grâce à la production locale de cette GED, les transits de puissance active ont diminué et par conséquent les pertes également.

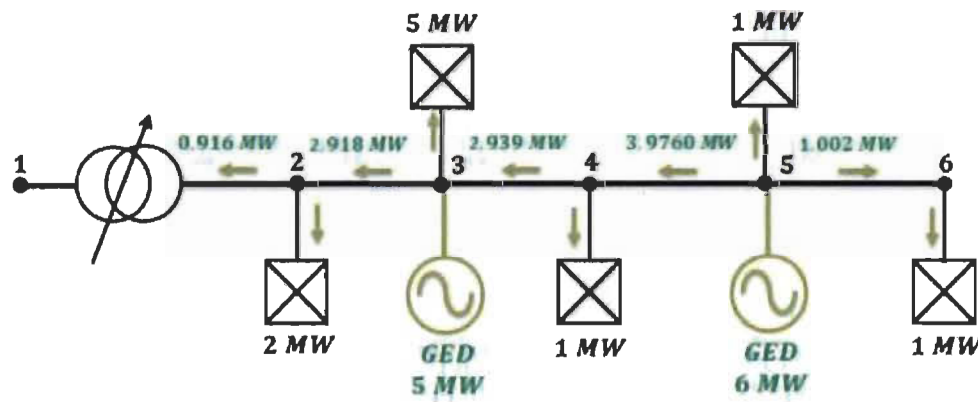


Figure 3.24 Exemple d'une exportation de puissance vers le réseau de transport[39]

Selon le nombre et la taille des GED connectées au réseau, on peut se trouver dans une situation d'exportation d'énergie vers le réseau de transport. La Figure 3.24 illustre un exemple de cas d'exportation de puissance si on connecte, par exemple, une GED au nœud 3 de 5 MW et une GED de 6 MW au nœud 5.

- Impact sur les courants de court-circuit

L'introduction de GED dans le réseau de distribution modifie l'impédance globale du réseau et donc des courants de court-circuit et la puissance de court-circuit[40]

- Impact sur le plan de protection

La modification des courants de court-circuit due à l'insertion de GED peut conduire à une modification du réglage des protections voire même à leur changement. Deux principaux problèmes apparaissent suite à une insertion de GED :

Le problème d'aveuglement de protections et celui du déclenchement intempestif des protections.

- Problème d'aveuglement des protections

Le problème d'aveuglement de protections se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ possédant une GED.

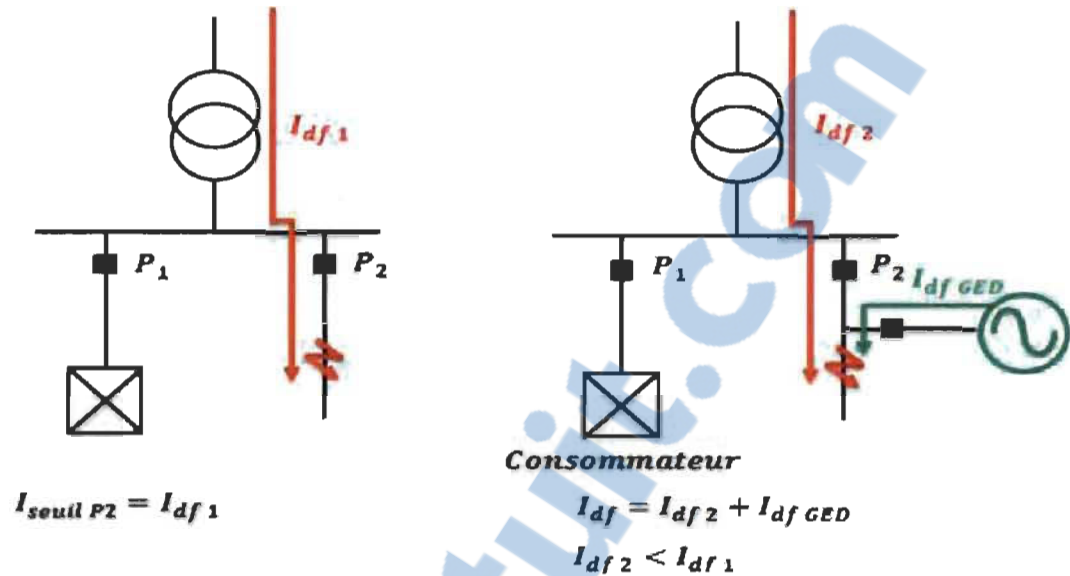


Figure 3.25 Problème d'aveuglement de protection[39].

En l'absence de GED, le seuil de protection P2 est réglé à $I_{seuilP2} = I_{df1}$ (courant de défaut provenant du réseau amont). Si on raccorde une GED, elle va participer au courant de défaut. On a $I_{df} = I_{df2} + I_{dfGED}$ le courant apporté par le réseau amont, I_{df2} est alors plus faible que I_{df1} .

- Problèmes du déclenchement intempestif des protections

Le problème de déclenchement intempestif Figure 3.26 se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ adjacent au départ possédant une GED. En effet, la GED participant au courant de défaut peut faire déclencher la protection P2, si le courant de défaut apporté par la GED est supérieur au seuil de la protection de P2.

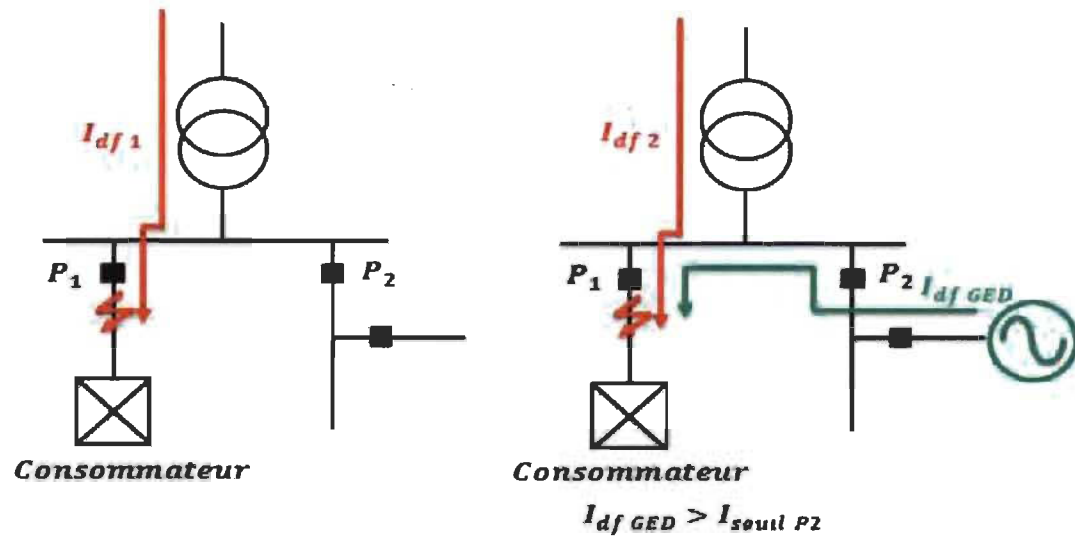


Figure 3.26 Problème de déclenchement intempestif des protections[39]

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fait un aperçu de différents types de réseau à savoir le réseau de transport, et le réseau de distribution, et des différents problèmes rencontrés dans ces derniers. Nous avons ressorti l'importance de la tension et de la fréquence, tout en faisant l'inventaire de différents dispositifs, qui sont utilisés pour le réglage de ces derniers. Nous avons décrit les différentes composantes du réseau hybride à bâtir. Ensuite nous avons fait l'étude de l'injection d'une source d'énergie renouvelable à un nœud du réseau.

L'insertion de GED sur le réseau de distribution peut altérer la qualité de la tension qui est déterminée par un ensemble d'indices :

- Le flicker
- Les creux de tensions
- Les harmoniques

- Les déséquilibres des systèmes triphasés

La modification des courants de court-circuit due à l'insertion de GED peut conduire à une modification du réglage des protections, deux principaux problèmes apparaissent :

- Aveuglement de protections
- Déclenchements intempestifs des protections

Le chapitre 4 sera consacré au dimensionnement et à la simulation du réseau hybride sous le logiciel ETA 7.5. Différentes problématiques seront examinées, à savoir chute de tension le long de la ligne de transport, la variation de fréquence, les protections du réseau, et l'écoulement de puissance.

Chapitre 4 - Dimensionnement et simulation du système hybride

4.1 Introduction

Les réseaux électriques sont traditionnellement exploités d'une manière centralisée et verticale. Ainsi, la plus grande partie de la production électrique est centrée autour de centrales à grande capacité de production. Cette production est souvent liée à des emplacements géographiques adéquats (sources d'eau, impératifs techniques...). L'énergie est ensuite acheminée vers les grands centres de consommation à travers un réseau de lignes aériennes et de câbles, souvent à de grandes distances et à des niveaux de tension plus au moins importants. Cette structure a été construite sur des bases d'économie, de sécurité du système et de qualité de fourniture de l'énergie. Cette structure, très centralisée et contrôlée par des centres de conduite hiérarchisés, permet de surveiller et de contrôler le réseau à tout instant. Ainsi, la production est ajustée à la consommation instantanément (par surveillance de la fréquence et sur la base de modèles de prévision de charges très élaborés). La tension est également contrôlée sur une plage bien spécifiée au moyen de dispositifs souvent coordonnés (dispositifs de protection, génératrice, compensateurs d'énergie réactive statique ou non, actions opérateur...).

Cependant, ce mode de fonctionnement est de plus en plus remis en cause aussi bien par les électriciens que par l'opinion et les pouvoirs publics. C'est dans ce contexte qu'on assiste ces dernières années au développement de la production décentralisée dans de nombreux

pays. Cette énergie est destinée à être produite localement (au plus près des centres de consommation et est donc non destinée à être transportable sur de grandes distances). Elle peut s'étaler de quelques kW à quelques MW et peut également être couplée avec de la production de la chaleur (cogénération). L'insertion de cette production est prévue, du moins pour le moment, principalement sur des réseaux de distribution (BT, HTA). De plus, elle est encouragée par l'évolution de la réglementation en faveur de cogénération et des énergies renouvelables ainsi que par les coûts attractifs de certains équipements. Elle s'appuie aujourd'hui sur des moyens de production tels que les turbines à combustion, les moteurs alternatifs (Diesel ou alimentés en gaz naturel), les turbines à vapeur, les turbines hydrauliques, les piles à combustible, les éoliennes et les capteurs solaires. D'autres développements sont attendus dans le futur sur des moyens tel que le moteur Stirling (moteur à combustion externe dont le principal fluide est un gaz soumis à 4 phases).

De ce fait, cette libéralisation des marchés de l'électricité et l'intégration aux réseaux électriques de sources de production décentralisée amènent ainsi de nouveaux problèmes techniques qui, sont dus au fait que, les réseaux électriques actuels n'ont pas été conçus à l'origine pour recevoir de la puissance à partir du consommateur.

Du point de vue environnemental, compte tenu du réchauffement de la planète, plusieurs gouvernements plaident en faveur d'une énergie verte ou d'une énergie renouvelable, en préférence à la production d'énergie polluante, telle que les centrales nucléaires, centrales au gaz ou au charbon.

Une énergie renouvelable est une source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable. L'énergie éolienne peut être considérée comme étant une énergie renouvelable étant donné son caractère inépuisable.

Dans ce chapitre, l'utilisation du logiciel ETAP Power Station sera le point central de cette analyse. Pour ce faire, nous présenterons d'abord les composantes de simulation du logiciel.

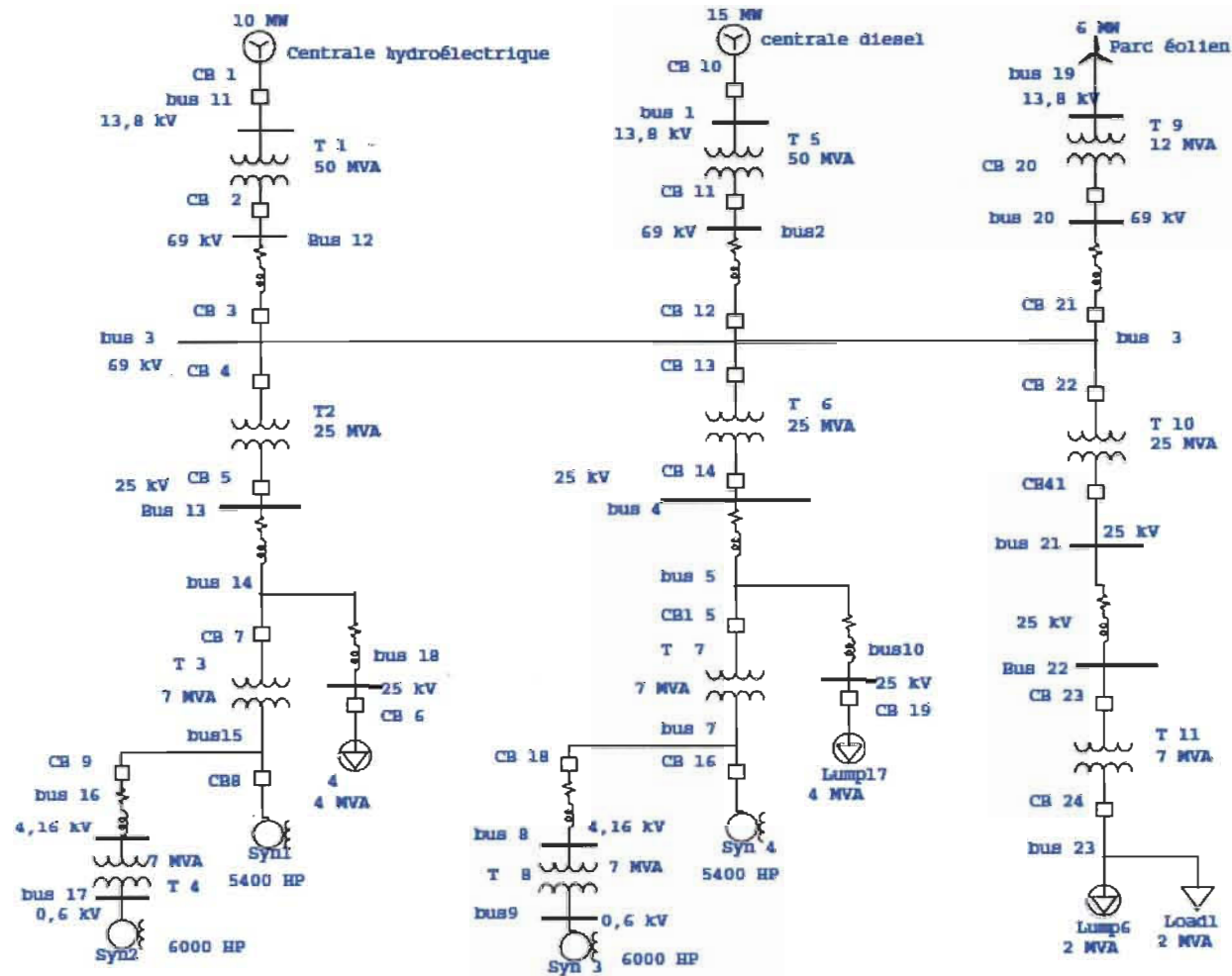


Figure 4.1 Réseau multi source

4.2 Réseau multi sources

Nous implanterons ensuite le réseau hybride, en menant plusieurs simulations sur ce dernier. Puis nous étudierons sur une structure simple, les impacts de l'interconnexion d'éoliennes sur le réseau de distribution électrique.

Le réseau ci-dessus comprend :

- 23 bus
- 11 transformateurs
- 7 câbles souterrains et 3 lignes aériennes
- Les charges du réseau ci-dessus sont variables
- Lors de la simulation, on mettra sur les différents bus, des bancs de condensateurs, pour compenser la ligne, afin de diminuer la puissance active.

Toutes les données du réseau sont en annexe (A).

4.3 Composantes de simulation sous ETAP Power Station 7.5

Le but de notre travail est de modéliser un réseau hybride, pour cela nous allons commencer par présenter les éléments qui vont nous aider à mettre au point notre réseau.

Le réseau est alimenté par trois sources :

- Centrale diesel

La centrale diesel sera représentée dans Etap par une génératrice synchrone bipolaire qui fournit une puissance de 15 MW et fonctionne à une fréquence de 60hz, et est branchée à un bus de 13.8 kV (Annexe A Figure A. 1).

- Centrale hydroélectrique

La centrale hydroélectrique est représentée par une génératrice synchrone bipolaire qui fournit une puissance de 10MW et fonctionne à une fréquence de 60hz, et est branchée à un bus de 13.8 kV (Annexe A Figure A. 2).

- Parc éolien

Le parc éolien fournit une puissance de 6 MW, il est connecté sur un bus de 13,8 kV et fonctionne avec une fréquence de 60hz. Le modèle DFIG n'existe pas dans la version ETAP 7.5, donc le moteur asynchrone est configuré normalement (Annexe A Figure A. 3).

- Génératrice (source) Swing bus

Son impédance interne est déterminée à partir de la puissance de court-circuit S_{cc} (MVA). C'est l'élément primordial pour la construction d'un réseau. Pour des réseaux étendus, on peut en plus trouver des régulateurs de tension ou "voltage control" ainsi que des sources de puissance réactive ou "MVAR control". Pour ses données requises, il faudrait préciser: la tension nominale en kV, la puissance apparente nominale en kVA ou MVA, le nombre de pôles, le type de connexion (étoile ou triangle), les réactances de court-circuit, le rapport X/R , le facteur de puissance, le rendement (à pleine charge) (annexe A Figure A. 4).

4.3.1 Transformateurs

Pour transporter l'énergie électrique à de grandes distances, et à des consommateurs variés, nous faisons usage de divers transformateurs. ETAP dispose de transformateurs triphasés, de transformateurs monophasés simples et des monophasés à point neutre. Les transformateurs dans ETAP se distinguent aussi par leur enroulement qui peut être double

ou triple, ainsi que des transformateurs à prises réglables automatiquement et des transformateurs de mesure de courant et tension. Les données requises sont: Tension nominale au primaire, tension nominale au secondaire, puissance apparente nominale, impédance caractéristique, le type de connexion (annexe A Figure A. 11).

Dans notre réseau hybride, nous avons besoin de trois transformateurs de type T1, qui vont nous permettre de brancher les différentes sources sur la ligne de 69kV du réseau de distribution.

Ces différents types de transformateurs vont nous permettre d'abaisser la tension dans le réseau de distribution jusqu'à ce que nous branchions les charges. Pour cela, nous passerons par divers postes de transformations.

4.3.2 Charges

Avec ETAP, différents types de charges sont disponibles (static load, lumped load, ou spécifique comme des moteurs). Les données requises au minimum pour une charge sont: Puissance active, puissance réactive.

Par exemple, le moteur se caractérise par sa puissance électrique, son couple, son couplage, étoile ou triangle, nous pouvons aussi chercher à savoir si la constitution du rotor est bobinée ou à cage d'écureuil, ou s'il est monophasé ou triphasé.

Les charges ne sont pas statiques, nous sommes donc conduits à changer les valeurs de charges, pour déterminer la charge maximale que le réseau peut alimenter (annexe A Figure A. 5).

Bancs de condensateurs

Les bancs de condensateurs sont utilisés pour corriger le facteur de puissance en cas de fortes charges inductives. Cette solution est utilisée pour compenser la puissance réactive dans le réseau. Pour chaque charge, nous compensons la puissance réactive du réseau.

4.3.3 Câble ou ligne dénommés "Impédance":

Il est choisi en fonction de sa longueur, son calibre ou grosseur, la matière avec laquelle elle faite : cuivre ou aluminium (annexe A Figure A. 8).

Disjoncteurs

Les disjoncteurs sont conçus pour permettre la commande d'un circuit et pour le protéger contre la surcharge et les surintensités, les courts-circuits, les défauts d'isolement, par ouverture rapide du circuit en défaut on peut le réarmer en déplaçant sa manette ou autre organe de manœuvre.

Les disjoncteurs sont choisis de façon à ce que :

- Leur calibre soit au moins égal à l'intensité du départ considéré.
- Leur pouvoir de coupure soit au moins égal à la valeur calculée du courant de court-circuit pour le niveau concerné.
- La sélectivité avec l'appareil de protection aval soit assurée.

Schéma simplifié d'un disjoncteur

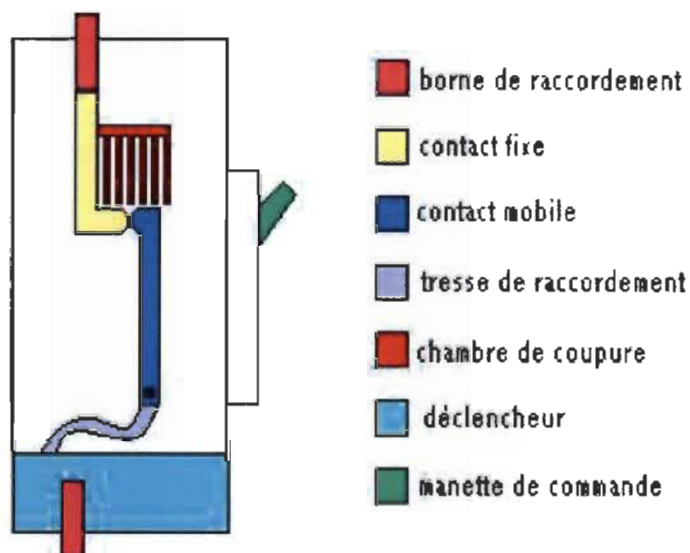


Figure 4.2 Schéma simplifié d'un disjoncteur[41]

- Disjoncteurs Circuits breaker

Il existe ici 2 types de disjoncteurs : haute tension et basse tension (la principale différence se situe au niveau de la tension nominale). Comme le fusible, il suffit d'entrer le nom du constructeur et de choisir sa tension nominale, de son courant nominal et de sa capacité de coupure (annexe A Figure A. 9). Nous pouvons aussi préciser le type de charge qu'il protège (moteur, générateur...).

4.3.4 Fusible

Il est choisi en fonction de sa capacité de coupure, son courant nominal et sa tension nominale. Nous pouvons aussi choisir le nom du constructeur du fusible pour avoir des données plus précises. (Annexe A Figure A. 10)

4.3.5 Fonctionnement du mode «star»

Après avoir créé notre réseau, nous pouvons utiliser le module Star pour pouvoir étudier la sélectivité des protections.

D'abord, le mode star se retrouve sur la barre d'outils d'Etap comme l'illustre la Figure 4.3 suivante:



Figure 4.3 Mode Star



Menu «Star»:

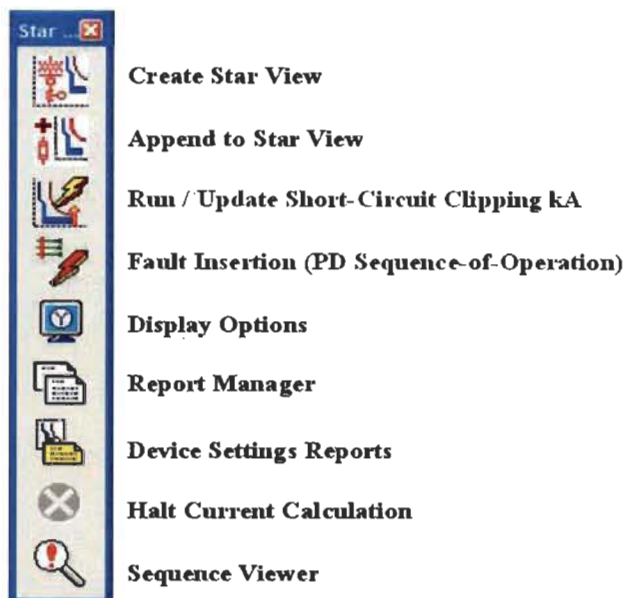


Figure 4.4 Présentation de la barre de menu Star

Nous essayerons dans les lignes qui suivent de présenter les principales fonctions de ce mode (pour plus d'informations, veuillez consulter le «menu help» du logiciel ETAP Power System).

Create star view

Pour générer le « Star » d'un relais par exemple, il faudra le sélectionner, puis cliquez sur le bouton Créer Star situé à droite dans la boîte d'outils du mode Star (PD coordination).

Fenêtre de création «star view»

Nous avons ainsi créé un TCC (Time Current Curve) du dispositif sélectionné (relais). D'autres dispositifs peuvent être ajoutés de la même manière. Le résultat obtenu est le suivant :

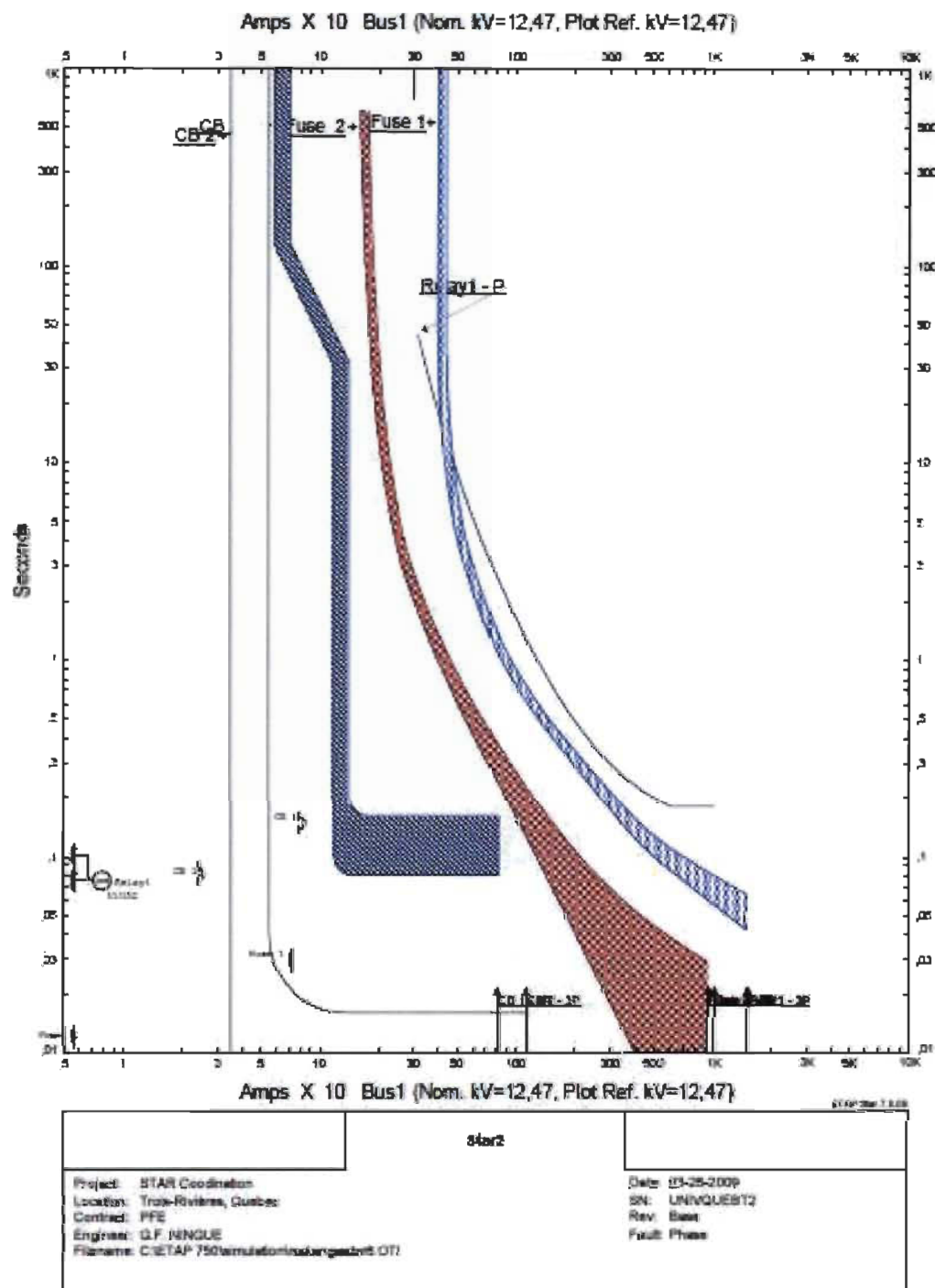


Figure 4.5 Caractéristiques des protections à l'aide du mode star

TCC = caractéristique temps courant

Source : Logiciel ETAP Power System

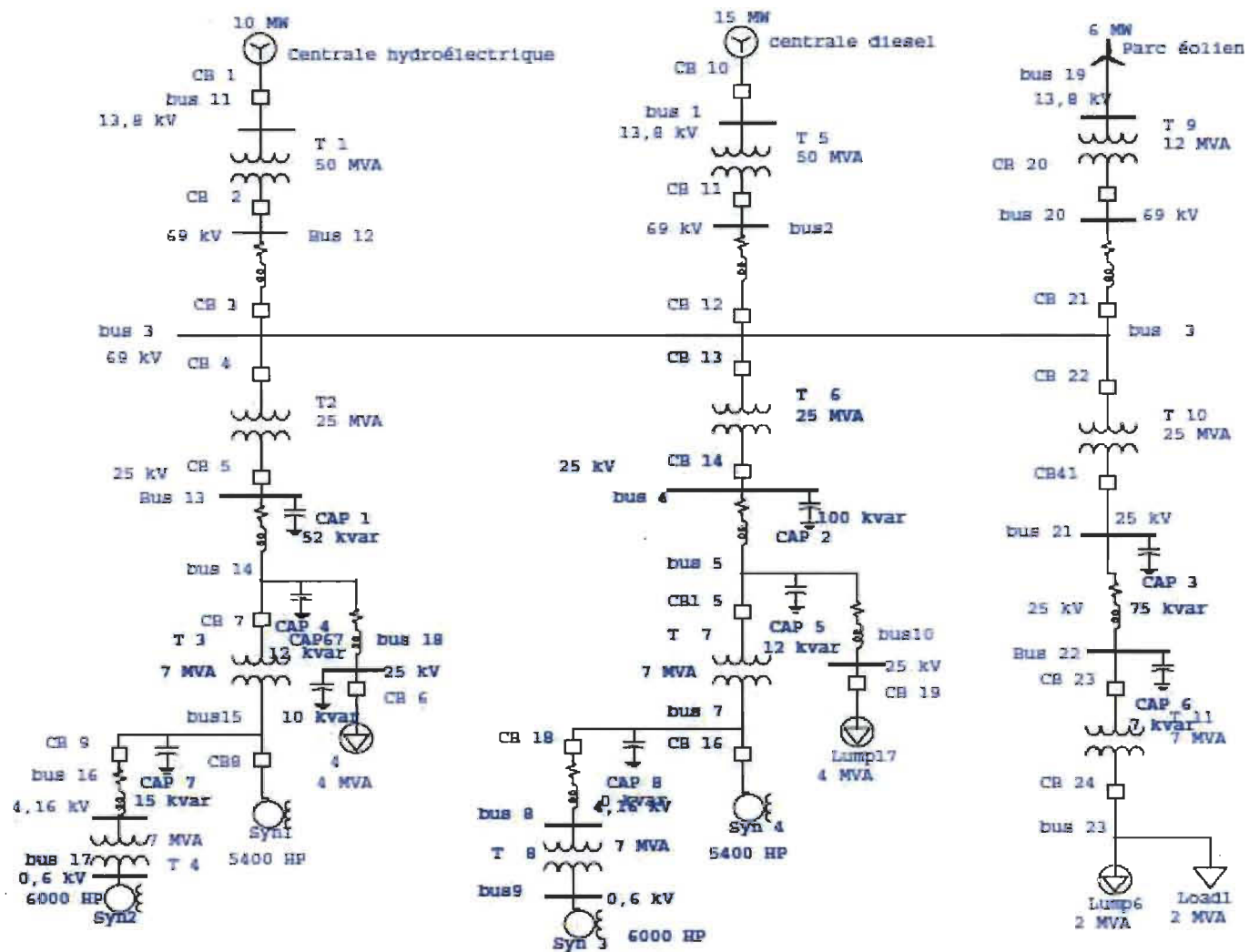


Figure 4.6 Réseau hybride : Centrale Diesel, Centrale Hydroélectrique et Parc éolien

4.4 Réseau hybride : Centrale Diesel, Centrale Hydroélectrique et Parc éolien

Puissance de différentes composantes du réseau hybride

4.4.1 Introduction

Le réseau électrique est un acteur incontournable et extrêmement familier de notre vie quotidienne, ses défaillances font réaliser à chacun à quel point, nous en sommes dépendants. L'étudier, appréhender ses contraintes, connaître son mode de fonctionnement constitue une approche très instructive. On distingue plusieurs types de centrales de production :

- Les centrales de production de masse :

Leur fonction est de produire la plus grande partie d'énergie électrique fournie à l'ensemble du réseau. Les unités de production de masse utilisent principalement l'énergie nucléaire et thermique. Les puissances générées (jusqu'à 100GW) correspondent à des processus dont les temps de réponse sont grands (quelques heures) [42].

- Les centrales de production intermédiaire :

Ces unités sont en général des centrales thermiques (pétroles, charbon et gaz), mais certains pays possèdent de parc très important de centrales hydroélectriques au fil de l'eau et d'éoliennes de production intermédiaires (capacité inférieure à 1 GW).

- Les centrales des productions de pointe :

Ces unités sont caractérisées par des temps de mise en fonctionnement très brefs (quelques minutes) permettant une réaction par rapport aux fluctuations de productions,

ces unités sont principalement des centrales hydroélectriques ne dépassant pas en général 100MW.

- Fonctionnement des réseaux électriques :

Les réseaux électriques fonctionnent à partir d'une stratégie particulière qui consiste à assurer à la fois l'équilibre entre la production et la consommation. Cette stratégie est basée sur un ensemble de réactions précises, en réponse aux fluctuations de la fréquence et des tensions qui sont les conséquences des évolutions de la consommation et de l'apparition des défauts. On peut donc citer :

- Le réglage de la fréquence
- Le réglage des tensions
- Les protections.

Dans le réseau hybride qui sera simulé dans ce travail, la centrale diesel est considérée comme la centrale de masse, la centrale hydroélectrique et le parc éolien comme des centrales intermédiaires. Aussi plusieurs scénarios seront mis en place selon la disponibilité du vent, de l'eau et surtout de la quantité de charges à alimenter.

4.4.2 Scénario 1 : étude la centrale diesel seul

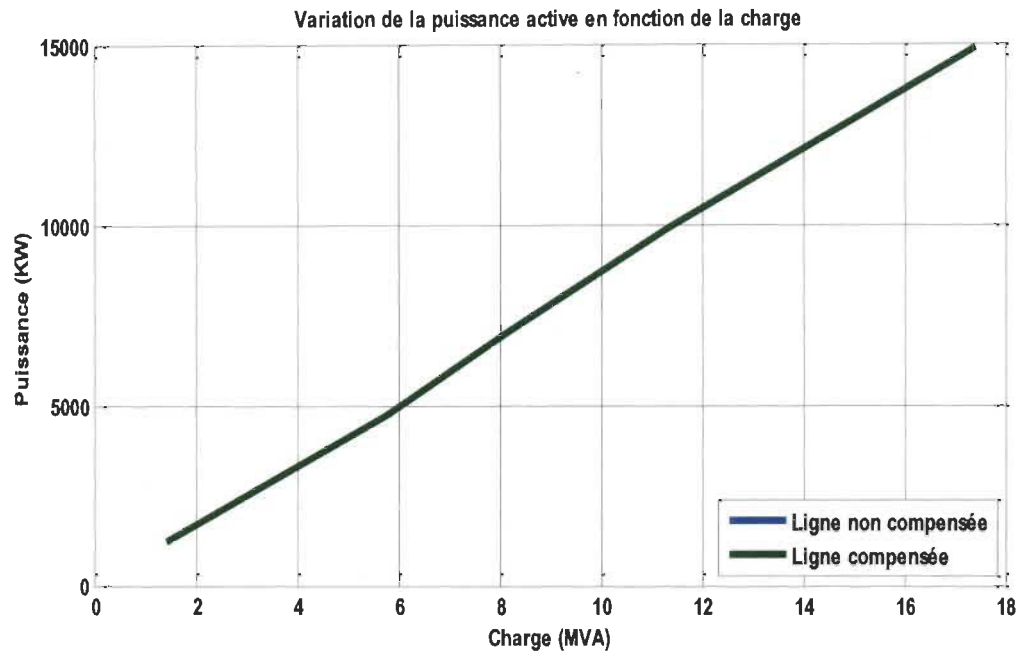


Figure 4.7 Variation de la puissance active en fonction de la charge

La Figure 4.7 nous montre la variation de la puissance active en fonction de la charge. Nous remarquons que les puissances actives avant et après compensation de la ligne de distribution sont confondues.

Les charges globalement inductives et résistives contribuent à faire chuter la tension. Les charges capacitives contribuent à élever la tension dans la zone de travail. Quelle que soit la nature de la charge et l'ordre de grandeur de l'impédance de ligne, une limitation de puissance active apparaît, c'est la puissance maximale transmissible, au-delà de cette limitation, la tension s'écroule de manière irréversible. Les fluctuations admissibles des tensions sur les réseaux sont de l'ordre de $\pm 5\%$ des valeurs nominales.

Pour une charge de 20,847 MVA, qui demande une puissance de 18,416 MW, la centrale atteint sa limite de fonctionnement, car on lui demande de fournir une puissance supérieure à sa valeur nominale. En réduisant la charge, on trouve une valeur de 16,628 MVA qui correspond à une puissance de 14,917 MW. La centrale diesel peut donc à elle seule alimenter des charges de 16,628 MVA.

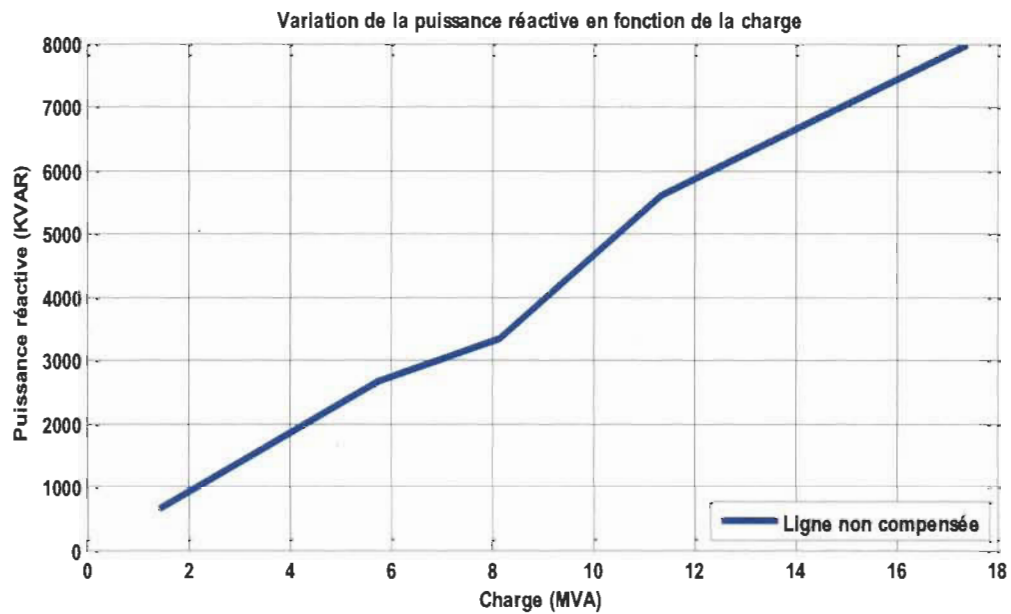


Figure 4.8 Variation de la puissance réactive en fonction de la charge

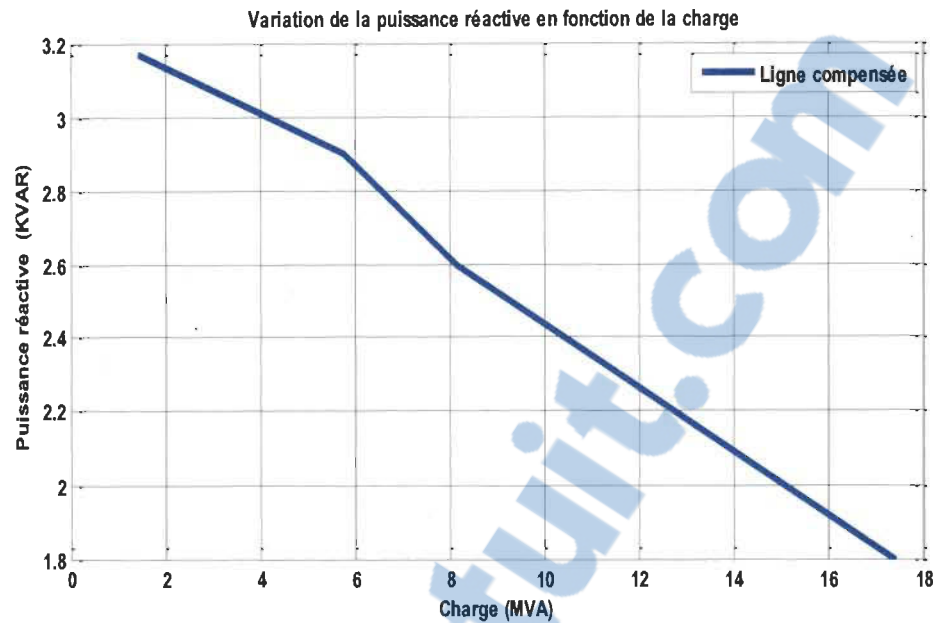


Figure 4.9 Variation de la puissance active en fonction de la charge

La Figure 4.9 représente la variation de la puissance réactive en fonction de la charge. La puissance réactive qui transite sur les réseaux joue un rôle déterminant à cause de l'aspect globalement inductif des charges et des lignes. Nous pouvons constater que la majorité des charges connectées aux réseaux sont globalement inductives (moteurs, machines, transformateurs, etc.). La présence généralisée de la puissance réactive justifie le fait que la puissance active soit constante. L'élévation des courants justifie des pertes plus importantes sur les lignes et l'aggravation des chutes de tension dues aux réactances de lignes et aux transformateurs.

Nous constatons que la puissance réactive est très élevée dans ce réseau compte tenu de la nature de charge. Nous constatons que la puissance réactive augmente au fur et à mesure que la tension de la ligne de distribution diminue. La puissance réactive n'est pas souhaitée dans un réseau. La chute de tension de la ligne de distribution est accompagnée de la chute de tension dans les différents bus du réseau. La Figure 4.9 représente la variation de la

puissance réactive en fonction de la charge sur la ligne compensée .Dans le logiciel ETAP Power System, nous pouvons faire une compensation locale avec des bancs de capacités. Le transport de la puissance réactive à longue distance présente une série d'inconvénients tels que les chutes de tension.

La puissance réactive peut jouer un grand rôle dans des aspects dynamiques tels que la fluctuation de tension produite par les variations de charges, le phénomène de flicker [43].

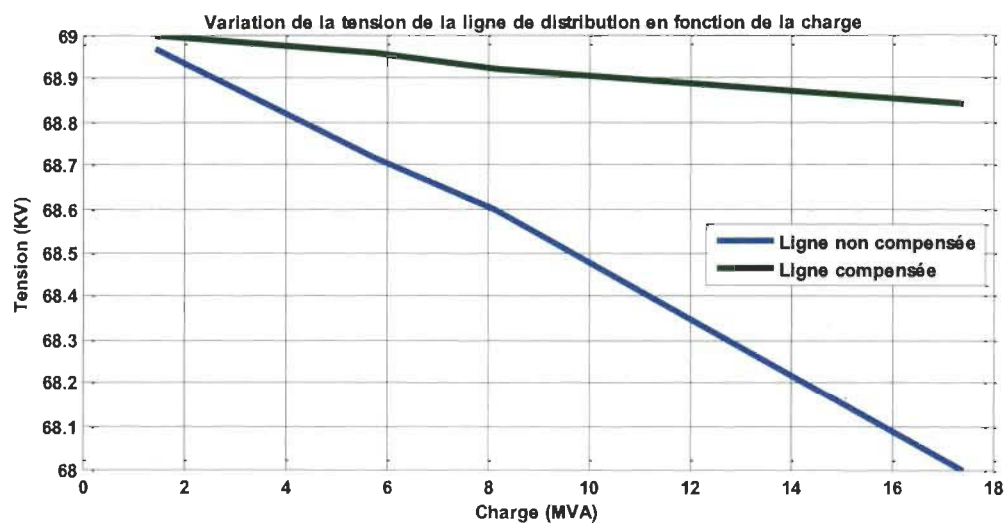


Figure 4.10 Variation de la tension le long de la ligne de distribution en fonction de la charge

La Figure 4.10 représente la variation de la tension le long de la ligne de distribution. La courbe en bleu correspond à la variation de la tension, sur la ligne non compensée, cette courbe correspond à une puissance réactive élevée (voir Figure 4.8). En compensant la ligne, nous obtenons la courbe en vert, on augmente la tension et la puissance réactive diminue dans le réseau (voir Figure 4.9).

Le réseau de distribution comprend les lignes et les postes de transformation servant à alimenter les clients. Ce réseau est composé de deux parties : réseau de distribution à

moyenne tension (2.4 kV et 69 kV) et le réseau de distribution à basse tension (120 V à 600 V) [44]. On compense donc la ligne de distribution de 69 kV en fournissant au réseau la puissance réactive consommée.

Scénario 2 étude de la centrale diesel combiné la centrale hydroélectrique et le parc éolien

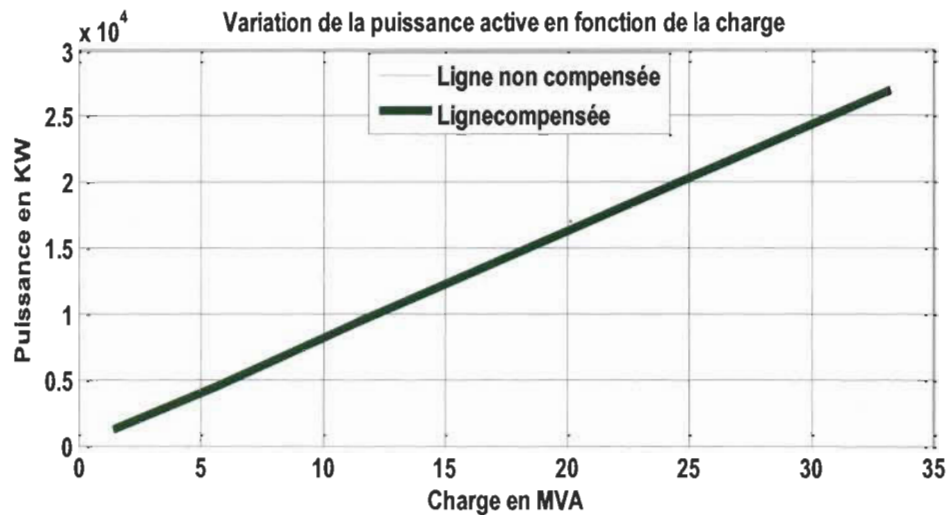


Figure 4.11 Variation de la puissance active en fonction de la charge

La Figure 4.11 représente la variation de la puissance active en fonction de la charge. Nous remarquons que la puissance active avant et après compensation sont confondues. En associant les trois sources, le système atteint sa limite de fonctionnement pour une charge de 31.435 MVA, pour une puissance de 30,661 MW, pour cette limite, la centrale diesel fournit 10,932 MW, la centrale hydroélectrique 9,993 MW et l'éolienne 6 MW. L'éolienne fournit toujours une puissance constante, ce qui est normal, car le profil du vent est constant et réglé à 20 m/s.

La puissance active a augmenté, par rapport au système diesel seul.



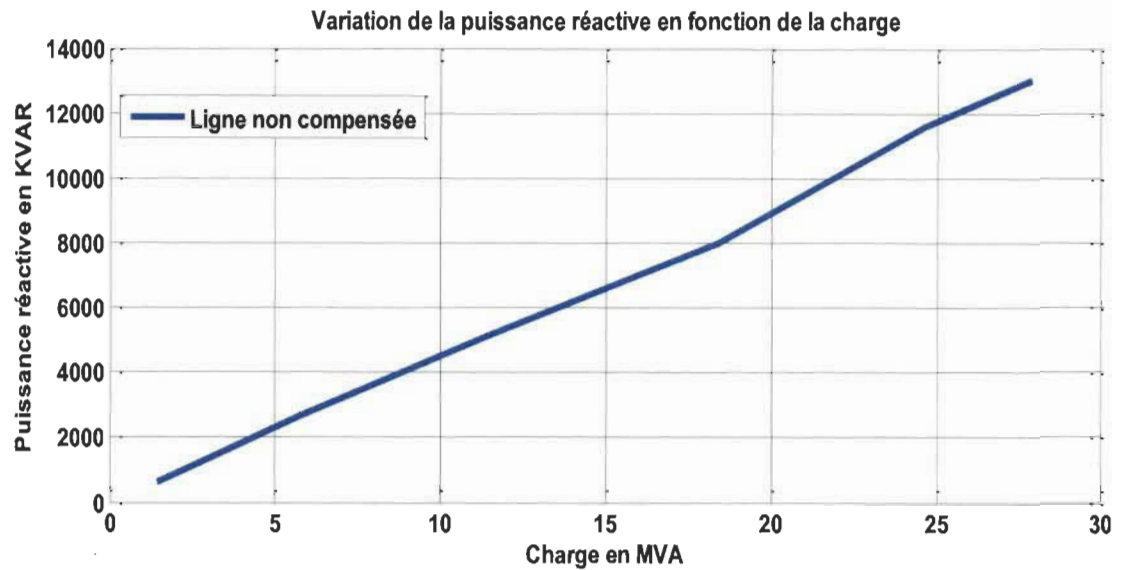


Figure 4.12 Variation de la puissance réactive en fonction de la charge

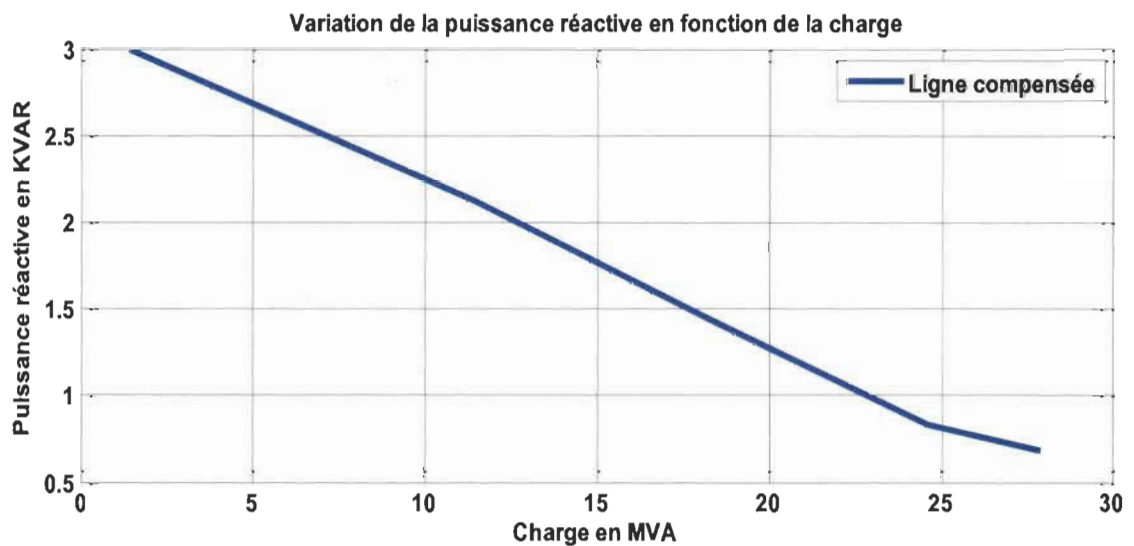


Figure 4.13 Variation de la puissance réactive en fonction de la charge

La puissance réactive est très élevée dans ce montage, elle doit donc être compensée, nous la compensons à l'aide de batteries de condensateurs placés sur différents bus où la tension chute beaucoup.

Nous remarquons que la Figure 4.13 représente la variation de la puissance réactive après compensation de la ligne de distribution, la compensation se fait localement à l'aide de batteries de condensateurs.

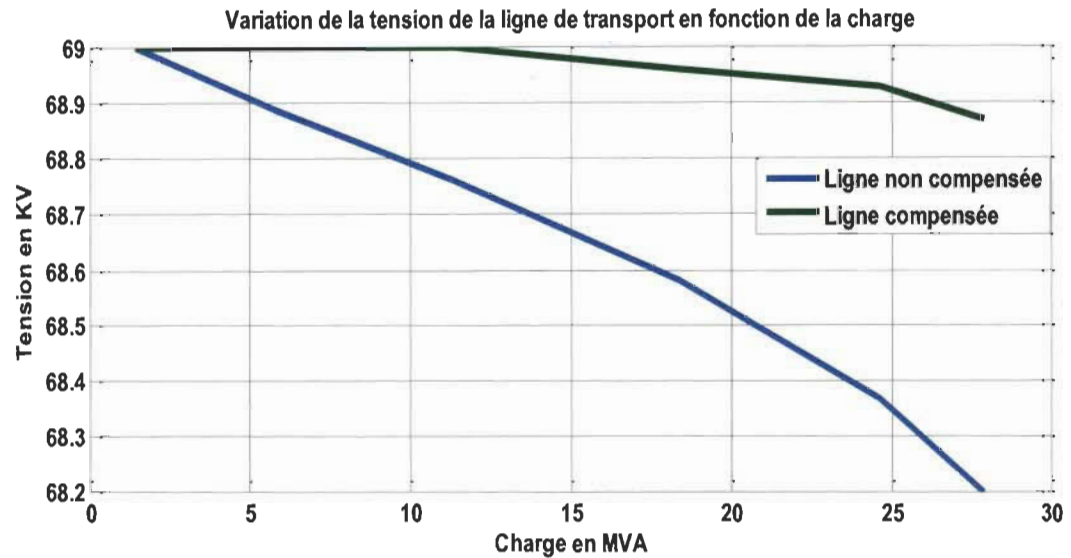


Figure 4.14 Variation de la tension le long de la ligne de transport en fonction de la charge

La Figure 4.14 représente la variation de la tension le long de la ligne de transport, la courbe en bleu correspond à la variation de la tension le long de la ligne non compensée. la tension chute de 69 kV à 68.2 kV, cette courbe en bleu correspond à une puissance réactive élevée (voir Figure 4.12). La courbe en vert correspond à la tension de ligne compensée, nous constatons que la tension chute de 69 kV à 68.88 kV, cette courbe correspond à une puissance réactive compensée (voir Figure 4.13).

La tension de la ligne de distribution augmente peu après la compensation de la ligne, ce qui fait aussi que la puissance réactive diminue dans le réseau.

4.4.3 Scénario 3 Centrale hydroélectrique combinée au Parc éolien

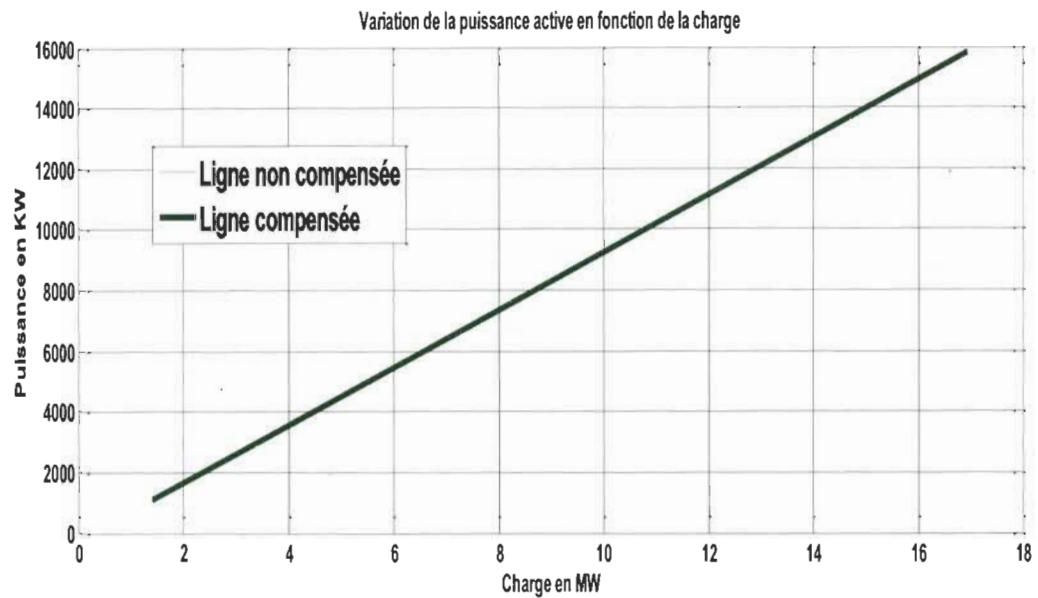


Figure 4.15 Variation de la puissance active en fonction de la charge

La combinaison centrale hydroélectrique et parc éolien peut alimenter une charge de 16,948 MVA, la centrale hydroélectrique fournit 9.95 MW et le parc éolien fournit 6 MW.

Le parc éolien est simulé avec de profil de vent de 20 m/s

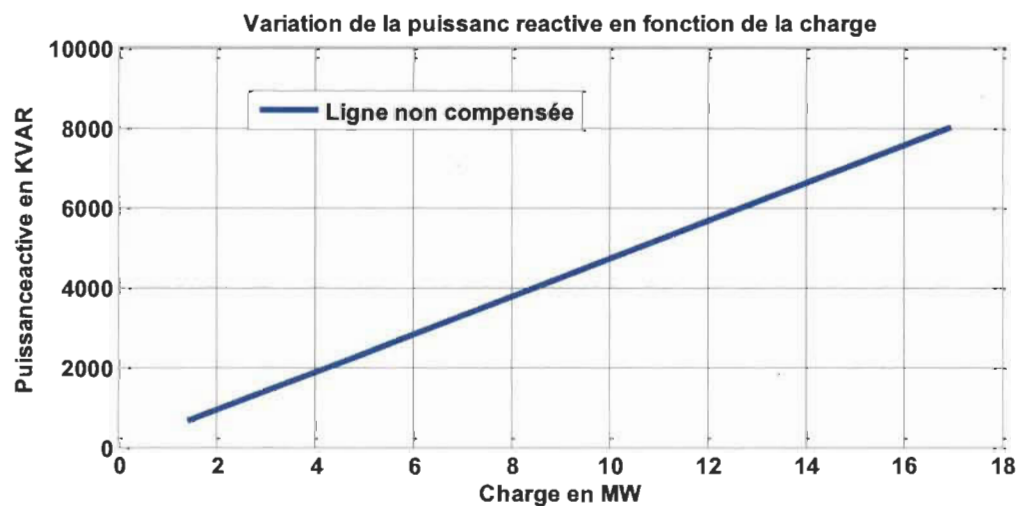


Figure 4.16 Variation de la puissance réactive en fonction de la charge ligne non compensée

Nous constatons que la puissance réactive atteint, une valeur de 8000 kVAR. Ceci est dû à la nature inductive de plusieurs charges, nous devons donc compenser le réseau pour diminuer la puissance réactive.

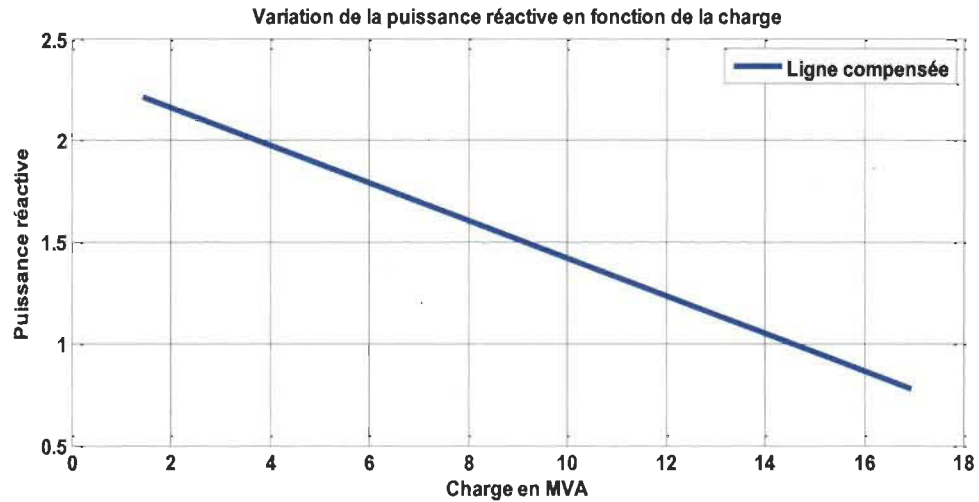


Figure 4.17 Variation de la puissance réactive en fonction de la charge ligne compensée

La Figure 4.17 représente la variation de la puissance réactive dans le réseau, après compensation de la ligne. On constate une diminution de la puissance réactive qui passe de 2.2 kVa à 0.8 kVa.

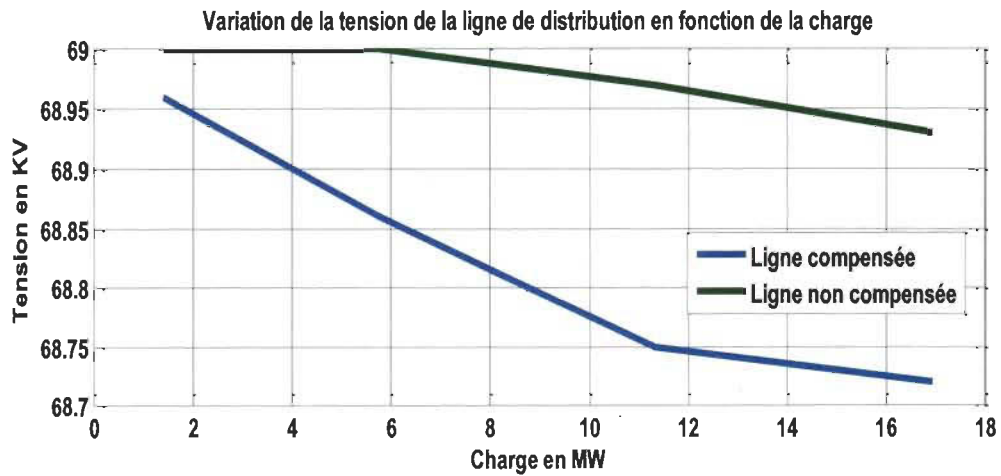


Figure 4.18 Variation de tension le long de la ligne compensée et non compensée.

La Figure 4.18 correspond au réseau non compensé courbe en bleu dont la puissance réactive correspond à la Figure 4.16, cette puissance étant élevée, on va la diminuer en compensant la ligne .on obtient ainsi la courbe en vert (Figure 4.18) en relevant la tension de la ligne de distribution, aussi la puissance réactive est diminuée (Figure 4.17).

4.4.4 Scénario 4 Diesel combiné à l'hydroélectricité

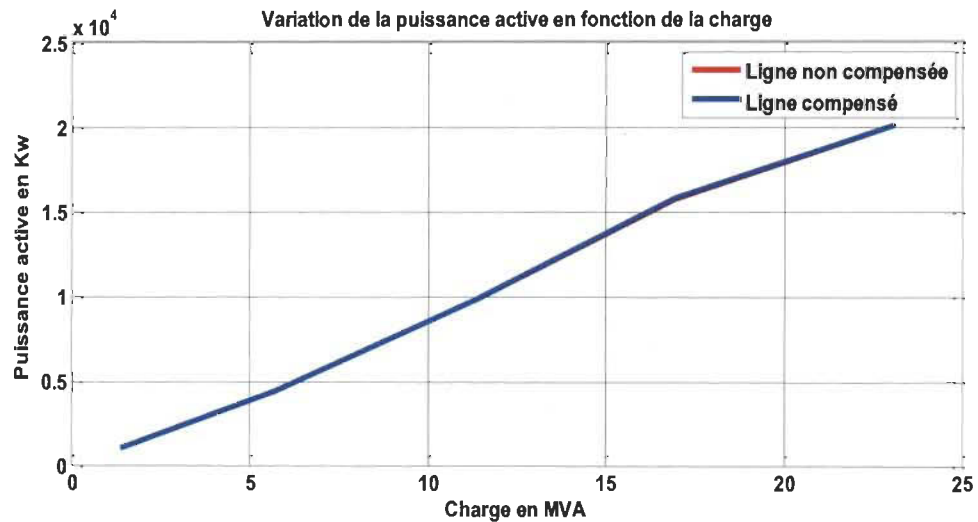


Figure 4.19 Variation de la puissance active en fonction de la charge

La Figure 4.19 représente la variation de la puissance active en fonction de la charge, les puissances avant et après compensation sont confondues. La centrale diesel combiné à l'hydroélectricité peut alimenter des charges totales de 24,364 MVA. Compte tenu de la nature des charges utilisées nous devons donc compenser la ligne.

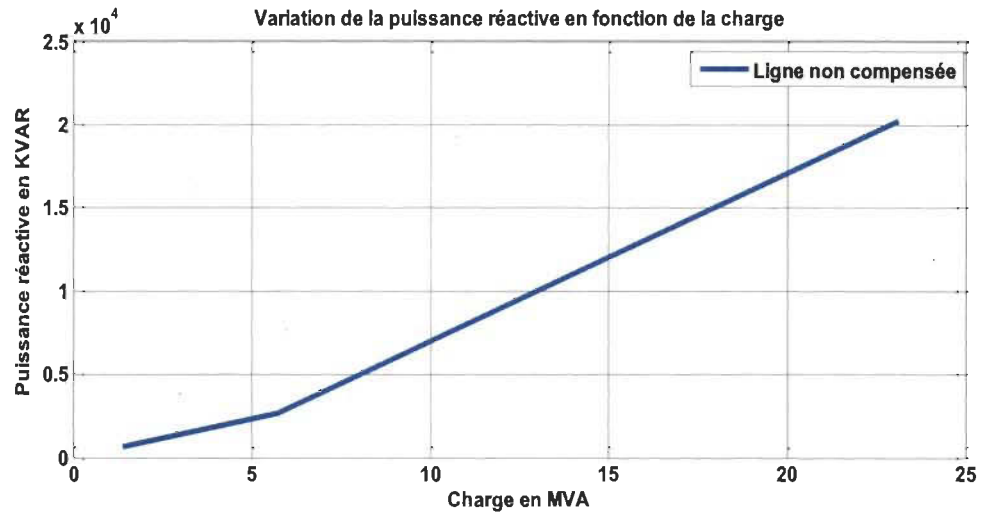


Figure 4.20 Variation de la puissance réactive en fonction de la charge ligne non compensée

La Figure 4.20 représente la variation de la puissance réactive en fonction de la charge, cette puissance atteint un maximum de 20 KVAR, ceci est dû à la nature des charges. Nous devons donc compenser la ligne.

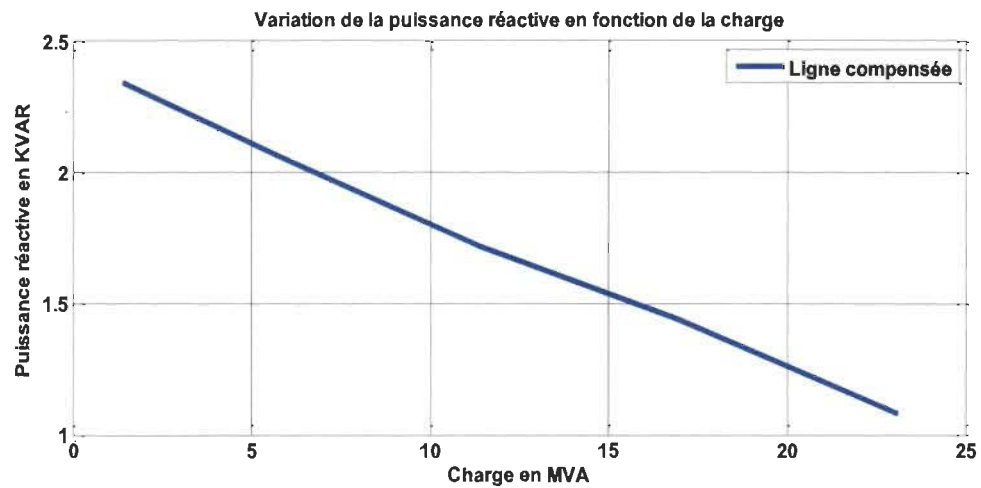


Figure 4.21 Variation de la puissance réactive en fonction de la charge ligne compensée

La Figure 4.21 représente la variation de la puissance réactive en fonction de la charge, nous constatons que la puissance réactive a considérablement diminuée par rapport à la Figure 4.20.

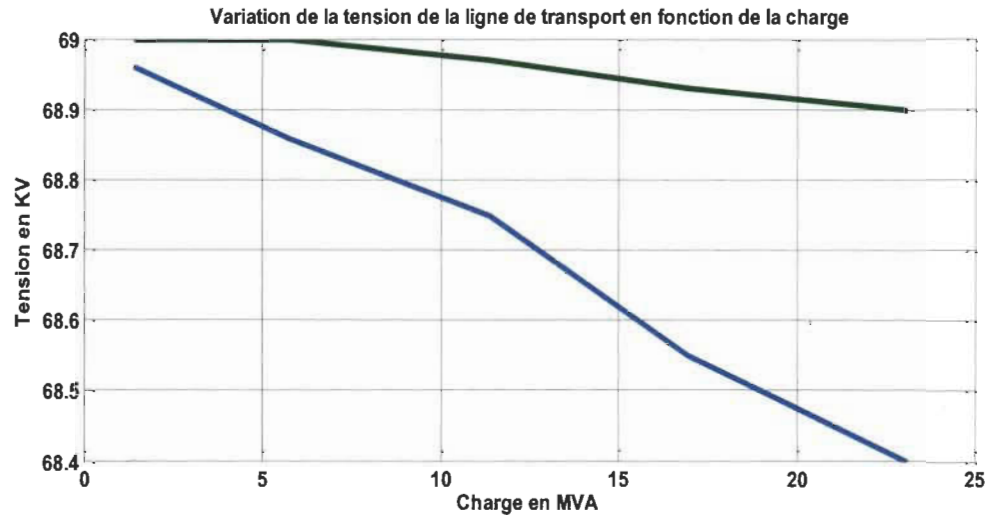


Figure 4.22 Variation de la tension le long de la ligne de transport

La Figure 4.22 représente la variation de la tension le long de la ligne de transport, la courbe en bleu représente la tension de la ligne avant compensation, cette dernière correspond à la puissance réactive représentée par la Figure 4.20, cette dernière étant très importante la ligne doit donc compensée en élevant la tension de distribution, nous obtenons la courbe en vert obtenu sur la Figure 4.22, à cette courbe correspond la Figure 4.21 qui correspond à la puissance réactive après compensation.

4.4.5 Scénario 5 Diesel combiné au parc éolien

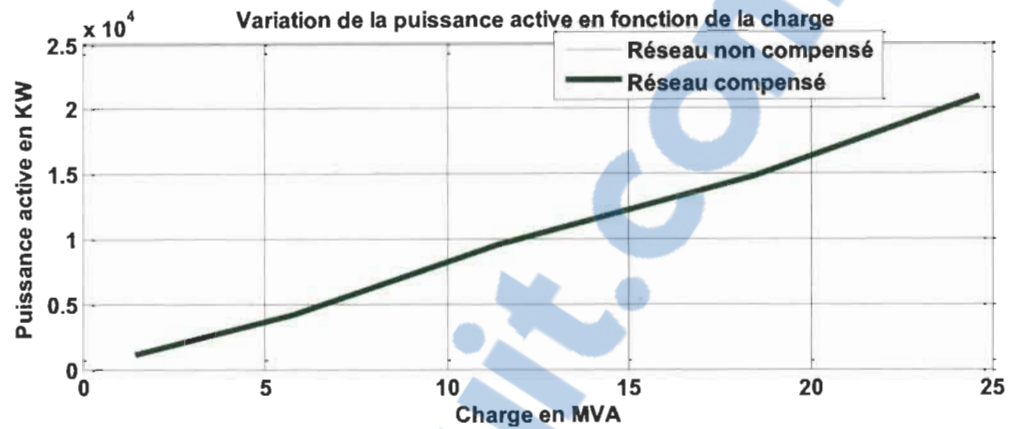


Figure 4.23 Variation de la puissance active en fonction de la charge

La Figure 4.23 représente la variation de la puissance active en fonction de la charge. Les puissances actives avant et après compensation sont confondues. L'association diesel et Parc éolien délivre une puissance de 20,929kW et alimente une charge de 23.622MVA.

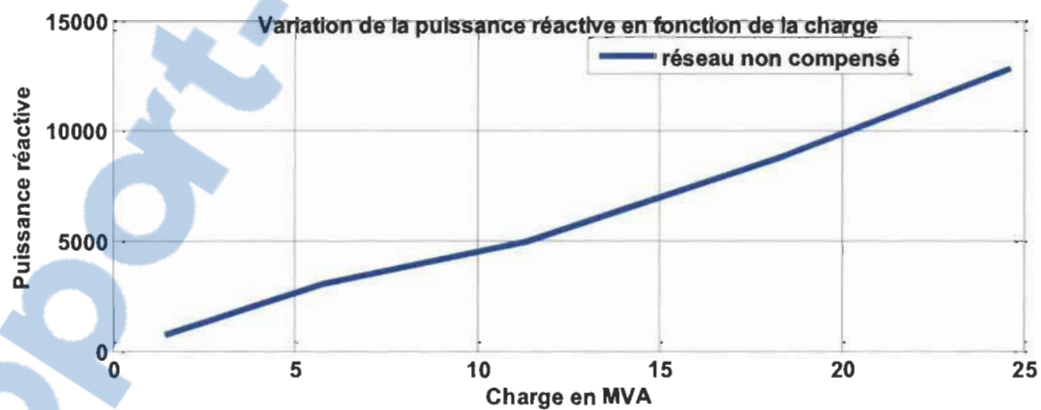


Figure 4.24 Variation de la puissance réactive en fonction de la charge

La Figure 4.24 représente la variation de la puissance réactive en fonction de la charge. La puissance atteint une valeur de 13 000 kVAR, cette valeur étant très importante, nous devons donc compenser la ligne pour diminuer la puissance réactive.

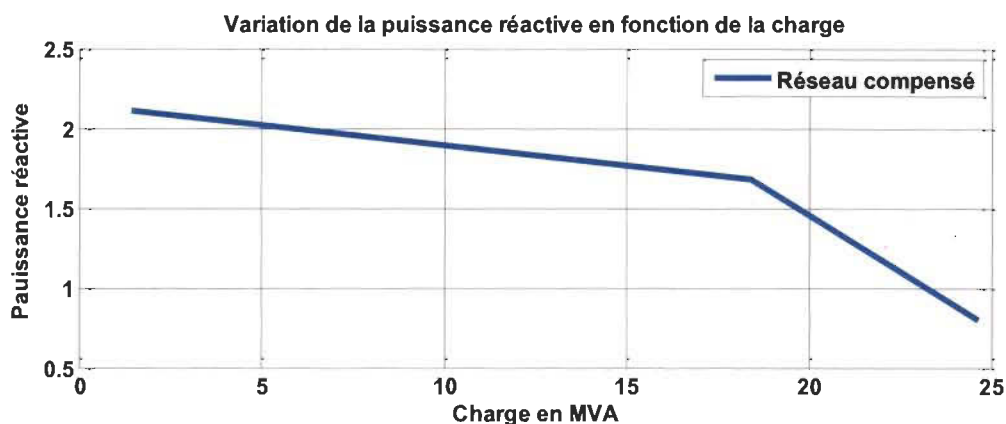


Figure 4.25 Variation de la puissance réactive en fonction de la charge

La Figure 4.25 représente la variation de la puissance réactive en fonction de la charge après compensation. Nous remarquons que la puissance réactive a beaucoup diminuée dans le réseau.

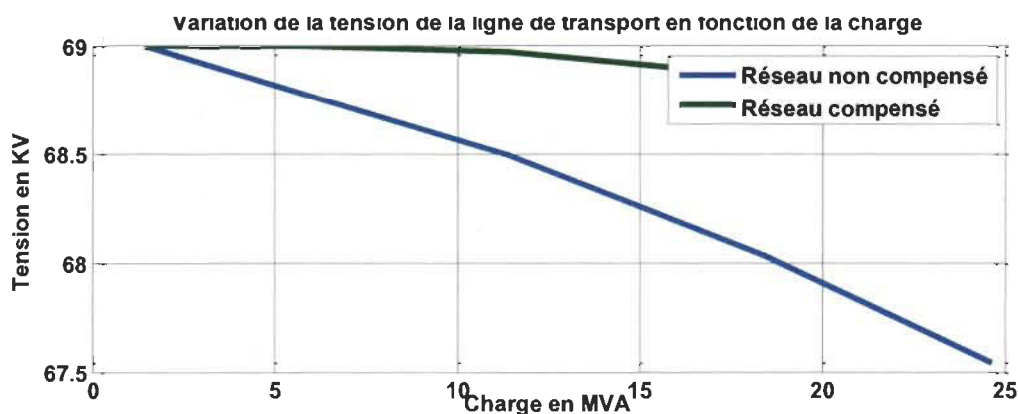


Figure 4.26 Variation de la tension le long de la ligne de transport en fonction de la charge

La Figure 4.26 représente la variation de la tension le long de la ligne de distribution en fonction de la charge. La courbe en bleu correspond à la courbe non compensée qui varie de 69 kV à 67.5 kV, cette courbe correspond du point de vue puissance réactive à

La Figure 4.24, la puissance étant élevée sur cette dernière, on élève le niveau de tension avec des bancs de condensateurs et l'on obtient la courbe en vert sur la Figure 4.26. A cette courbe correspond la puissance compensée de la Figure 4.25.

4.4.6 Récapitulation des différents scénarios

Scénario	Composantes du Scénario	Puissance délivrée (kW)	Charge maximale alimentée (MVA)
1	Diesel	14,917	16,628
2	Diesel, hydroélectrique et parc éolien	30,661	31,435
3	Hydroélectrique et Parc éolien	15,75	16,948
4	Diesel et hydroélectricité	21,600	24.364
5	Diesel et Parc éolien	20,929	23,622

4.4.7 Remarques

Tout alternateur lorsqu'il débite de la puissance est tributaire du principe fondamental de la dynamique :

$$\sum \text{Couples} = C_{meca} - C_{pertes} - C_{elec} = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (4.1)$$

En négligeant les pertes associées à l'alternateur, il est possible de relier alors l'évolution de sa vitesse aux puissances amenées et reçues :

$$C_{meca} - C_{elec} = \frac{P_{meca}}{\Omega} - \frac{P_{elec}}{\Omega} = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (4.2)$$

La fréquence des tensions produites par l'alternateur étant proportionnelle à la vitesse de rotation, l'équation (4.2) permet de comprendre l'origine des fluctuations. En régime permanent, c'est-à-dire à vitesse et fréquence constantes il y a égalité entre la puissance produite et la puissance consommée. Dans le logiciel ETAP POWER SYSTEM nous travaillons à une fréquence constante de 60 HZ, les alternateurs tournent à vitesse constante de 1800 tr/min et le profil des vents est constant et égal à 20 m/s. les différents scénarios abordés, nous ont permis de trouver la limite de différentes combinaisons de sources, car les objectifs des systèmes hybrides est de lutter contre les émissions de gaz à effet de serre, et de diminuer la facture électrique. Nous pouvons prendre le Canada pour exemple où plus de 300 communautés éloignées dépendent principalement de groupes électrogènes au diesel dont le coût de cette production est élevé

(0,13 à 2.45 dollars), tandis que celui de l'électricité produite par des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau ne coûte que 0,38 à 0,75 dollar [45]. Dans ce travail, nous avons résolu les problèmes liés à variation de tension en compensant localement chaque chute de tension, par contre la fréquence est constante, ce qui ne reflète pas la réalité dans un réseau électrique. Nous avons aussi en dimensionnant le réseau examiné le problème de protection du réseau. Aussi, nous allons examiner l'influence de l'insertion d'une source de production décentralisée dans le réseau de distribution.

4.5 Étude de la coordination de protection en présence de source de production décentralisée

4.5.1 Introduction

L'intégration de la production décentralisée dans les réseaux de distribution peut offrir des avantages et des inconvénients [2, 3, 28-30].

Parmi les interrogations liées aux effets de l'insertion de sources décentralisées se pose le problème de la sélectivité et la coordination de protection. Ce problème touche directement la sécurité du matériel et du personnel et la continuité du service. Il sera donc nécessaire de faire une analyse, pour déterminer si les dispositifs de protection installés sur le réseau sont correctement coordonnés à la suite de l'insertion d'une source de production décentralisée. Dans notre cas, nous ferons notre étude avec une éolienne comme source de production décentralisée.

4.5.2 Réseau de distribution à étudier

Nous travaillons sur un système réduit pour pouvoir mieux appréhender les différentes notions de sélectivité et de coordination.

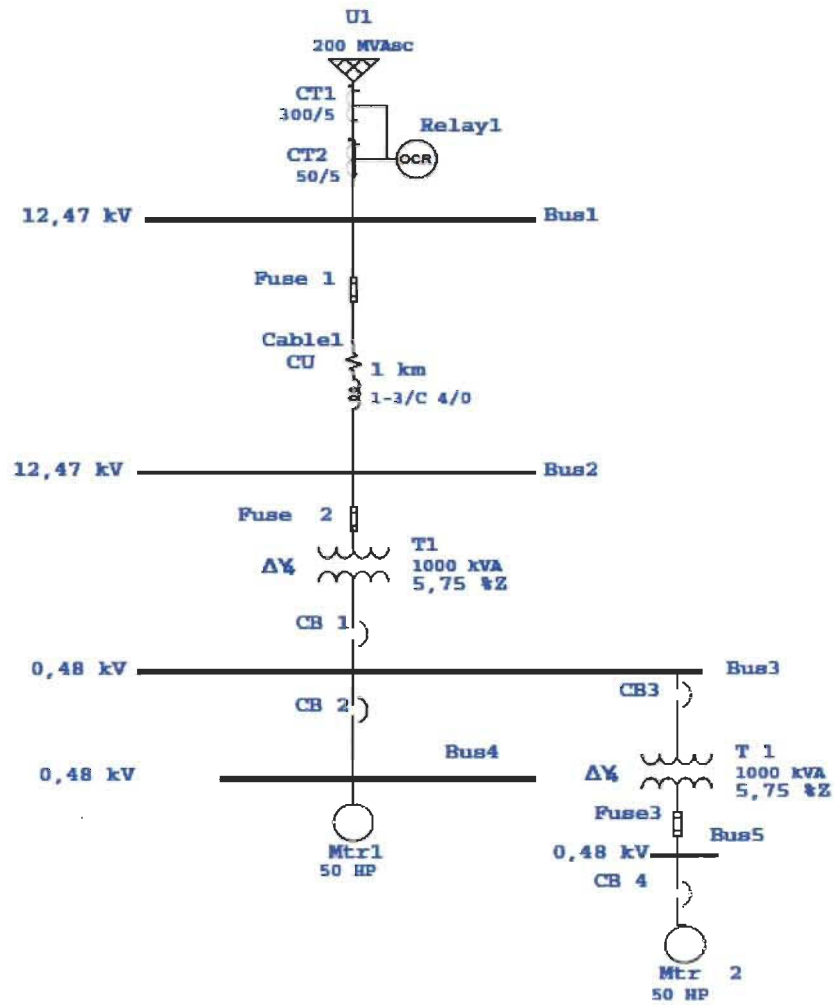


Figure 4.27 Réseau électrique à étudier avec une ligne 100ft

4.5.3 Étude du réseau sans source décentralisée

Dans cette étude, nous avons choisi de représenter uniquement ,les séquences de fonctionnement relatif au bus 3 pour une charge de 100 HP et 1000HP.Toute les autres séquences étant représentées en annexe B.

- Séquence de fonctionnement pour une charge de 100 HP

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-14-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
160	CB 1	20,202	80,0	160	Phase
394	Fuse 2	0,778	253	394	
1464	Fuse 1	0,778	1146	1464	
2748	Relay1	0,778	2748		Phase - OC1 - 51
3103	Fuse3	0,289	2225	3103	

Figure 4.28 Séquence d'opération défaut sur le bus 3 sans source décentralisé avec une charge de 100HP

Nous observons différents éléments sur le tableau ci-dessus :

- Time : le temps maximum en millisecondes d'ouverture du dispositif à partir de la détection du défaut.
- ID : le nom du dispositif concerné
- T1 : Le temps minimum en milliseconde dont le dispositif a besoin pour pouvoir déceler la faute (temps de déclenchement)
- T2 : Temps maximum en milliseconde dont le dispositif aura besoin pour réparer ou éliminer la faute
- Condition : état dans lequel le dispositif se trouve lors de l'opération.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-14-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,0	CB 2	3,639	0,0	16,0	
16,2	CB3	3,031	0,0	16,2	
67,0	Fuse3	3,031	17,1	67,0	
160	CB 1	20,202	80,0	160	Phase
394	Fuse 2	0,778	253	394	
1464	Fuse 1	0,778	1146	1464	
2748	Relay1	0,778	2748		Phase - OC1 - 51

Figure 4.29 Séquence d'opération défaut sur le bus 3 sans source décentralisé avec une charge de 1000HP

- Nous remarquons que les séquences de fonctionnements changent en fonction de la Charge. Ce qui est normal, car nous avons une forte variation des courants, surtout ce qui concerne le bus 3 qui est 0,48 kV donc près de charge, tandis que les deux autres sont au même potentiel de 12,47 séparées par une ligne de 100 pieds.

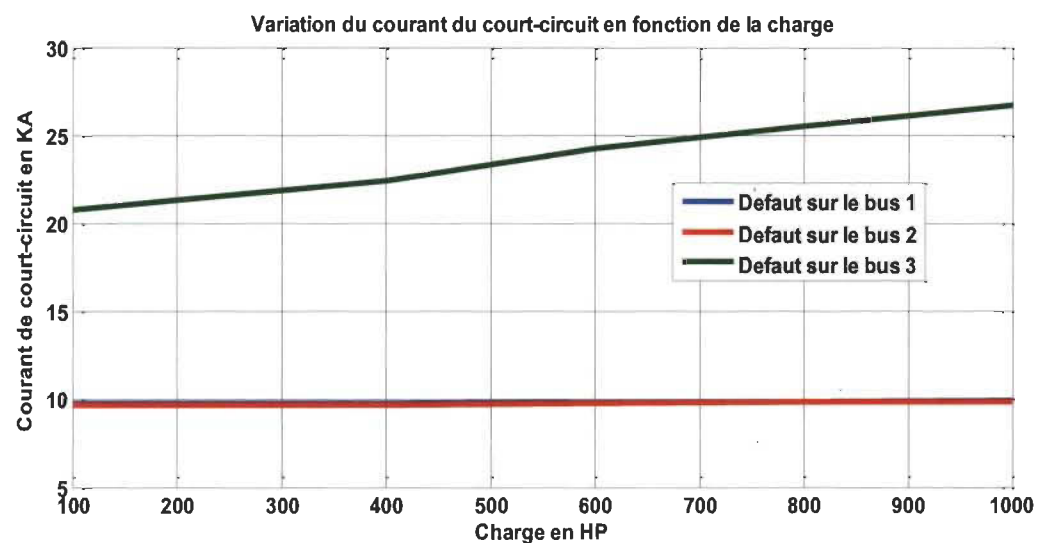


Figure 4.30 Court –circuit sur les bus 1 2 et 3 sans éolienne

- Les courants de court-circuit sur les bus 1 et 2 sont de l'ordre de 9 à 10kA, tandis que sur le bus 3, il est de l'ordre de 26kA.

4.5.4 Étude du réseau avec source décentralisé de 500kW

a) Éolienne placée sur le bus1

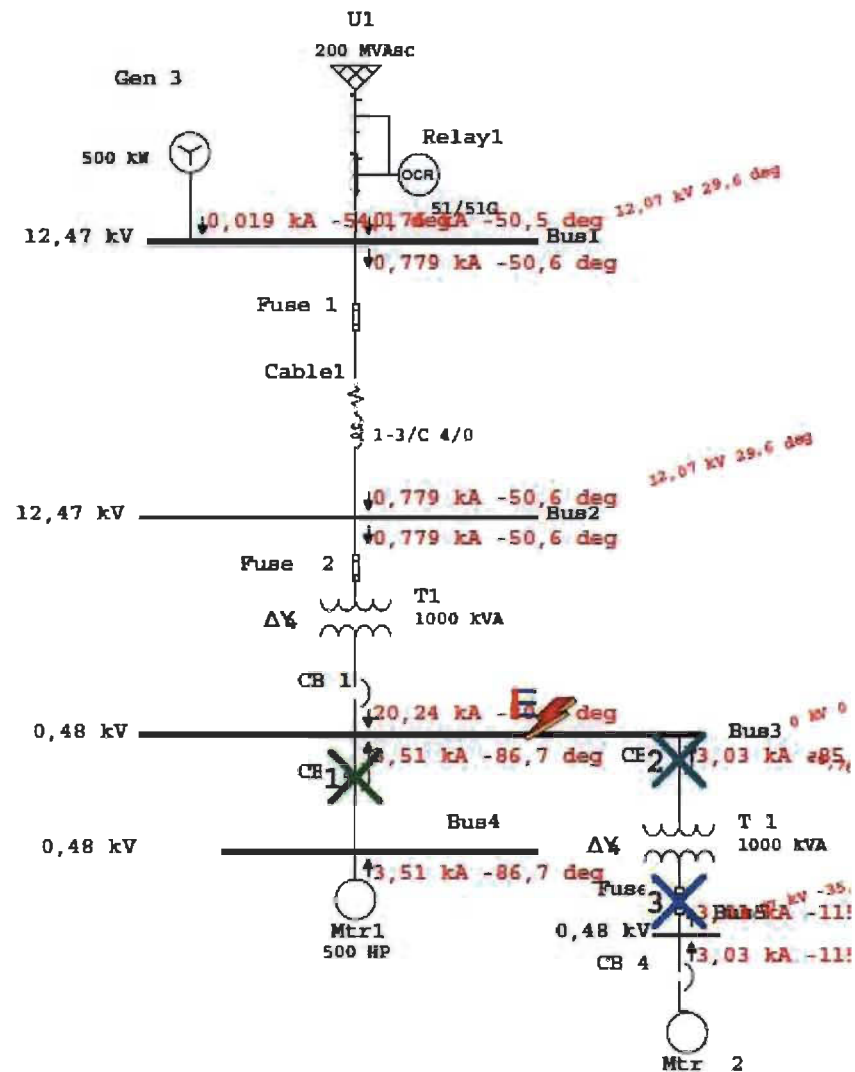


Figure 4.31 Éolienne placée sur le bus 1 court-circuit sur le bus 3

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-14-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
160	CB 1	20,24	80,0	160	Phase
393	Fuse 2	0,779	252	393	
1457	Fuse 1	0,779	1141	1457	Phase - OC1 - 51
2895	Relay1	0,76	2895		
3103	Fuse3	0,289	2225	3103	

Figure 4.32 Figure 4. 1 Séquence d'opération, défaut sur le bus 3 avec une charge de 100HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-14-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,0	CB 2	3,513	0,0	16,0	Phase
16,2	CB3	3,031	0,0	16,2	
67,0	Fuse3	3,031	17,1	67,0	
160	CB 1	20,24	80,0	160	
393	Fuse 2	0,779	252	393	
1457	Fuse 1	0,779	1141	1457	Phase - OC1 - 51
2895	Relay1	0,76	2895		

Figure 4.33 Séquence d'opération, défaut sur le bus 3 avec une charge de 1000HP

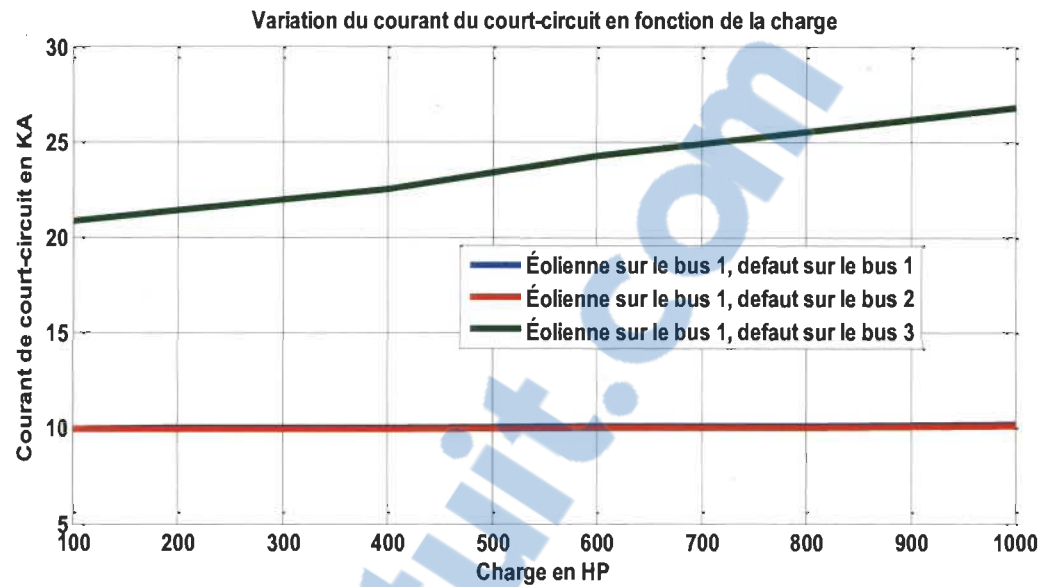


Figure 4.34 Éolienne sur le bus 1 court-circuit sur le bus 3

- Remarques

Le courant de court-circuit sur le bus 3 est très élevé par rapport au courant sur les deux autres bus, ceci est normal, car le bus 3 est à 0.48Volts et se situe à proximité des charges.

Le courant de court-circuit passe de 10kA sur les bus 1 et 2, pour se situer à presque 27 kA pour le bus 3.

Les bus 1 et 2 sont à un même niveau de tension 10,47 kV et se situent à une distance de 100 pieds, ce qui n'est pas une distance très grande, il est normal que nous ayons à peu près les mêmes courants dans ces deux bus.

b) Éolienne placée sur le bus2

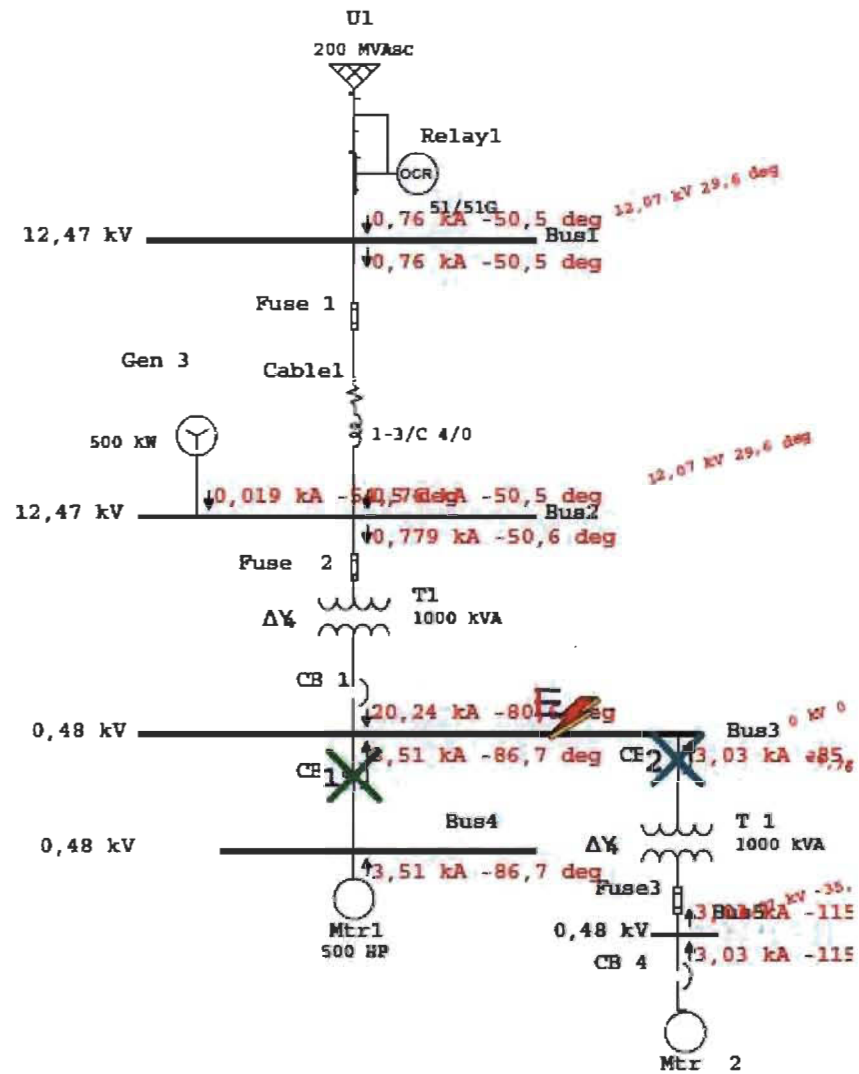


Figure 4.35 Éolienne placée sur le bus 2 court-circuit sur le bus 3

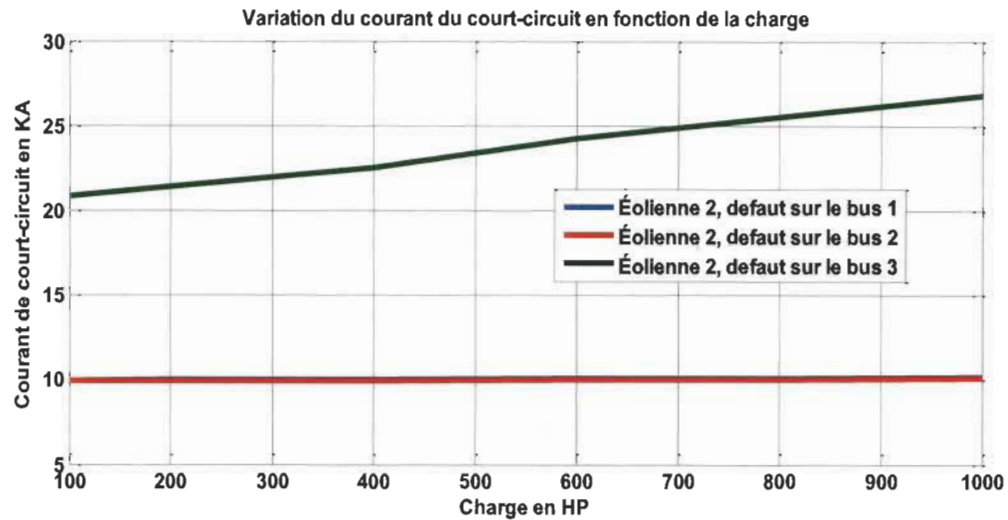


Figure 4.36 Éolienne placée sur le bus2 court-circuit sur le bus 3

- Les remarques faites pour le bus 1 sont valables pour le bus 2

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 03-14-2013

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
160	CB 1	20,241	80,0	160	Phase
393	Fuse 2	0,779	252	393	
1546	Fuse 1	0,76	1204	1546	Phase - OC1 - 51
2896	Relay1	0,76	2896		
3103	Fuse3	0,289	2225	3103	

Figure 4.37 Séquence d'opération, défaut sur le bus 3 avec une charge de 100HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka

3-Phase (Symmetrical) Fault on bus: Bus3

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 03-14-2013

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,0	CB 2	3,639	0,0	16,0	Phase
16,2	CB3	3,031	0,0	16,2	
67,0	Fuse3	3,031	17,1	67,0	
160	CB 1	20,241	80,0	160	Phase
393	Fuse 2	0,779	252	393	
1546	Fuse 1	0,76	1204	1546	Phase - OC1 - 51
2896	Relay1	0,76	2896		

Figure 4.38 Séquence d'opération, défaut sur le bus 3 avec une charge de 1000HP

- On retrouve à peu près les mêmes séquences pour les bus 1 et 2

c) Éolienne placée sur le bus 3

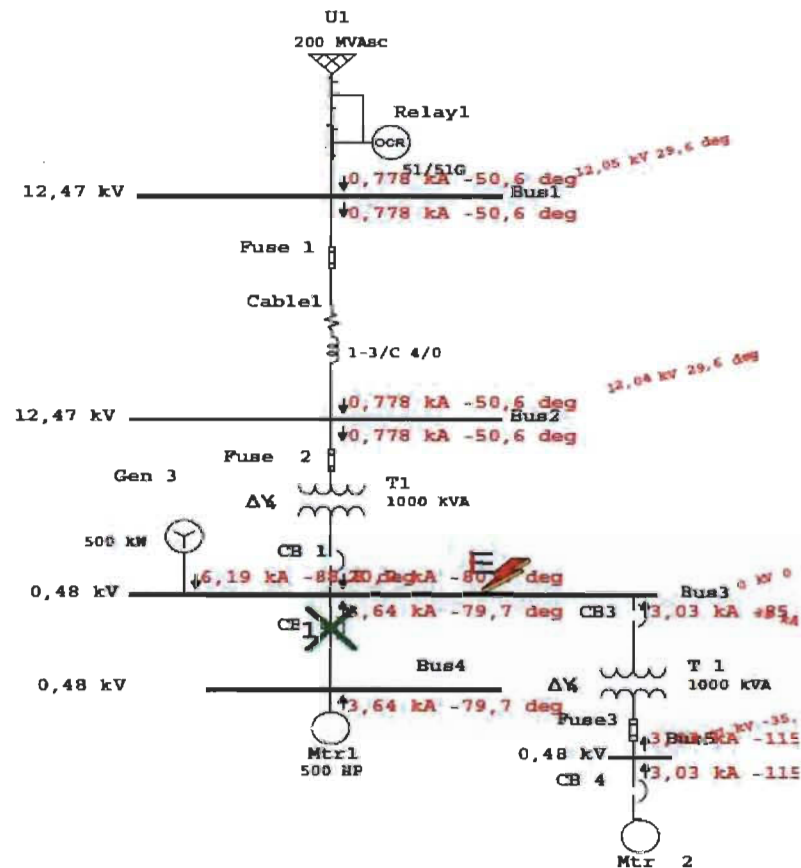


Figure 4.39 Éolienne placée sur le bus3 court-circuit sur le bus 3

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-14-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
160	CB 1	20,202	80,0	160	Phase
394	Fuse 2	0,778	253	394	
1464	Fuse 1	0,778	1146	1464	
2748	Relay1	0,778	2748		Phase - OC1 - 51
3103	Fuse3	0,289	2225	3103	

Figure 4.40 Séquence d'opération, défaut sur le bus 3 avec une charge de 100Hz

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-14-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,0	CB 2	3,639	0,0	16,0	
16,2	CB3	3,031	0,0	16,2	
67,0	Fuse3	3,031	17,1	67,0	
160	CB 1	20,202	80,0	160	Phase
394	Fuse 2	0,778	253	394	Phase - OC1 - 51
1464	Fuse 1	0,778	1146	1464	
2748	Relay1	0,778	2748		

Figure 4.41 Séquence d'opération, défaut sur le bus 3 avec une charge de 1000HP

- Les remarques faites précédemment restent valables

TRACÉ DE TOUTES LES COURBES SUR LA MÊME FIGURE

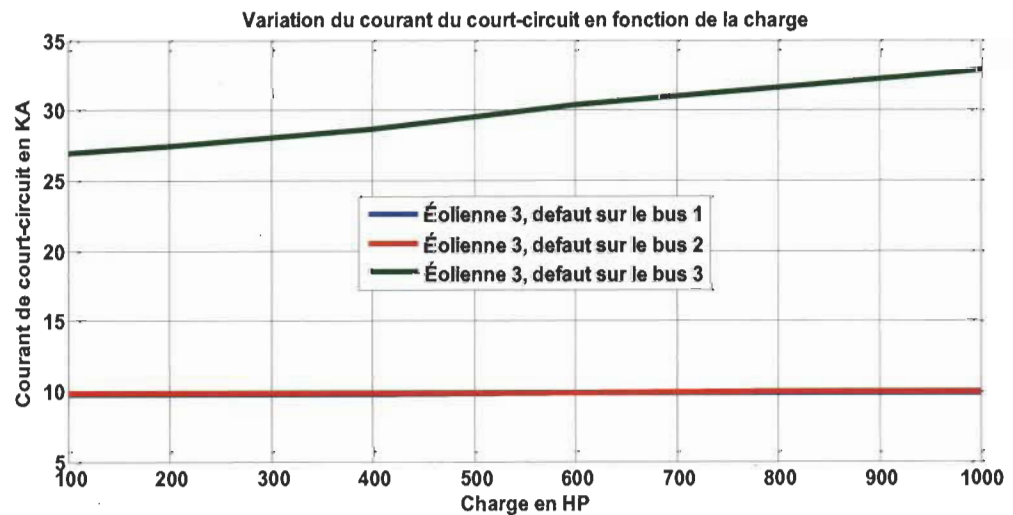


Figure 4.42 Éolienne sur le bus 3 défaut sur le bus 1, 2, et 3

- On remarque qu'en plaçant la source décentralisée sur le bus 3 et en faisant un court-circuit sur le même bus, le courant de court-circuit, varie de 25 à 33kA, ceci s'explique par le fait que le défaut se produit très près de charge.

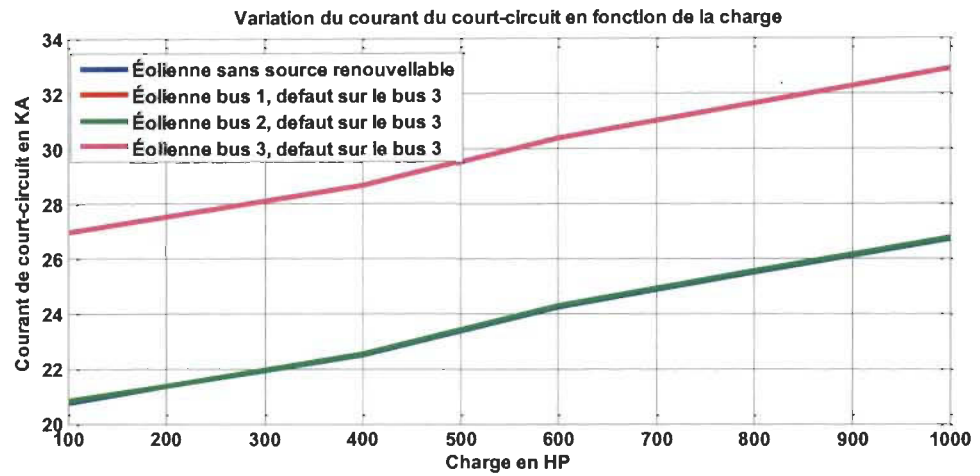


Figure 4.43 défaut sur le bus 3 avec une ligne de longueur 100ft

- Sur cette figure, nous avons regroupé toutes les courbes relatives au bus 3, et nous remarquons que la plus grande variation se situe, en plaçant l'éolienne sur le bus 3 et en faisant un court-circuit sur le même bus.

Différentes simulations sur le bus 3 avec un câble de 1km

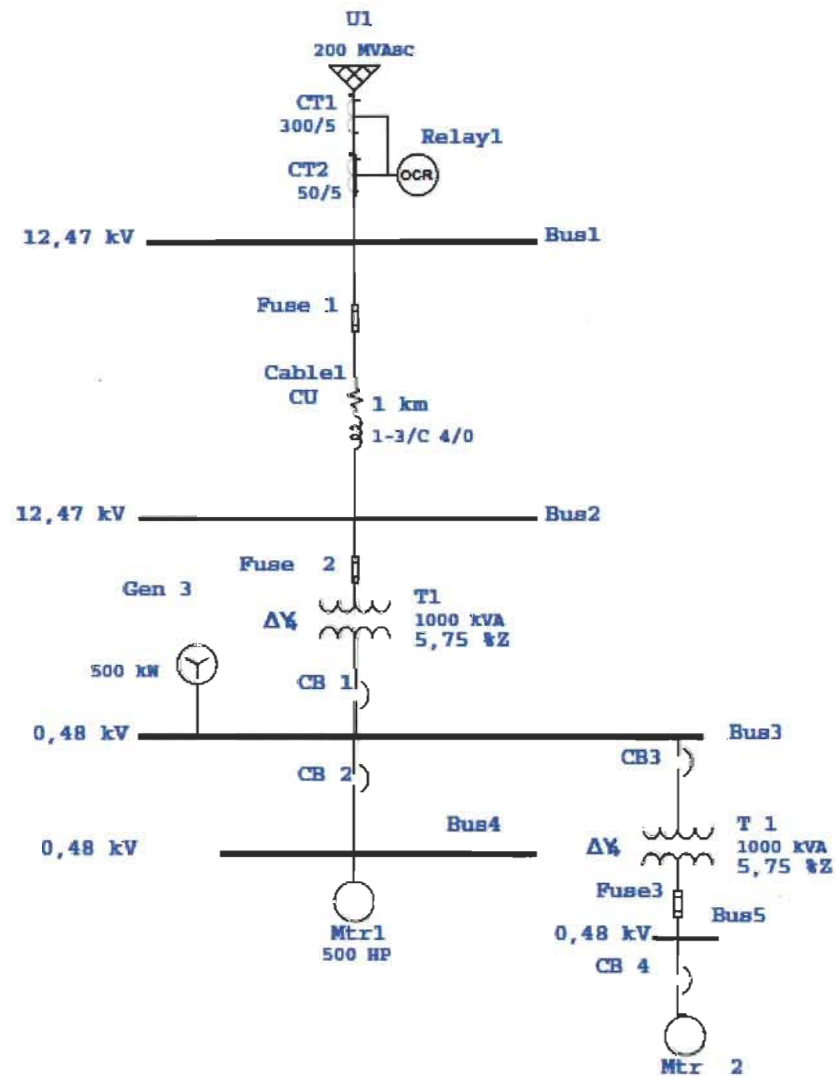


Figure 4.44 Réseau électrique à étudier avec une ligne de 1km

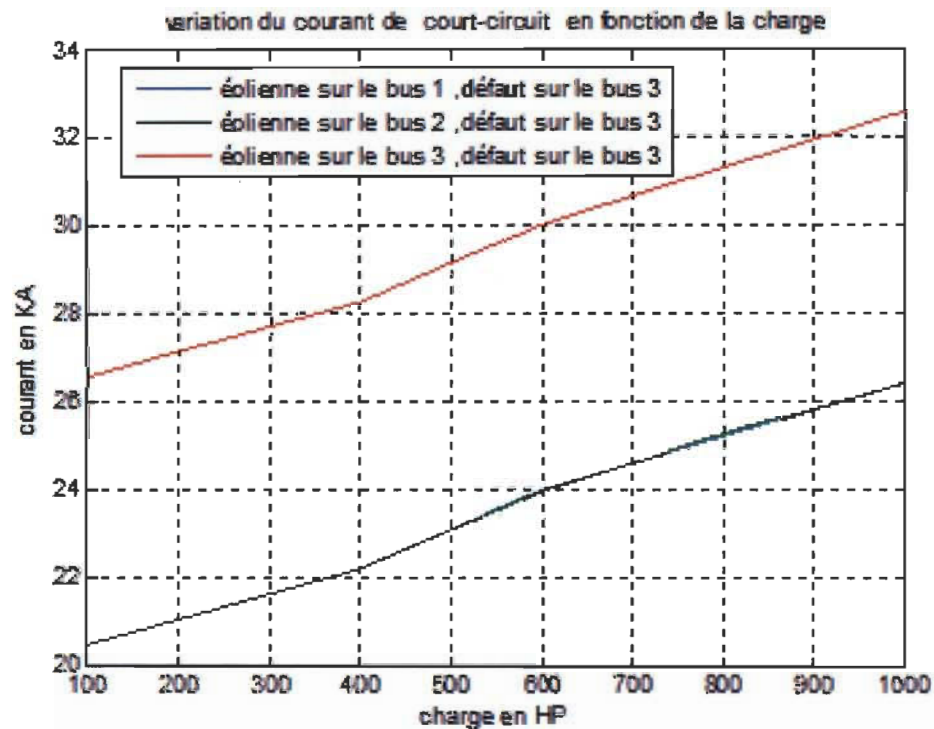


Figure 4.45 Étude avec une ligne de 1km

- Nous avons choisi de faire une étude sur une ligne sur laquelle les bus 1 et 2 sont séparés par une distance de 1 km. Malgré la distance qui passe de 100ft à 1km. Les courts-circuits avec la source d'énergie renouvelable placée sur le bus 1 et 2 restent toujours confondus, on peut donc dire que la distance ne joue pas un rôle important nous pouvons aussi remarquer que les bus 1 et 2 sont au même potentiel de 12,47 kV, tandis que le bus 3 est au potentiel de 0,48 kV et plus proche des charges.

4.6 Conclusion

Une partie du travail à consister dans un premier temps à l'apprentissage du logiciel ETAP Power Station, nous avons analysé des réseaux, où la fréquence est fixe, les charges sont statiques, contrairement à la réalité. Dans ce travail, nous avons pu faire une analyse de différentes grandeurs du réseau (puissance active puissance réactive, ligne de distribution). Nous avons pu dans ce travail réduire la quantité de puissance réactive en plaçant de batteries de condensateurs à différents bus, en d'autres termes nous avons compensé les différentes lignes.

Nous avons mis en place différents scénarios qui vont nous permettre d'alimenter les charges en fonction des besoins et surtout de réduire la facture énergétique et les gaz à effet de serre. La centrale diesel sera utilisée seulement si nous sommes contraints pour satisfaire une demande très élevée.

Ce travail nous a permis de caractériser certains impacts de la production décentralisée sur les réseaux électriques et en particulier sur les réseaux de distribution. Nous avons pu mettre en évidence les problèmes de coordination de protection, sur les temps critiques d'élimination de défauts et des courants de courts circuits.

Chapitre 5 - Conclusions générales

Cette recherche nous a permis de toucher différents domaines qui sont : l'intégration de sources d'énergie renouvelables et la modélisation dans ETAP POWER SYSTEM 7.5.

La première partie de ce travail a été consacrée à des rappels sur le jumelage des sources d'énergie renouvelable et de centrale diesel d'autre part, un bref rappel a été fait sur l'insertion de sources d'énergie renouvelables dans un réseau électrique et de quelques problèmes occasionnés par cette dernière à savoir :

- Influence sur le dimensionnement des postes haute tension et basse tension
- Influence sur la protection des réseaux de distribution
- Influence sur le plan de tension
- Tenue des équipements aux courants de court-circuit

La seconde partie de mémoire concerne l'état de l'art, l'étude menée dans cette partie a consisté à recenser les différents travaux qui se sont faits dans les différents types de systèmes hybrides. Ce travail nous a permis de dégager la problématique posée dans notre mémoire.

La troisième partie consiste à la présentation de différents éléments constitutifs du réseau électrique. Dans cette partie, on ressort l'importance de la fréquence, de la tension et de différentes puissances à savoir la puissance réactive et la puissance active. Un accent

particulier est mis sur les différents dispositifs qui permettent de régler la fréquence et la tension, pour un bon fonctionnement du réseau électrique.

Une description du réseau hybride constitué d'une centrale diesel, d'une centrale hydroélectrique et d'un parc éolien a aussi été faite pour cette partie.

La dernière partie a essentiellement porté sur la modélisation du réseau électrique sous ETAP POWER SYSTEM 7.5. Dans cette étude, nous avons présenté les éléments constitutifs du réseau dans ETAP POWER SYSTEM 7.5. Nous avons ensuite mis en place et simulé les différents scénarios, pour ce qui concerne la combinaison de différentes sources d'énergie renouvelables. Aussi, une étude sur l'impact de la production décentralisée dans les réseaux électriques a été réalisée.

La simulation du réseau dans ETAP POWER SYSTEM 7.5 donne une image du comportement d'un réseau électrique, mais ne traduit pas la réalité, car nous travaillons sur une fréquence et des charges fixes.

Nous avons pu vérifier, l'influence de la tension dans le réseau distribution. Nous avons à chaque fois compenser la tension de la ligne de distribution pour diminuer la puissance réactive dans le réseau. Nous avons fait l'étude de l'injection d'une source d'énergie renouvelable à un nœud du réseau électrique.

L'insertion de source d'énergie décentralisée sur le réseau de distribution peut altérer la qualité de la tension. La modification des courants de court-circuit due à l'insertion peut conduire à une modification du réglage des protections.

Nous avons aussi pu constater la nature limitée du logiciel ETAP POWER SYSTEM qui est une version pédagogique, nombre de bus limités, pour le parc éolien, absence du

modèle basé sur le modèle de la machine asynchrone à double alimentation, qui est un modèle très utilisé.

Il serait plus judicieux de travailler avec un logiciel qui traduit le comportement du logiciel en temps réel

Bibliographie

- [1] M. Crappe, "Commande et régulation des réseaux électriques," in *Lavoisier*, ed. Paris, 2003.
- [2] A. Davigny, "Participation aux services systèmes de fermes d'éoliennes à vitesse variables intégrant du Stockage Inertiel d'énergie," Formation doctorale en génie électrique, Université des Sciences et Technologies de Lille, Lille, 2007.
- [3] V. Courtecuisse, "Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique," École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Paris, 2008.
- [4] L. Stoyanov, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelable," Faculté de sciences et Techniques, Université Technique de Sofia, Sofia, 2011.
- [5] I. VECHHIU, "Modélisation et Analyse de L'intégration des énergies renouvelables dans un reseau autonome," Laboratoire du Groupe de Recherche en Electrotechnique et Automatique du Havre, HAVRE, HAVRE, 2005.
- [6] A. T. Singo, "Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome," Faculté des sciences et techniques, Université Henri Poincaré Nancy -I, Nancy, 2010.
- [7] S. C. M. M.R.Nouni, T.C Kandpal, "Techno-economics of small wind electric generator projects for decentralized power supply in India," *Energy policy*, vol. 35, 2007 2007.
- [8] T. Zhou, "Commande et supervision énergétique d'un générateur hybride actif éolien, incluant du stockage sous forme hydrogène et des super-condensateurs pour l'intégration dans le système électrique d'un micro réseau," Laboratoire L2EP, Ecole Centrale, Lille, 2009.
- [9] M. Nasser, "Supervision de sources de production d'électricité hybrides éolien/hydraulique dans les réseaux d'énergie interconnectés ou isolés," Ecole doctorale, Arts et Metiers ParisTech, Lille, 2011.
- [10] P. D. N. Ngoc, "Optimisation de systèmes de production intermittents et non conventionnels couplés au réseau électrique," Ecole Doctorale, Université de Grenoble, Grenoble, 2011.
- [11] D. Bo, L. Yongdong, and Z. Zhixue, "Composite converter of hybrid storage in distributed renewable energy generation system," in *Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2011 International Conference on*, 2011, pp. 1-4.
- [12] D. B. Nelson, M. H. Nehrir, and C. Wang, "Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems," *renewable energy*, vol. 31, pp. 1641-1656, 2006.
- [13] I. F. Bitterlin, "Modelling a reliable wind/PV/storage power system for remote radio base station sites without utility power," *Journal of power sources*, vol. 162, 2006.

- [14] L. B. A.El Khadimi, A.Zeroual, "Dimensionnement et Optimisation Technico-économique d'un système d'énergie hybride Photovoltaïque-Eolien avec système destockage," *Revue des énergies Renouvelables*, vol. 7, 2004.
- [15] S. K. Nandi and H. R. Ghosh, "Prospect of wind-PV-battery hybrid power system as an alternative to grid extension in Bangladesh," *Energy*, vol. 35, pp. 3040-3047, 2010.
- [16] B. Ai, H. Yang, H. Shen, and X. Liao, "Computer aided design for PV/wind hybrid system," in *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on*, 2003, pp. 2411-2414 Vol.3.
- [17] A. M. Sharaf and M. A. H. El-Sayed, "A novel hybrid integrated wind-PV micro co-generation energy scheme for village electricity," in *Electric Machines and Drives Conference, 2009. IEMDC '09. IEEE International*, 2009, pp. 1244-1249.
- [18] S. M. M.Belhamel, A.Kaabeche, "Production d'électricité au moyen d'un système hybride Éolien-Photovoltaïque-Diesel," *Revue des énergies Renouvelables*, 2002.
- [19] S. M. Shaahid and M. A. Elhadidy, "Opportunities for utilization of stand-alone hybrid (photovoltaic + diesel + battery) power systems in hot climates," *renewable energy*, vol. 28, pp. 1741-1753, 2003.
- [20] B. Wichert, M. Dymond, W. Lawrance, and T. Friese, "Development of a test facility for photovoltaic-diesel hybrid energy systems," *renewable energy*, vol. 22, pp. 311-319, 2001.
- [21] Z. R. D.Rekioua, T.Rekioua, "Etude d'une centrale hybride photovoltaïque -éolien-diesel," *Revue des énergies Renouvelables*, vol. 11, 2007.
- [22] C. V. N. M. Ashari, "An optimum Dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)-Diesel-battery hybrid power system," *Solar energy*, vol. 66, 1999.
- [23] J.-L. C. Adrian Ilinca, Hussein Ibrahim, "Developpement d'un projet de ferme éolienne," Université du Québec à Rimousky, Alep Syrie 2007.
- [24] M. Z. S. E.S.Aronova, "Cost-EffectiveOff-Grid hybrid systems," earonova@mail.ioffe.ru.
- [25] B. Multon, "Ressources énergétiques et solutions pour l'alimentation en électricité des populations isolées," in *Electrotechnique du futur*, ed. Belfort, 2011.
- [26] M. Somaraki, "A Feasibility study a combined Wind -Hydro Power Station in Greece," Mechanical Engineeering, Strathclyde, Glasgow, 2003.
- [27] O. Richardo, "Réglage Cordonné de Tension Dans les réseaux de Distribution à l'aide de Production Décentralisée," Ecole Doctorale Institut Nationale Polytechnique, Grenoble, 2006.
- [28] D. Marín, "Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires," Ecole Centrale de Lille, Lille, 2009.
- [29] J.-F. CANARD, "Impact de la Génération d'énergie dispersée dans les Réseaux de Distribution," Institut National Polytechnique Grénoble, 2000.

- [30] G. RAMI, "Contrôle de Tension Auto Adaptatif Pour des Productions Décentralisées d'énergie Connectées au réseau électrique de distribution," Institut National Polytechnique, Grenoble, 2006.
- [31] M. CRAPPE, *Commande et régulation des réseaux électriques*, 2003.
- [32] G. Rami, "contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution," Laboratoire d'Électrotechnique Institut National Polytechnique Grenoble, 2006.
- [33] H. G. ARANTZAMENDI, "Etude de structure d'intégration des systèmes de génération décentralisée: Applications aux microreseaux," INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, GRENOBLE, GRENOBLE, 2006.
- [34] G. V. Lucien MEGNINT, Robert REY, "Turbines hydrauliques," *Technique de l'ingenieur*, vol. BM4 405-1.
- [35] P. LAVY, "Production d'énergie par petites centrales hydroélectriques," *technique de l'ingenieur*, vol. D4009-1.
- [36] WWW.nbpower.com.
- [37] M. Lopez, "Contribution à l'optimisation d'un système de conversion Eolien pour une unité de production isolée," Faculté de sciences d'Orsay, Paris-Sud 11, Paris.
- [38] G. Rami, "Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées des énergies connectées au réseau électrique de distribution," Laboratoire d'Électrotechnique, Institut National Polytechnique, Grenoble, 2006.
- [39] M.-C. A. -HERAULT, "Architecture des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée," Institut polytechnique de grenoble, Grenoble, 2009.
- [40] R. CAIRE, "Gestion de la production décentralisée dans les reseaux de distribution," Ecole doctorale, INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, Grenoble, 2004.
- [41] <http://sitelec.org/cours/abati/disj.htm>.
- [42] L. LASNE, *ÉLECTROTECHNIQUE*, 2008.
- [43] H. Rachida, "Contrôle des puissances réactives et des tensions par les dispositifs Facts dans un réseau électrique," Génie électrique, Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technique, ORAN ALGERIE, 2008-2009.
- [44] T. WILDI. (2000). *ÉLECTROTECHNIQUE*.
- [45] J. youb, "Collaboration internationale en recherche et développement sur les systèmes hybrides photovoltaïque dans les mini-réseaux," *Ressources naturelles Canada*, 2012.

**Annexe A - Données du réseau hybride
Centrale Diesel-Centrale
Hydroélectrique-Parc éolien**

- Centrale diesel

Synchronous Generator Editor - Centdiesel

Protection | PSS | Harmonic | Reliability | Fuel Cost | Remarks | Comment
 Info | Rating | Capability | Imp/Model | Grounding | Inertia | Exciter | Governor

13.8 kV 15 MW Swing

Rating

MW	kV	% PF	MVA	% Eff.	Poles
15	13.8	95	17.647	95	4

% of Bus kVnom: 100

FLA: 738.3

RPM: 1800

Gen. Cat.	%V	Vangle	MW	Mvar	%PF	Qmax	Qmin
1 Design	100	0					
2 Normal	100	0					
3 Shutdown	100	0					
4 Emergency	100	0					
5 Standby	100	0					
6 Startup	100	0					

PrimeMover Rating

Continuous	HP	MW	Peak	HP	MW
	26820	20		26820	20

Mvar Limits

☐ Capability Curve ☒ User Defined

Peak Mvar: 12,395

Operating Values

%V	Vangle	MW	Mvar
100	0	10,932	-0,708

Centdiesel

OK Cancel

Figure A. 1 Paramètres de la centrale Diesel

- Centrale hydroélectrique

Synchronous Generator Editor - Centhydro

Protection | PSS | Harmonic | Reliability | Fuel Cost | Remarks | Comment
 Info | Rating | Capability | Imp/Model | Grounding | Inertia | Exciter | Governor

13.8 kV 10 MW Swing

Rating

MW	kV	% PF	MVA	% Eff.	Poles
10	13.8	95	11,765	95	4

% of Bus kVnom: 100

FLA: 492.2

RPM: 1800

Gen. Cat.	%V	Vangle	MW	Mvar	%PF	Qmax	Qmin
1 Design	100	0					
2 Normal	100	0					
3 Shutdown	100	0					
4 Emergency	100	0					
5 Standby	100	0					
6 Startup	100	0					

PrimeMover Rating

Continuous	HP	MW	Peak	HP	MW
	26820	20		26820	20

Mvar Limits

☐ Capability Curve ☒ User Defined

Peak Mvar: 12,395

Operating Values

%V	Vangle	MW	Mvar
100	0	3,198	-0,297

Centhydro

OK Cancel

Figure A. 2 Paramètres de la centrale Hydroélectrique

- Parc éolien

Wind Turbine Generator - Pédalen

Info Rating Imp/Model Turbine Wind Controller Inertia Reliability Remarks Comment

13.8 kV 6 MW Mvar Control User Defined

Rating

MW 6 kV 13.8 % PF 95 % EFF 95 Poles 4 RPM 1800

MVA 7.059 % of Bus kVnom 100 FLA 295.3

Mvar Limits

☒ Controller ☐ User-Defined

Wind Speed

Avg Wind Speed 20 m/s

#	Wind Category	%Wind Speed	MW	Mvar	%PF	Qmax	Qmin
1	Design	100	6	0	100	2.1176	-2.1176
2	Normal	100	6	0	100	2.1176	-2.1176
3	Shutdown	100	6	0	100	2.1176	-2.1176
4	Emergency	100	6	0	100	2.1176	-2.1176
5	Standby	100	6	0	100	2.1176	-2.1176
6	Startup	100	6	0	100	2.1176	-2.1176
7	Accident	100	6	0	100	2.1176	-2.1176
8	Summer Load	100	6	0	100	2.1176	-2.1176
9	Winter Load	100	6	0	100	2.1176	-2.1176
10	Gen Cat 10	100	6	0	100	2.1176	-2.1176

Operating Values

% V 100.983 Vangle 1.9 MW 6 Mvar 0

Pédalen

OK Cancel

Figure A. 3 Paramètre du parc éolien

- Génératrice (source) Swing bus

Power Grid Editor - U1

Info Rating Harmonic Reliability Energy Price Remarks Comment

12.47 kV Swing

Rated kV 12.47

☒ Balanced ☐ Unbalanced

Gen. Cat.	%V	Vangle	MW	Mvar	%PF	Qmax	Qmin
Design	100	0					
Normal	100	0					
Shutdown	100	0					
Emergency	100	0					
Standby	100	0					
Startup	100	0					

Operating

% V 0 Vangle 0 MW 0 Mvar 0

SC Rating

MVA_{sc} 200 X/R 12 kA_{sc} 9.26

1-Phase 200 12 9.26

SC Imp. [100 MVA base]

% R 4.15227 % X 49.8273

Pos. 4.15227 49.8273

Neg. 4.15227 49.8273

Zero 4.15227 49.8273

U1

OK Cancel

Figure A. 4 Paramètres de la génératrice

- Charges : Moteur asynchrone

Synchronous Motor Editor - Syn1

Protection | Starting Mode | Cable/Vd | Cable Amp | Reliability | Remarks | Comment
 Info | Nameplate | Model | LR Model | Inertia | Exciter | Load | Start Dev | Start Cat

1 250 HP 4.16 kV Cable Info not available

Ratings

HP 250 kV 4.16 % PF 91.8 100 % 91.8 75 % 91.8 50 % 91.8 Poles 4
 MVA 0.219 FLA 30.35 % Eff 92.86 92.86 92.86 92.86 RPM 1800
 Library: None SF 1

Loading

Loading Category		% Loading	Motor Load		Feeder Loss	
			MW	Mvar	MW	Mvar
1	Design	100	0.201	0.087	0	0
2	Normal	90	0.181	0.078	0	0
3	Brake	0	0	0	0	0
4	Winter Load	0	0	0	0	0
5	Summer Load	0	0	0	0	0
6	FL Reject	0	0	0	0	0
7	Emergency	0	0	0	0	0
8	Shutdown	0	0	0	0	0
9	Accident	0	0	0	0	0
10	Backup	0	0	0	0	0

Operating Load: 0.201 MW + i 0.087 Mvar

OK Cancel

Figure A. 5 Paramètres du moteur asynchrone

Static Load Editor - Load1

Info | Loading | Cable/Vd | Cable Amp | Harmonic | Reliability | Remarks | Comment

1 1.5 MW 0 Mvar 4.16 kV Cable Info not available

Ratings

kV 4.16 MVA 1.5 MW 0 Mvar % PF 100 Amps 208.2 Grounding  Calculator...

Loading

Loading Category		% Loading	Load		Feeder Loss	
			MW	Mvar	MW	Mvar
1	Design	100	1.5	0	0	0
2	Normal	100	1.5	0	0	0
3	Brake	0	0	0	0	0
4	Winter Load	0	0	0	0	0
5	Summer Load	0	0	0	0	0
6	FL Reject	0	0	0	0	0
7	Emergency	0	0	0	0	0
8	Shutdown	0	0	0	0	0
9	Accident	0	0	0	0	0
10	Backup	0	0	0	0	0

Operating Load: 0 MW + i 0 Mvar

OK Cancel

Figure A. 6 Paramètres de charges statiques

Lumped Load Editor - Lump6

Info | Nameplate | Short-Circuit | Dyn Model | Reliability | Remarks | Comment

1.5 MVA 4.16 kV (80% Motor 20% Static)

Model Type: Rated kV: [Calculator...](#)

Ratings

MVA	MW	Mvar	% PF	Amp
1.5	0.211	1.485	14.1	208.2

Load Type: % %

Constant Z: % %

Motor Load			Static Load		
Loading Category	% Loading	MW	Mvar	MW	Mvar
1 Design	100	0.169	1.188	0.042	0.297
2 Normal	100	0.169	1.188	0.042	0.297
3 Brake	0	0	0	0	0
4 Winter Load	0	0	0	0	0
5 Summer Load	0	0	0	0	0
6 FL Reject	0	0	0	0	0
7 Emergency	0	0	0	0	0
8 Shutdown	0	0	0	0	0

Operating: MW + j Mvar

[OK](#) [Cancel](#)

Figure A. 7 Paramètres de charge localisée

- Ligne

Cable1
100 ft CU
1-3/C 4/0

Cable Editor - Cable1

Info | Sizing | Impedance | Reliability | Physical | Protection | Remarks | Routing | Loading | Ampacity | Comment

ICEA Rubber Max. 100 % 15 kV 3/C CU Size 4/0 AWG/kemil

Info

ID:

From: 12.47 kV

To: 12.47 kV

Equipment

Tag #:

Name:

Description:

Connection: ☒ In Service ☐ Out of Service

Library: [Library...](#) ☐ Link to Library

Length: ft

Tolerance: %

Conductors / Phase:

[OK](#) [Cancel](#)

Figure A. 8 Paramètres de lignes

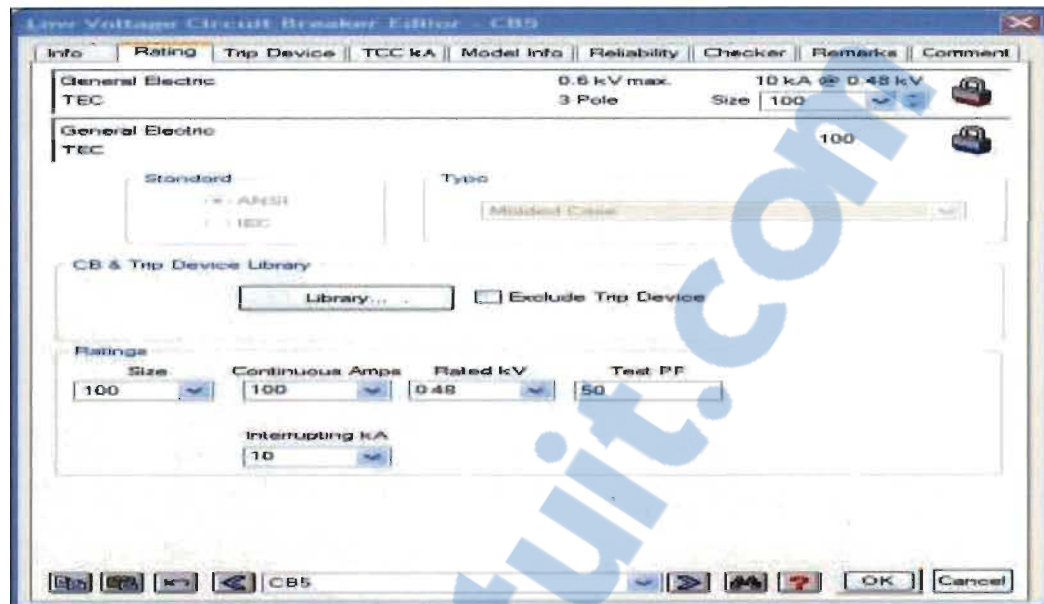


Figure A. 9 Paramètres de disjoncteurs

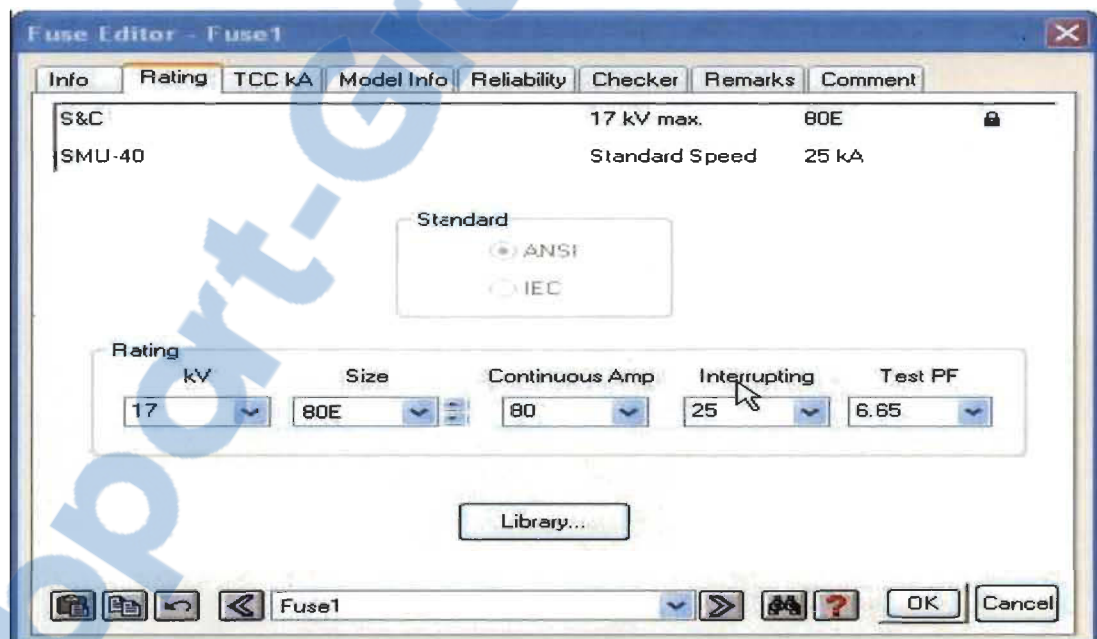


Figure A. 10 Paramètres de fusible

2-Winding Transformer Editor - T1

Info Rating Tap Grounding Sizing Protection Harmonic Reliability Remarks Comment

1000 kVA Liquid-Fill OA/FA 5E/65 C 12.47 0.48 kV

Rating

Prim. kV 12.47 kVA 1000 Max kVA 1000 FLA 46.3

Sec. 0.40 1200

Connected Bus

Nom. kV 12.47

0.48

Impedance

Typical X/R

Positive % Z 5.75 X/R 5.79

Zero 5.75 5.79

Typical Z & X/R

Z Variation

@ - 5 % Tap 0 %

@ + 5 % Tap 0 %

Z Tolerance

+ 0 %

T1

OK Cancel

Figure A. 11 Paramètres du transformateur

Annexe B - Paramètres du réseau hybride

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load								% Limits	
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic			
ID	kV	Sub-sys	% Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	VTHD	VIRD
Bus 1	13.800	1	100.0	0.0									2.50	1.50
Bus 2	69.000	1	100.0	30.0									2.50	1.50
bus3	69.000	1	100.0	30.0									2.50	1.50
Bus 4	25.000	1	1.0	0.0									2.50	1.50
Bus 5	25.000	1	100.0	0.0									2.50	1.50
Bus 6	4.160	1	1.0	-30.0									2.50	1.50
Bus 7	4.160	1	100.0	-30.0									2.50	1.50
Bus 8	0.600	1	100.0	-60.0	0.638	0.266							2.50	1.50
bus 9	4.160	1	100.0	-30.0	0.479	0.202							2.50	1.50
bus 10	25.000	1	100.0	0.0	0.680	0.421	0.170	0.105					2.50	1.50
Bus 11	13.800	1	100.0	0.0									2.50	1.50
Bus 12	69.000	1	100.0	30.0									2.50	1.50
Bus 13	25.000	1	1.0	0.0									2.50	1.50
Bus 14	25.000	1	100.0	0.0									2.50	1.50
Bus 15	4.160	1	1.0	-30.0	0.201	0.087							2.50	1.50
Bus 16	4.160	1	100.0	-30.0									2.50	1.50
Bus 17	0.600	1	100.0	-60.0	0.080	0.034							2.50	1.50
Bus 18	25.000	1	100.0	0.0	0.680	0.421	0.170	0.105					2.50	1.50
Bus 19	13.800	1	100.0	0.0									2.50	1.50
Bus 20	69.000	1	100.0	30.0									2.50	1.50
Bus 21	25.000	1	100.0	0.0									2.50	1.50
Bus 22	25.000	1	100.0	0.0									2.50	1.50
BUS 23	4.160	1	100.0	-30.0	0.340	0.211	0.785	0.653					2.50	1.50
Total Number of Buses: 23					3.098	1.643	1.125	0.263	0.000	0.000	0.000	0.000		

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus 1	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
Bus 11	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
Bus 19	13.800	Mvar/PF Control	1	100.0	0.0	0.676	0.000	100.0		
						0.676	0.000			

Cable Input Data

Ohms or Mhos / 1000 ft per Conductor												
Cable		Length										
ID	Library	Size	Adj. (ft)	% Tol	#Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
Cable 1	35NCUS1	4/0	6561.7	0.0	3	75	0.067718	0.089000		0.349082	0.261000	
Cable 2	25NCUS1	4/0	6561.7	0.0	3	75	0.067718	0.089000		0.358619	0.298000	
Cable 3	5.0NCUS1	4/0	6561.7	0.0	3	75	0.060846	0.068580		0.096748	0.174193	
Cable 4	35NCUS1	4/0	6561.7	0.0	3	75	0.067718	0.089000		0.349082	0.261000	
Cable 5	5.0NCUS1	4/0	6561.7	0.0	3	75	0.060846	0.068580		0.096748	0.174193	
Cable 6	25NCUS1	4/0	6561.7	0.0	3	75	0.067718	0.089000		0.358619	0.298000	
Cable 7	25NCUS1	4/0	3280.8	0.0	3	75	0.067718	0.089000		0.358619	0.298000	

Cable resistances are listed at the specified temperatures:

Transmission Line Input Data

		Ohms or Mhos / 1000 ft per Phase										
Line		Length										
ID	Library	Size	Adj. (#)	% Tol	#Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
Line 1		674	3280.8	0.0	1	75	0.016456	0.087070	.0000018	0.066813	0.594156	.0000004
Line 2		26	3280.8	0.0	3	75	0.269523	0.044433	.0000036	0.320023	0.515535	.0000005
Line 3		26	26246.7	0.0	3	75	0.269523	0.044433	.0000036	0.320023	0.515535	.0000005

Line resistances are listed at the specified temperatures

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
T 1		50.000	13.800	69.000	6.50	17.00	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pwr. Seq.	30.000
T2		25.000	69.000	25.000	8.00	23.70	0	0	0	0	0	8.0000	Std Pwr. Seq.	-30.000
T 3		7.000	25.000	4.160	7.00	13.55	0	0	0	0	0	7.0000	Std Pwr. Seq.	-30.000
T 4		7.000	4.160	0.600	6.75	13.55	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pwr. Seq.	-30.000
T5		50.000	13.800	69.000	6.50	17.00	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pwr. Seq.	30.000
T 6		25.000	69.000	25.000	8.00	23.70	0	0	0	0	0	8.0000	Std Pwr. Seq.	-30.000
T 7		7.000	25.000	4.160	7.00	13.55	0	0	0	0	0	7.0000	Std Pwr. Seq.	-30.000
T 8		7.000	4.160	0.600	6.75	13.55	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pwr. Seq.	-30.000
T 9		12.000	13.800	69.000	7.25	23.70	0	0	0	0	0	7.2500	Std Pwr. Seq.	30.000
T 10		25.000	69.000	25.000	8.00	23.70	0	0	0	0	0	8.0000	Std Pwr. Seq.	-30.000
T 11		7.000	25.000	4.160	7.00	13.55	0	0	0	0	0	7.0000	Std Pwr. Seq.	-30.000

2. Winding Transformer Grounding Input Data

Transformer	Grounding												
	Rating			Conn.	Primary				Secondary				
	ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	Olus	Type	kV	Amp	Olus
T 1		50.000	11.800	69.000	D/Y					Solid			
T2		25.000	69.000	25.000	D/Y					Solid			
T 3		7.000	25.000	4.160	D/Y					Solid			
T 4		7.000	4.160	0.600	D/Y					Solid			
T5		50.000	11.800	69.000	D/Y					Solid			
T 6		25.000	69.000	25.000	D/Y					Solid			
T 7		7.000	25.000	4.160	D/Y					Solid			
T 8		7.000	4.160	0.600	D/Y					Solid			
T 9		12.000	11.800	69.000	D/Y					Solid			
T 10		25.000	69.000	25.000	D/Y					Solid			
T 11		7.000	25.000	4.160	D/Y					Solid			

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Positive Sequence Impedance (100 MVA Base)			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T 1	2W XFMR	Bus 11	Bus 12	0.76	12.98	13.00	
T 2	2W XFMR	bus3	Bus 13	1.35	31.97	32.00	
T 3	2W XFMR	Bus 14	Bus 15	7.36	99.73	100.00	
T 4	2W XFMR	Bus 16	Bus 17	7.10	96.17	96.43	
T 5	2W XFMR	Bus 1	Bus 2	0.76	12.98	13.00	
T 6	2W XFMR	bus3	Bus 4	1.35	31.97	32.00	
T 7	2W XFMR	Bus 5	Bus 6	7.36	99.73	100.00	
T 8	2W XFMR	Bus 7	Bus 8	7.10	96.17	96.43	
T 9	2W XFMR	Bus 19	Bus 20	2.55	60.36	60.42	
T 10	2W XFMR	bus3	Bus 21	1.35	31.97	32.00	
T 11	2W XFMR	Bus 22	BUS 23	7.36	99.73	100.00	
Cable 1	Cable	Bus 13	Bus 14	2.37	3.11	3.91	
Cable 2	Cable	Bus 14	Bus 18	2.37	3.11	3.91	
Cable 3	Cable	Bus 15	Bus 16	76.90	86.68	115.87	
Cable 4	Cable	Bus 4	Bus 5	2.37	3.11	3.91	
Cable 5	Cable	Bus 6	Bus 7	76.90	86.68	115.87	
Cable 6	Cable	Bus 5	bus 10	2.37	3.11	3.91	
Cable 7	Cable	Bus 21	Bus 22	1.18	1.56	1.96	
Line 1	Line	Bus 12	bus3	0.11	0.60	0.61	0.0238033
Line 2	Line	Bus 2	bus3	1.85	0.31	1.88	0.0557096
Line 3	Line	Bus 20	bus3	14.84	2.45	15.06	0.4456767
CB31	Tw PD	Bus 6	bus 9				

Machine Input Data

Machine		Connected Bus		Rating (Base)			% Negative Seq. Imp.			Grounding		% Zero Seq. Imp.			
ID	Type	ID		MVA	kV	RPM	X/R	R1	X1	Conn.	Type	Amp	X/R	R0	X0
Centidiesel	Gen.	Bus 1		11.765	13.800	1800	48.00	0.250	12.00	Wye	Solid		48.00	0.250	12.00
Centihydro	Gen.	Bus 11		10.588	13.800	1800	48.00	0.250	12.00	Wye	Open				
Syn1	SynM	Bus 15		0.219	4.160	1800	0.00	0.000	15.38	Wye	Open				
Syn2	SynM	Bus 17		0.087	0.480	1800	0.00	0.000	16.67	Wye	Open				
Syn3	SynM	bus 9		0.520	4.000	1800	0.00	0.000	15.38	Wye	Open				
Syn6	SynM	Bus 8		0.692	0.575	1800	0.00	0.000	16.67	Wye	Open				
Probact	IndM	Bus 19		5.832	13.800	1800	35.00	0.440	15.38	Wye	Open				

Branch Connections:
Zero Sequence Impedance

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Zero Seq., 100 MVAh			
ID	Type	From Bus	To Bus	R0	X0	Z0	Y0
T 1	2W Xfour	Bus 11	Bus 12				
T 2	2W Xfour	bus3	Bus 13				
T 3	2W Xfour	Bus 14	Bus 15				
T 4	2W Xfour	Bus 16	Bus 17				
T 5	2W Xfour	Bus 1	Bus 2				
T 6	2W Xfour	bus3	Bus 4				
T 7	2W Xfour	Bus 5	Bus 6				
T 8	2W Xfour	Bus 7	Bus 8				
T 9	2W Xfour	Bus 19	Bus 20				
T 10	2W Xfour	bus3	Bus 21				
T 11	2W Xfour	Bus 22	BUS 23				
Cable 1	Cable	Bus 13	Bus 14	12.22	9.13	15.25	
Cable 2	Cable	Bus 14	Bus 18	12.55	10.43	16.32	
Cable 3	Cable	Bus 15	Bus 16	122.28	220.16	251.84	
Cable 4	Cable	Bus 4	Bus 5	12.22	9.13	15.25	
Cable 5	Cable	Bus 6	Bus 7	122.28	220.16	251.84	
Cable 6	Cable	Bus 5	bus 10	12.55	10.43	16.32	
Cable 7	Cable	Bus 21	Bus 22	6.28	5.21	8.16	
Line 1	Line	Bus 12	bus3	0.46	4.09	4.12	0.0057087
Line 2	Line	Bus 2	bus3	0.74	1.18	1.39	0.0070390
Line 3	Line	Bus 20	bus3	5.88	9.47	11.15	0.0563122
CB31	Tie PD	Bus 5	bus 9				

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Bus 1	13.800		0	0	0	0	0	0	0	0	12.522	87.3	523.9	
Bus 2	69.000		0	0	0	0	0	0	0	0	12.413	88.0	104.8	
bus3	69.000		0	0	0	0	0	0	0	0	29.980	89.4	253.6	
Bus 4	25.000		0	0	0	-2.694	0	0	0	0	14.410	77.7	344.6	
Bus 5	25.000		0	0	0	-0.003	0	0	0	0	14.327	77.8	344.6	
Bus 6	4.160		0	0	0	0	0	0	0	0	10.235	91.4	1576.3	
Bus 7	4.160		0	0	0	0	0	0	0	0	4.811	90.7	794.9	
Bus 8	0.600		4.342	1.706	0	0	0	0	0	0	4.665	93.1	5511.1	
bus 9	4.160		4.734	1.855	0	0	0	0	0	0	5.084	93.1	783.0	
bus 10	25.000		1.377	2.838	0.316	0.663	0	0	0	0	3.935	43.0	94.8	
Bus 11	13.800		0	0	0	0	0	0	0	0	12.458	80.2	521.2	
Bus 12	69.000		0	0	0	0	0	0	0	0	12.329	81.0	104.2	
Bus 13	25.000		0	0	0	-0.932	0	0	0	0	14.749	90.9	351.5	
Bus 14	25.000		0	0	0	0	0	0	0	0	14.669	91.0	351.5	
Bus 15	4.160		4.263	1.676	0	0	0	0	0	0	10.282	90.9	1579.0	
Bus 16	4.160		0	0	0	0	0	0	0	0	5.285	90.3	877.5	
Bus 17	0.600		4.745	1.884	0	0	0	0	0	0	5.105	92.9	6084.0	
Bus 18	25.000		3.176	0.390	0.736	0.090	0	0	0	0	3.941	99.3	94.5	
Bus 19	13.800		0	0	0	0	0	0	0	0	6.000	100.0	251.3	
Bus 20	69.000		0	0	0	0	0	0	0	0	5.995	99.9	50.3	
Bus 21	25.000		0	0	0	-0.668	0	0	0	0	2.467	87.0	57.7	
Bus 22	25.000		0	0	0	-0.827	0	0	0	0	2.962	72.4	69.3	
BUS 23	4.160		0.226	1.584	1.913	0.368	0	0	0	0	2.896	73.9	416.7	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).

Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project: analyse transitaire
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: MAKANGA2

ETAP

7.5.0E

Study Case: LF

Page: 14
 Date: 05-23-2013
 SN: UNTVQUEBT2
 Revision: Base
 Config.: Normal

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Source (Swing Buses):	20.925	13.546	24.927	83.95 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	6.000	0.000	6.000	100.00 Lagging
Total Demand:	26.925	13.546	30.140	89.33 Lagging
Total Motor Load:	22.863	11.984	25.813	88.57 Lagging
Total Static Load:	2.965	-4.001	4.980	59.54 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	1.096	5.564		
System Mismatch:	0.000	0.000		
Number of Iterations:	4			

Annexe C - Séquences de fonctionnement

- RÉSEAU SANS ÉOLIENNE

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
179	Relay1	9,723	179		Phase - OC1 - 51
3335	Fuse2	0,282	2372	3335	

Figure C. 1 Court-circuit sur le bus 1 avec une charge de 100HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
81,1	Fuse 1	9,661	58,1	81,1	Phase - OC1 - 51
179	Relay1	9,661	179		
3335	Fuse2	0,282	2372	3335	

Figure C. 2 Court-circuit sur le bus 2 avec une charge de 100HP

Court-circuit sur le bus 3 ; charge de 100 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
160	CB 1	20,202	80,0	160	Phase
394	Fuse 1	0,778	253	394	
1464	Fuse 1	0,778	1146	1464	Phase - OC1 - 51
2748	Relay1	0,778	2748		
3068	Fuse2	0,29	2201	3068	

Figure C. 3 Court-circuit sur le bus 3 avec une charge de 100HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,7	CB 2	2,708	0,0	16,7	
17,7	CB3	2,344	0,0	17,7	
87,0	Fuse2	2,344	28,6	87,0	Phase - OC1 - 51
160	CB 1	5,051	80,0	160	
179	Relay1	9,723	179		
51411	Fuse 1	0,194	16153	51411	

Figure C. 4 Court-circuit sur le bus 1 avec une charge de 1000HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,7	CB 2	2,708	0,0	16,7	Phase Phase - OC1 - 51
17,7	CB3	2,344	0,0	17,7	
81,1	Fuse 1	9,661	58,1	81,1	
87,0	Fuse2	2,344	28,6	87,0	
160	CB 1	5,051	80,0	160	
179	Relay1	9,661	179		
51305	Fuse 1	0,194	16135	51305	

Figure C. 5 Court-circuit sur le bus 2 avec une charge de 1000HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,0	CB 2	3,513	0,0	16,0	Phase Phase - OC1 - 51
16,2	CB3	3,041	0,0	16,2	
66,8	Fuse2	3,041	17,0	66,8	
160	CB 1	20,202	80,0	160	
394	Fuse 1	0,778	253	394	
1464	Fuse 1	0,778	1146	1464	
2748	Relay1	0,778	2748		

Figure C. 6 Court-circuit sur le bus 3 avec une charge de 1000HP

- Réseau avec Éolienne

- Éolienne connectée sur le bus 1 CC sur le bus 1 ; Charge de 100 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
179	Relay1	9,723	179		Phase - OC1 - 51
3335	Fuse2	0,282	2372	3335	

Figure C. 7 Bus 1 charge de 100HP

- Éolienne connectée sur le bus 1 CC sur le bus 2 ; Charge de 100 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
80,0	Fuse 1	9,895	57,0	80,0	Phase - OC1 - 51
179	Relay1	9,659	179		
3335	Fuse2	0,282	2372	3335	

Figure C. 8 Bus 2 charges de 100 HP

- Éolienne connectée sur le bus 1 CC sur le bus 3 ; Charge de 100 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
160	CB 1	20,24	80,0	160	Phase
393	Fuse 1	0,779	252	393	
1457	Fuse 1	0,779	1141	1457	Phase - OC1 - 51
2895	Relay1	0,76	2895		
3068	Fuse2	0,29	2201	3068	

Figure C. 9 Bus 3 charges de 100 HP

- Éolienne connectée sur le bus 1 CC sur le bus 1 ; Charge de 1000 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,7	CB 2	2,709	0,0	16,7	
17,7	CB3	2,337	0,0	17,7	
87,2	Fuse2	2,337	28,7	87,2	Phase Phase - OC1 - 51
160	CB 1	5,046	80,0	160	
179	Relay1	9,723	179		
52193	Fuse 1	0,194	16279	52193	

Figure C. 10 Bus 1 charge de 1000 HP

- Éolienne connectée sur le bus 1 CC sur le bus 2 ; Charge de 1000 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,7	CB 2	2,709	0,0	16,7	Phase Phase - OC1 - 51
17,7	CB3	2,338	0,0	17,7	
80,0	Fuse 1	9,895	57,0	80,0	
87,2	Fuse2	2,338	28,7	87,2	
160	CB 1	5,047	80,0	160	
179	Relay1	9,659	179		
52086	Fuse 1	0,194	16262	52086	

Figure C. 11 Bus 2 charges de 100 HP

- Éolienne connectée sur le bus 1 CC sur le bus 3 ; Charge de 1000 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,0	CB 2	3,513	0,0	16,0	Phase Phase - OC1 - 51
16,2	CB3	3,031	0,0	16,2	
67,0	Fuse2	3,031	17,1	67,0	
160	CB 1	20,24	80,0	160	
393	Fuse 1	0,779	252	393	
1457	Fuse 1	0,779	1141	1457	
2895	Relay1	0,76	2895		

Figure C. 12 Bus 3 charge de 100HP

Éolienne connectée sur le 2 CC sur le bus1 ; Charge de 100 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
179	Relay1	9,723	179		Phase - OC1 - 51
3377	Fuse2	0,281	2395	3377	

Figure C. 13 Bus 1 charge de 100 HP

Éolienne connectée sur le bus 2 CC sur le bus2 ; Charge de 100 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
81,1	Fuse 1	9,661	58,1	81,1	Phase - OC1 - 51
179	Relay1	9,661	179		
3375	Fuse2	0,282	2394	3375	

Figure C. 14 Bus 2 charge de 100HP

Éolienne connectée sur le bus 2 CC sur le bus3 ; Charge de 100 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
160	CB 1	20,241	80,0	160	Phase
393	Fuse 1	0,779	252	393	
1546	Fuse 1	0,76	1204	1546	Phase - OC1 - 51
2896	Relay1	0,76	2896		
3103	Fuse2	0,289	2225	3103	

Figure C. 15 Bus 3 charge de 100 HP

Éolienne connectée sur le bus 2 CC sur le bus1 ; Charge de 1000 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,7	CB 2	2,709	0,0	16,7	
17,7	CB3	2,337	0,0	17,7	
87,2	Fuse2	2,337	28,8	87,2	
160	CB 1	5,045	80,0	160	Phase
179	Relay1	9,723	179		Phase - OC1 - 51
52313	Fuse 1	0,194	16299	52313	
1005110	Fuse 1	0,432	9721	> 1005110	

Figure C. 16 Bus 1 charge de 1000 HP

Éolienne connectée sur le bus 2 CC sur le bus2 ; Charge de 1000 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,7	CB 2	2,709	0,0	16,7	
17,7	CB3	2,338	0,0	17,7	
81,1	Fuse 1	9,661	58,1	81,1	
87,2	Fuse2	2,338	28,7	87,2	
160	CB 1	5,047	80,0	160	Phase
179	Relay1	9,661	179		Phase - OC1 - 51
52086	Fuse 1	0,194	16262	52086	

Figure C. 17 Bus 2; charge 1000HP

Éolienne connectée sur le bus 2 CC sur le bus 3 ; charge 1000 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,0	CB 2	3,513	0,0	16,0	Phase
16,2	CB3	3,031	0,0	16,2	
67,0	Fuse2	3,031	17,1	67,0	
160	CB 1	20,241	80,0	160	
393	Fuse 1	0,779	252	393	
1546	Fuse 1	0,76	1204	1546	Phase - OC1 - 51
2896	Relay1	0,76	2896		

Figure C. 18 Bus 3 charge de 1000HP

Éolienne connectée sur le bus 3 CC sur le bus 1 ; charge de 100 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
179	Relay1	9,723	179		Phase - OC1 - 51
3384	Fuse2	0,281	2399	3384	

Figure C. 19 Bus 1 charge de 100 HP

Éolienne connectée sur le bus 3 CC sur le bus 2 ; charge de 100 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
81,1	Fuse 1	9,661	58,1	81,1	Phase - OC1 - 51
179	Relay1	9,661	179		
3382	Fuse2	0,281	2398	3382	

Figure C. 20 Bus 2 charge de 100 HP

Éolienne connectée sur le bus 3 CC sur le bus 3 ; charge de 100 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
160	CB 1	20,241	80,0	160	Phase
393	Fuse 1	0,779	252	393	
1546	Fuse 1	0,76	1204	1546	Phase - OC1 - 51
2896	Relay1	0,76	2896		
3103	Fuse2	0,289	2225	3103	

Figure C. 21 Bus 3 charge de 100 HP

- Éolienne connectée sur le bus 3 CC sur le bus 1 ; charge de 1000 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
18,2	CB 2	2,228	0,0	18,2	
20,3	CB3	1,922	0,0	20,3	
109	Fuse2	1,922	42,4	109	Phase
160	CB 1	8,073	80,0	160	
179	Relay1	9,723	179		Phase - OC1 - 51
2508	Fuse 1	0,311	1825	2508	

Figure C. 22 Bus 1 charge de 1000 HP

Éolienne connectée sur le bus 3 CC sur le bus 2 ; charge de 1000 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
18,2	CB 2	2,228	0,0	18,2	
20,3	CB3	1,922	0,0	20,3	
81,1	Fuse 1	9,661	58,1	81,1	
109	Fuse2	1,922	42,4	109	
160	CB 1	8,074	80,0	160	Phase
179	Relay1	9,661	179		Phase - OC1 - 51
2507	Fuse 1	0,311	1824	2507	

Figure C. 23 Bus 2 charge de 1000 HP

Éolienne connectée sur le bus 3 CC sur le bus 3 ; charge de 1000 HP

Sequence-of-Operation Events - Output Report: maka					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-08-2013	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,0	CB 2	3,513	0,0	16,0	
16,2	CB3	3,031	0,0	16,2	
67,0	Fuse2	3,031	17,1	67,0	
160	CB 1	20,202	80,0	160	Phase
394	Fuse 1	0,778	253	394	
1464	Fuse 1	0,778	1146	1464	
2748	Relay1	0,778	2748		Phase - OC1 - 51

Figure C. 24 Bus 3 charge de 1000HP