



HAL
open science

INTERACTION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION EN PRESENCE DE PRODUCTION DECENTRALISEE

Miguel Angel Fontela Garcia

► **To cite this version:**

Miguel Angel Fontela Garcia. INTERACTION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION EN PRESENCE DE PRODUCTION DECENTRALISEE. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2008. Français. NNT: . tel-00323657

HAL Id: tel-00323657

<https://theses.hal.science/tel-00323657>

Submitted on 22 Sep 2008

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

N° attribué par la bibliothèque

|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|

THESE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'Institut Polytechnique de Grenoble

Spécialité : « Génie Electrique »

préparée au Grenoble Génie Electrique Laboratoire (G2Elab)

dans le cadre de l'**Ecole Doctorale « Electronique, Electrotechnique,
Automatique, Télécommunication et Signal »**

présentée et soutenue publiquement

par

Miguel Angel FONTELA GARCIA
Ingénieur ENSIEG

le 10 juillet 2008

Titre :

***INTERACTION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION
EN PRESENCE DE PRODUCTION DECENTRALISEE***

DIRECTEURS DE THESE : Nouredine HADJSAID et Seddik BACHA
CO-ENCADRANT DE THESE : Raphaël CAIRE

JURY

M. Shahrokh SADATE,	, Président et Rapporteur
M. Miguel Angel RODRIGUEZ VIDAL	, Rapporteur
Mme Zita ALMEIDA VALE	, Rapporteur
M. Nouredine HADJSAID	, Directeur de thèse
M. Seddik BACHA	, Co-Directeur de thèse
M. Raphaël CAIRE	, Co-encadrant de thèse
M. Rune GUSTAVSSON	, Examineur
M. Olivier DEVAUX	, Examineur

A mes encadrants (Nouredine, Seddik, Raph et Christophe),

Au plus grand labo de l'univers

A ma famille

Remerciements

Je viens de relire les remerciements des quelques collègues ingénieurs, d'ailleurs, déjà Docteurs de l'INPGrenoble et il m'est venu à l'esprit que je ne suivrais pas le schéma formel employé dans la plupart des thèses, par contre, certainement le lecteur pourra trouver un rapprochement à l'auteur.

Mon chemin en France a commencé en l'an 2000 quand je suis arrivé en échange *ERASMUS* ou *SOCRATES*, selon la dénomination, entre *l'Université d'Oviedo en Espagne* et *l'Institut National de Polytechnique de Grenoble en France*, plus précisément *l'Ecole Nationale Supérieure des Ingénieurs Electriciens de Grenoble*. En fait, je suis venu finir mes études espagnoles et en même temps je poursuivais ma *connaissance* de la langue française ébauchée à *l'Alliance Française à Oviedo, Espagne*. C'est là que j'ai connu le professeur **Nouredine Hadjsaid** pendant des TD d'Electrotechnique. J'ai été sans doute séduit, comme beaucoup d'autres élèves, par la clarté de ses explications (c'est toujours génial rendre évidentes les notions qui ne le sont pas), sa gentillesse et surtout sa magie, qu'il garde toujours. Vous penserez que ceci peut être banal, bien au contraire, c'est cette magie et cette façon de toucher les gens (*bien que personne ne soit aimé par tout le monde dans la même mesure*) qui m'ont fait m'enrôler dans ce travail de thèse.

Les résultats de cette année d'échange étaient satisfaisants et l'école me donnait la possibilité de continuer afin d'obtenir le double diplôme et même le DEA double cursus en Génie Electrique du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble. C'est au cours du DEA, sous la direction de **Nicolas Retière** et **Raphaël Caire**, que j'ai entendu dire des merveilles de **Seddik Bacha**. Seddik a toujours accueilli la colonie basque au labo (coencadrés souvent par **Daniel Roye**) et ses derniers m'ont vivement encouragé à travailler avec lui. Puis, la collaboration dans le projet européen *CRISP* accordait au sujet « *Réseaux de Transport et Production Décentralisée* » une touche spéciale et une porte ouverte à la collaboration avec des partenaires industriels et universitaires internationaux : *Schneider Electric* (puis *IDEA*), *ABB*, *Sydkraft*, *BTH (Blekinge Teknik Högskola)*, *ECN* ou *ENECO*.

Au cours des travaux dans le projet *CRISP*, j'ai eu l'occasion de travailler avec **Christophe Andrieu** (*Schneider Electric*), et réaliser une mobilité chez *BTH* (avec le soutien d'une bourse *EURODOC de la Région Rhône-Alpes*). C'est à cette occasion que j'ai pu travailler avec : **Rune Gustavsson**, **Björn Törqvinst** et **Per Mällstrand**. Les résultats de cette collaboration se sont traduits par une maquette de tests et quelques articles, bien que nos domaines de compétences soient bien différents et des efforts de compréhension réciproque des systèmes électriques et de télécommunication ont été nécessaires pour nous mettre dans une même direction.

Ensuite, tout au long de la durée de la thèse, j'ai rencontré des collègues avec une grande qualité intellectuelle et humaine : les basques (**Ion Etxeberria**, **Ianko Valero**, **Luis Garcia**, **Haizea** et **Amaia**), les

roumains (**Bogdan et Octavian Enacheanu, Stefan Sterpu et Constantin Surdu**), les bulgares (**Delcho, Maria et Vanya**), les vietnamiens (**Ha et Duc**) et bien sûr les français (**Nicolas, David, Alexandre...**).

Avec ces parcours et expériences, je tiens, donc, à remercier l'Ecole Nationale Supérieure des Ingénieurs Electriciens de Grenoble et le Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, notamment l'équipe SYREL (Système et Réseaux Electriques) et ses directions (James Roudet, Jean Pierre Rognon, Yves Brunet, Gérard Meunier, Jean Paul Ferrieux, Seddik Bacha, Daniel Roye, Roland Vidil, Max Ginier-Gillet, Jérôme Mars... la liste est longue) qui m'ont donné la possibilité de poursuivre mes études académiques en France.

Je tiens à remercier les membres du jury et les rapporteurs de ma thèse, en particulier ceux que je n'ai pas encore cité:

- Monsieur Shahrokh SADATE, professeur à l'Université de Henri Poincaré à Nancy
- Madame Zita VALE, professeur de l'ISEP, *Instituto Superior de Engenharia do Porto*, à Porto (Portugal)
- Monsieur Miguel Angel RODRIGUEZ, professeur de *Mondragon Goi Eskola Politeknikoa*, à Mondragon (Pays Basque, Espagne)
- Monsieur Olivier DEVAUX, ingénieur EDF

Je tiens aussi à remercier mes encadrants et intervenants tout au long de cette thèse : Nouredine, Seddik, Raphaël, Christophe, Bertrand et Rune. A part toutes les notions techniques dont on a discuté, ce que je retiens le plus ce sont leurs qualités humaines et le soutien qui m'ont accordé à tout moment. C'est la leçon plus précieuse (*la magie de Nouredine, l'humanité et le savoir-faire-être de Seddik, l'amitié et la loyauté infatigable de Raph, l'efficacité vers les objectifs de Christophe, la vision de la vie et la relativité des Suédois, Quel grand pays ! la Suède...*) que j'ai pu apprendre et que j'essaie de transmettre aux personnes qui travaillent avec moi aujourd'hui chez *PSA Peugeot Citroën*.

Je remercie *IDEA* dont j'ai fait partie directement ou indirectement, et les intervenants et employés : Jean Christophe Kieny, Christophe Andrieu, Tuan Tran-Quoc, Bertrand Raison, Florence Martin et Julie Laur. *IDEA* apporte une grande richesse (intervenants industriels) et une énorme valorisation de la formation réalisée qui ne reste pas purement académique.

Je remercie les doctorants et élèves du laboratoire et de l'école, la bonne ambiance de travail dans le plus grand labo de l'univers se doit en grande partie grâce à eux. Les élèves ERASMUS que j'ai retrouvé : Jordi (Valerie, leurs petites et ses parents), Pi, Sara, Marta, Rocco, Riccardo... quand on est à l'étranger, ces amis sont la famille proche que l'on a.

Finalement, je tiens à remercier vivement ma famille : Maximina, Antonio, Marcos, Mari Cruz, Carla, Sergio et Almudena qui m'accompagnent toujours et c'est bien grâce à son courage que cette vache espagnole écrit ces lignes.

Description du document

CHAPITRE 1 : INTRODUCTION.....	13
---------------------------------------	-----------

CHAPITRE 2 : RESEAUX ELECTRIQUES, PRODUCTION DECENTRALISEE ET INCIDENTS MAJEURS.....	17
---	-----------

2.1.-L'HISTOIRE DU SYSTEME ELECTRIQUE EN BREF.....	18
2.2- RESEAUX ELECTRIQUES.....	22
2.2.1.- Composition des réseaux électriques.....	22
2.2.2.- Stabilité des réseaux électriques.....	25
2.3.-PRODUCTION DECENTRALISEE.....	29
2.3.1.- Définition de la Production Décentralisée.....	29
2.3.2.- Production Décentralisée et Production Centralisée.....	29
2.3.3.- La Protection de la Production Décentralisée.....	31
2.3.4.-La Capacité de Black-Start de la Production Décentralisée.....	32
2.3.5.- Impacts de la Production Décentralisée.....	35
2.4.- LES INCIDENTS MAJEURS.....	37
2.4.1.- Le système électrique : une infrastructure critique.....	37
2.4.2.- Le dispatching du système : l'absence du risque zéro.....	39
2.4.3.- Mécanismes de formation des incidents majeurs.....	40
2.5.- SOLUTIONS TECHNIQUES CONTRE LES BLACK-OUTS.....	45
2.6.- L'APPORT DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE : ADAPTABILITE, FLEXIBILITE, OU ROBUSTESSE.....	47

CHAPITRE 3 : ROBUSTESSE, INDICES DE ROBUSTESSE ET TAUX LIMITE D'INSERTION DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE.....	49
--	-----------

3.1.- LA ROBUSTESSE DU SYSTEME ELECTRIQUE.....	50
3.1.1.- Définition de la robustesse.....	50
3.1.2.- Méthodologie d'étude de la robustesse : indices de robustesse.....	54
3.1.2.1.- Indices de robustesse.....	56
3.2.- EVALUATION DES INDICES DE ROBUSTESSE.....	63
3.2.1.- Cas d'étude.....	63
3.2.1.1.- Insertion de la production décentralisée dans le cas d'étude.....	71
3.2.2.- Scénarii d'étude.....	74
3.2.2.1.- Scénario 1 : Avec protection de découplage instantanée.....	75
3.2.2.2.- Scénario 2 : Sans protection de découplage.....	83
3.2.2.3.- Scénario 3 : Avec intermittence de n'importe quel type de production.....	92
3.2.2.4.- Scénario 4 : Inhomogénéité de la production (« cas du Danemark »).....	96
3.3.- TAUX LIMITE D'INSERTION DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE : UN CRITERE DETERMINISTE.....	101
3.4.- CONCLUSIONS.....	108

CHAPITRE 4 : PRODUCTION DECENTRALISEE CONTRE LES INCIDENTS MAJEURS : ILOTAGES INTENTIONNELS.....	111
---	------------

4.1.- INTRODUCTION.....	112
4.2.- ILOTAGE DU SYSTEME ELECTRIQUE.....	114
4.2.1.- Description des phases de constitution des zones.....	115
4.2.2.- Procédure d'étude de la faisabilité des îlotages intentionnels.....	117
4.2.3.- Limites d'insertion de l'énergie intermittente dans les îlotages intentionnels : variation des indices de robustesse pour les îlotages.....	125
4.3.- SIMULATIONS DES ILOTAGES INTENTIONNELS.....	126
4.3.1.- Etude de faisabilité des îlotages intentionnels.....	126
4.3.1.1.- Cas 1.....	126
4.3.1.2.- Cas 2.....	133
4.3.2.- Evaluation des indices de robustesse pour les îlotages intentionnels.....	143
4.4.- CONCLUSIONS.....	146

CHAPITRE 5 : LA REGULATION DE L'ENERGIE EN PRESENCE DE LA PRODUCTION D'ENERGIE DECENTRALISEE	149
5.1.- INTRODUCTION	150
5.2.- LA NOUVELLE PHILOSOPHIE DE LA REGULATION DE L'ENERGIE	155
5.3.- NOUVELLE ORGANISATION DU SYSTEME INTERCONNECTE.....	157
5.3.1.- <i>Fonctionnement de Régulation de l'énergie proposé</i>	157
5.3.2.- <i>Production Décentralisée participante à la Réserve Primaire</i>	158
5.4.- CONCLUSION.....	161
CHAPITRE 6 : COMMUNICATIONS POUR LES SYSTEMES ELECTRIQUES : APPLICATION DES NOUVELLES TECHNOLOGIQUES DE LA COMMUNICATION ET DE L'INFORMATION	163
6.1.-INTRODUCTION	164
6.2.- DEFINITIONS DES NTICS.....	165
6.3.- DESCRIPTION DU SYSTEME DES COMMUNICATIONS DU SYSTEME ELECTRIQUE	168
6.4.- PROJET CRISP : TESTS DES NTICS	174
6.4.1.- <i>Implémentation des composantes NTIC pour la détection et localisation des défauts</i>	178
6.4.1.1.- <i>Composants NTIC associés aux IPD directionnels (Indicateurs de Passage de Défauts)</i>	178
6.4.1.2.- <i>Composant NTIC associé à un enregistreur de Défauts (ED) ou système de protection</i>	179
6.4.1.3.- <i>Composant NTIC associé aux disjoncteurs (DI)</i>	179
6.4.1.4.- <i>Composant NTIC associé à l'outil d'aide à la décision HTFD</i>	180
6.4.1.5.- <i>Rôle de l'opérateur</i>	181
6.4.1.6.- <i>La Maquette BTH-IDEA</i>	182
6.4.2.- <i>Implémentation des composantes NTIC pour les îlotages intentionnels des réseaux de distribution</i>	185
6.4.2.1.- <i>Composant NTIC dans les générateurs</i>	187
6.4.2.2.- <i>Composant NTIC dans les charges interruptibles</i>	188
6.4.2.3.- <i>Composant NTIC dans les protections</i>	188
6.4.2.4.- <i>Composant NTIC dans les interrupteurs</i>	189
6.4.2.5.- <i>Composant NTIC IODI (Islanding Operation Distributed Intelligence): Outil principal</i>	189
6.4.2.6.- <i>Agents intelligents pour l'opération en îlotage</i>	190
6.5.- AMELIORATIONS AVEC L'INSERTION DES NTICS POUR LA PRODUCTION DECENTRALISEE	192
CHAPITRE 7 : CONCLUSION.....	197
CHAPITRE 8 : EUROPEAN PHD - ENGLISH SUMMARY	203
8.1.- INTRODUCTION	204
8.2.- ELECTRIC NETWORKS, DISPERSED GENERATION AND MAJORS EVENTS.....	205
8.2.1.- <i>Dispersed Generation definition</i>	205
8.2.2.- <i>Electric Power Networks and Dispersed Generation</i>	205
8.2.3.- <i>Majors Events</i>	209
8.2.4.- <i>Contribution of Dispersed Generation: flexibility and adaptability</i>	213
8.3.- ROBUSTNESS INDEX.....	214
8.3.1.- <i>Robustness definition</i>	214
8.3.2.- <i>Study of Robustness: Method and Index</i>	216
8.3.2.1.- <i>Robustness indices</i>	217
8.3.2.2.- <i>Evaluation of robustness indices and methodology</i>	223
8.3.2.3.- <i>Appropriate amount of Dispersed Generation Insertion</i>	227
8.4.- DISPERSED GENERATION AGAINST MAJOR EVENTS: ISLANDED OPERATION IN DISTRIBUTION NETWORKS	229
8.5.- ENERGY REGULATION WITH DISPERSED GENERATION	232
8.6.- INFORMATION AND COMMUNICATION TECHNOLOGIES APPLIED TO ELECTRIC NETWORKS.....	233
8.6.1.- <i>ICT definition</i>	233
8.6.2.- <i>ICTs in EPS</i>	234
8.6.3.- <i>CRISP Demonstrator</i>	237
8.7.- CONCLUSIONS	242
CHAPITRE 9 : BIBLIOGRAPHIE.....	247

ANNEXES	255
ANNEXE A	257
ANNEXE B	265
ANNEXE C	267
ANNEXE D	271
ANNEXE E	277
ANNEXE F	283

Chapitre 1 : Introduction

« Continuez le chemin en faisant de votre mieux. Quelquefois on peut penser que l'on est tombé dans l'erreur ou qu'on a été pris par la fatalité. La vie offre toujours d'autres opportunités. Vous pourrez tout recommencer de zéro. L'échec n'est pas tomber mais rester à terre »

Le système électrique a évolué de façon permanente depuis son apparition à la fin du XIX^{ème} siècle. A cette époque, des mini réseaux à courant continu se multipliaient, pour alimenter les charges, près des centres de consommation, selon le système Edison. Ces systèmes ont progressivement passé le relais aux systèmes à courant alternatif avec transformateurs, c'est le système Tesla-Westinghouse. Puis, d'autres innovations sont, de manières chronologiques :

- l'interconnexion des systèmes à courant alternatif pour favoriser la solidarité entre systèmes nationaux et internationaux,
- l'uniformisation des vitesses des machines pour établir une fréquence commune de fonctionnement,
- le développement des grandes centrales hydrauliques,
- les améliorations technologiques des centrales thermiques et enfin
- l'apparition des grandes centrales nucléaires ont marqués les jalons les plus importants.

Dans les dernières années, les principaux changements observés sur les réseaux de l'UCTE sont liés aux nouvelles *lois européennes* et aux préoccupations environnementales pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (*Protocole de Kyoto*) et favoriser les énergies dites propres, vertes ou moins polluantes. Dans ce cadre, les technologies des énergies déjà connues depuis longtemps comme l'éolienne (XIX^{ème}-XX^{ème} siècle), l'énergie solaire ou en développement comme les piles à combustibles (PAC), ont été encouragées par ces nouvelles directives européennes.

D'un autre côté, les problèmes socio-économiques liés à la multiplication des grandes pannes électriques qui causent d'abord l'arrêt des activités quotidiennes d'un pays et comme corollaire, la perte de confiance des utilisateurs voient leur fréquence augmenter. Malheureusement, les pannes se manifestent d'année en année malgré les retours d'expérience et les innovations techniques et autres adaptations. Une des solutions envisageables pour les réduire pourrait venir de l'utilisation locale de centres de production permettant la survie de sous-systèmes actifs de puissance. Dans ce sens, la production décentralisée devient un acteur potentiellement majeur.

Des grands projets d'insertion de production non centralisée (ou décentralisée) ont été lancés, comme l'énergie éolienne en Allemagne, en Espagne ou au Danemark. Toutefois ces nouvelles productions ne sont pas sans effets négatifs sur les réseaux de distribution auxquels ils sont interconnectés et qui n'ont pas été conçus à cet effet [CAI-04], [CAN-00]. D'ailleurs, les impacts de la production décentralisée peuvent s'étendre jusqu'aux réseaux de transport laissant la place à une nouvelle perception d'un système en évolution continue. Cette interaction entre les réseaux électriques et les insertions de productions décentralisées sera étudiée dans ce travail de recherche afin de trouver des éléments qui permettront de définir une insertion et une démarche optimales et robustes vis-à-vis du bon fonctionnement global.

Le chapitre 2 donne une vision globale des concepts classiques, des réseaux électriques, qui restent toujours d'actualité comme les cheminements de l'énergie électrique, les types de production centralisée ou

décentralisée, les mécanismes de formation des incidents majeurs ainsi que les solutions techniques qui peuvent être envisageables pour faire face à la propagation des grandes pannes électriques.

Ensuite, le chapitre 3 présentera une vision novatrice de la robustesse apportant une définition originale via des critères définis à cet effet. La définition de la robustesse est accompagnée d'une méthodologie d'étude s'appuyant sur ces différents indices de robustesse qualifiant la gravité de la situation du système face aux perturbations, ces perturbations pouvant amener le système à des points de fonctionnement non souhaitables et/ou peu robustes.

La robustesse du système, par une adaptation voulue et donc dirigée, est aussi améliorée en gérant des fonctionnements « dégradés » comme les îlotages intentionnels (voir chapitre 4). Ces modes de fonctionnement ne peuvent pas échapper aux règles de tenue de fréquence et de profil de tension ; ceci amène à des études de faisabilité d'îlotage accompagnées par des critères de robustesse spécifiques.

Le chapitre 5 s'intéresse aux nouvelles possibilités apportées par l'insertion massive de la Production Décentralisée. Cette insertion massive pourrait ainsi faciliter la gestion du réseau par un apport supplémentaire de Réserves Primaires, ces réserves pouvant être une plus-value économique pour les producteurs. Une proposition est donc faite : ces réserves devront être contractuelles et de ce fait disponibles.

Une partie du projet européen **CRISP** (*Critical Infrastructure for Sustainable Power*) [CRI-03] a partiellement fait l'objet de travaux développés dans cette thèse. En effet, dans ce contexte européen, un séjour de 6 mois au sein de BTH (*Blekinge Institut of Technology, Suède*) a été effectué afin d'explorer et de tester l'apport Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (NTICs) pour accompagner notre démarche de type « réseaux ». Le chapitre 6 restitue cette démarche.

Enfin, une conclusion et des annexes terminent cette thèse.

Un résumé en anglais (voir chapitre 8) est inclus dans ce mémoire pour l'obtention du label européen.

Chapitre 2 : Réseaux électriques, Production Décentralisée et Incidents Majeurs

« Concentrez vous sur les aspects positifs : statistiquement, les personnes malheureuses ont les mêmes possibilités de réussir que celles qui sont heureuses. Si vous laissez le malheur vous gagner, vous deviendrez malheureux, mais si vous restez attentifs au bonheur, les sentiments d'espoir et de joie voyageront avec vous »

2.1.-L'histoire du système électrique en bref

Dès son origine, l'électricité a joué un rôle primordial dans la mise en place des systèmes de communication et de transport. Ainsi, la première utilisation technique du courant électrique a été le télégraphe puis les débuts de l'éclairage ou des piles thermoélectriques et enfin la cogénération à partir de la combustion du bois. Les prix excessifs des services et des équipements nécessaires ont induit une lenteur dans sa mise en place. Comme toute nouvelle technologie, elle avait besoin du développement des composants et des applications pour s'implanter.

Aujourd'hui, l'électricité est largement étendue. Deux types de systèmes de nature différente sont présents dans nos réseaux électriques :

- Les systèmes électriques à *courant continu* : le flux des électrons se produit toujours dans la même direction (*DC, Direct Current*). Le courant continu a été initialement utilisé pour la génération d'électricité avec un but commercial à la fin du XIXème siècle. Il a été abandonné à cause des nombreux avantages des systèmes à courant alternatif, plus appropriés au transport de l'énergie sur de longues distances via des tensions plus élevées. Il y a actuellement un regain d'intérêt pour les connexions sous marines, le couplage de réseaux différents ou encore le transport à très longue distance, du fait notamment des évolutions dues à l'électronique de puissance. D'autres réseaux comme ceux embarqués sont également concernés par le courant continu (véhicules légers, bâtiments de surface entre autres).
- Des systèmes électriques à *courant alternatif* : le flux des électrons se produit avec un changement répétitif d'amplitude et de direction. Idéalement, le signal est sinusoïdal (*AC, Alternating Current*).

Le choix du système a donné lieu à un réel conflit entre Thomas Alva Edison d'une part et Nikola Tesla et George Westinghouse d'autre part. Le premier système de distribution de l'électricité a été développé par Edison sur la base du courant continu. Puis, l'utilisation du courant alternatif a provoqué une forte dispute entre les partisans des deux systèmes. En fait, Edison voulait faire valoir les royalties qu'il avait sur les génératrices DC. Il en est arrivé au point de faire la promotion de la chaise électrique ! Il voyagea à travers les Etats-Unis pour démontrer le niveau de dangerosité que l'Alternatif avait face au Continu aux mêmes niveaux de tension (ce qui est bien sûr faux) !

D'un point de vue technique, le courant continu posait un problème de changement de niveau de tension, ce qui rendait le transport, sur longues distances, problématique. Pour palier à ce problème, Edison avait déjà émis l'idée de la production décentralisée en produisant l'électricité sur les lieux de consommation. L'alternatif, en revanche, au vu d'une technologie de transformateurs mature n'a pas rencontré ce genre de limitations, ce qui, par la suite, a favorisé son développement spectaculaire.

Beaucoup plus tard, les systèmes AC existants fonctionnaient en poches de différentes fréquences : 16 2/3 Hz (réseaux ferroviaires), 50 Hz, 60 Hz entre autres. Les différents pays ont dû faire un effort de normalisation pour travailler à une même fréquence. Ainsi, l'Europe continentale a opté pour 50 Hz tandis que l'Amérique a préféré conserver ses 60 Hz du fait déjà accompli et des changements par trop onéreux pour être effectués.

Le développement des structures existantes a donné lieu à l'apparition d'interconnexions internationales dans un temps où le réseau n'était pas maillé. Ces interconnexions couvraient bien les régions aux frontières car, il fallait chercher des consommateurs proches des nouvelles centrales construites, par exemple : l'exploitation de l'énergie hydraulique en Suisse avec les interconnexions Suisse-France, Suisse-Autriche et Suisse-Allemagne. Plusieurs problèmes techniques ont dû être résolus [TI-02] par la marche en parallèle des alternateurs, le réglage de la puissance et de la fréquence ou la maîtrise des transits de puissance entre autres.

Ces problématiques techniques n'ont pas été les seules à devoir être résolues dans un système soumis à une évolution constante : développement des nouvelles technologies pour les centrales nucléaires et thermiques, dotation des centrales hydrauliques dans les années 60-70, nouvelles directives européennes pour la libéralisation du marché de l'électricité et la réduction des émissions polluantes [EU-96], [EU-01].

La génération d'énergie est normalement réalisée à l'aide de grandes centrales basées sur le thermique à flamme, le nucléaire ou bien encore l'hydraulique. Aujourd'hui, ceci n'est plus le cas car des systèmes non conventionnels à base de renouvelable ou d'énergie fossile sont mis à contribution. Ces nouvelles injections d'énergie font partie de la production décentralisée raccordée au réseau électrique à différents niveaux de tension selon le niveau de la puissance nominale. De façon générale, il est possible de dire que, en France, les groupes de plus de 12 MW sont raccordés au réseau de répartition (90 kV, 63 kV) et les groupes de moins de 12 MW vont se raccorder au réseau de distribution (20 kV, 0.4 kV).

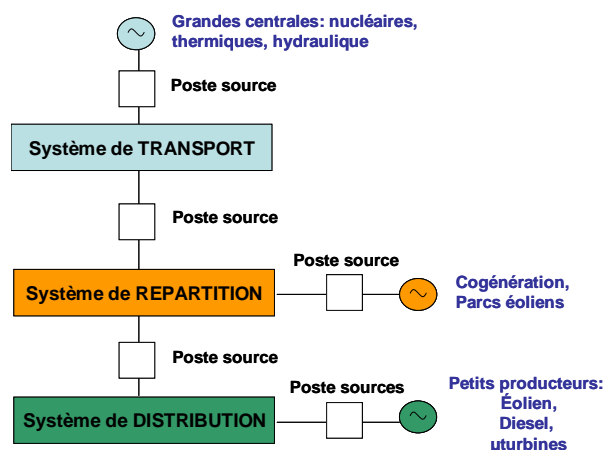


Figure. 2.1.- Insertion de la production décentralisée dans le système électrique

Concernant la production décentralisée, les systèmes à base d'énergies fossiles font référence aux micro-turbines à gaz, aux groupes Diesels et autres systèmes de cogénération. Les systèmes à base d'énergies renouvelables ou non conventionnelles font référence à l'énergie éolienne, hydraulique, photovoltaïque et à la biomasse, entre autres. Notons que les piles à combustibles en tant que vecteur énergétique peuvent faire appel à une énergie comme à une autre selon le processus de genèse du carburant.

Toutes les sources d'énergie renouvelables sont perçues comme des dispositifs prometteurs pour accomplir les obligations dérivées des accords internationaux comme les directives européennes ou le protocole de Kyoto. Une estimation d'insertion d'énergie renouvelable a été apportée par l'ETSO (*European Transmission System Operators*) [ET-03]. Cette figure montre la tendance à l'installation de la nouvelle production décentralisée ; l'énergie hydraulique est la source qui contribue le plus à une énergie renouvelable installée.

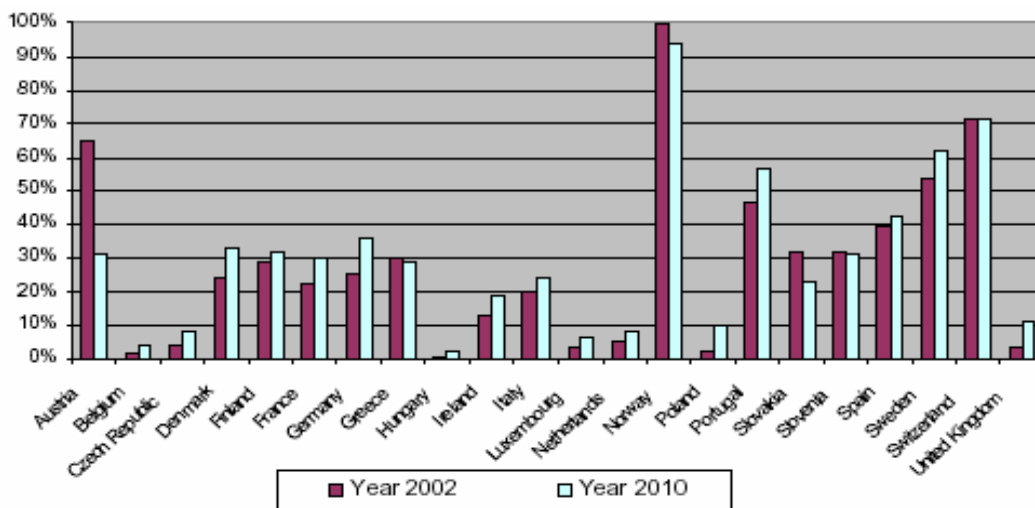


Figure. 2.2.- Données ETSO par rapport à la capacité de production renouvelable

En revanche, les schémas directeurs d'installation de la production décentralisée se concentrent sur le développement des installations éoliennes. L'exploitation des gisements éoliens est ainsi la voie directrice pour atteindre ces objectifs contractuels. Ainsi, des pays comme la Danemark ou l'Allemagne sont en train de promouvoir l'installation des turbines éoliennes. L'Allemagne a prévu une augmentation de sa capacité éolienne de 13 GW (données mi-2003) à 30 GW pour l'année 2010. Le gouvernement danois, quant à lui a réalisé des plans pour installer 4 GW d'*off-shore* et 1.5 GW d'*on-shore* avant l'année 2030. Les dernières données EWEA actualisées pour 2007 présentent une véritable accélération de l'installation d'éolienne en Europe.

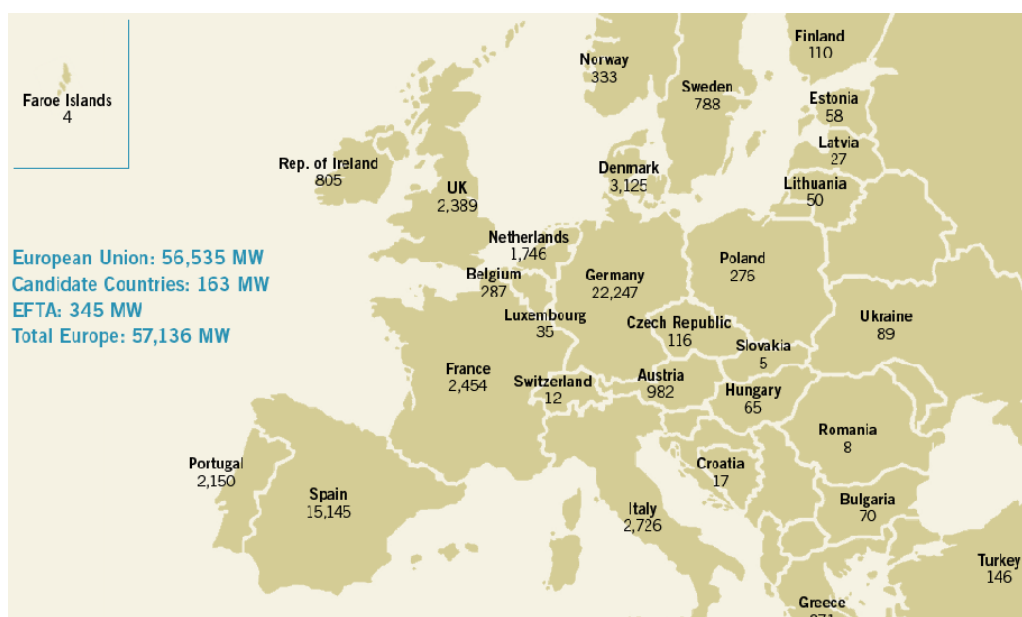


Figure. 2.3.- Données EWEA sur la puissance éolienne installée pour l'année 2007 [EWEA-08]

2.2- Réseaux Electriques

2.2.1.- Composition des réseaux électriques

Traditionnellement, les réseaux électriques sont décomposés en trois sous-systèmes : la génération, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes sources chargés de l'adéquation des niveaux de tension [RAM- 06]. En France, les niveaux de tension les plus employés sont : 400kV/225 kV pour le transport, 90kV/63kV pour la répartition et 20kV/400V pour la distribution.

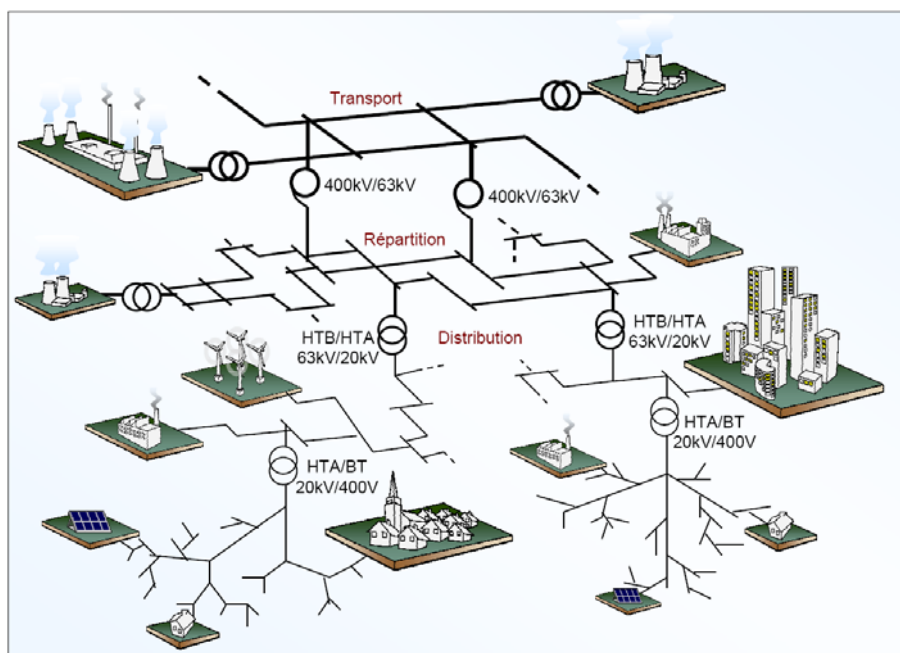


Figure. 2.4.- Architecture traditionnelle des différents sous-systèmes des réseaux électriques : de la génération à la distribution de l'énergie en passant par le transport et la répartition.

La distinction des différents sous-systèmes se base, non seulement dans une différence de niveau de tension mais aussi dans les fonctions que chacun doit assumer :

- Transport et lignes d'interconnexion :** Ces réseaux lient les principaux centres de production avec les zones de consommation. La tension dépend du pays, mais usuellement, le niveau de tension pour le transport est établi entre 220kV et 800 kV. Les distances géographiques entre les centres de consommation, la variabilité ou la versatilité de la charge et l'impossibilité de stocker l'énergie en grande quantité ont créé le besoin d'un système électrique capable de transmettre l'énergie électrique sur de longues distances. Ces lignes de transport et d'interconnexion peuvent avoir des milliers de kilomètres. Le réseau français en compte, à lui seul, 100000 km. Les missions des réseaux de transport sont : le transport de l'énergie, l'interconnexion nationale et l'interconnexion internationale pour échanger des puissances et favoriser la solidarité des systèmes en cas d'urgence. Le niveau de la tension doit être élevé car les pertes Joules sont inversement proportionnelles au carré de la tension ($p = k/U^2$) avec U la tension du réseau et k une constante qui dépend des lignes. Le transport d'énergie électrique est réalisé avec des liaisons à courant continu (DC) ou à courant alternatif (AC). Les lignes AC pour les

longues distances ont des inconvénients liés aux problèmes de stabilité et de compensation de l'énergie réactive pour conserver un bon niveau de tension. Les liaisons à courant continu n'ont pas ces problèmes et ont même un coût plus bas sur des distances suffisamment longues. Par contre, ils nécessitent l'utilisation de convertisseurs AC/DC et DC/AC. Enfin, les réseaux de transport sont plus ou moins maillés, avec les sections des lignes variant de 570 à 1200 mm².

- **Répartition** : Le but de ces réseaux est d'amener l'énergie du réseau de transport aux centres de consommation d'énergie les plus importants. Ces centres de consommation sont publics ou privés (plus de 10 MVA), essentiellement des industries de l'acier, des produits chimiques, le chemin de fer, pour ne citer que les plus importants.

Leur niveau de tension, est souvent compris entre 45kV et 160 kV. Il est organisé normalement sous forme de boucle et avec un transit de l'énergie souvent bidirectionnel. La structure de ces réseaux est essentiellement aérienne. Par contre, lorsqu'ils sont proches des villes, les lignes deviennent des câbles enterrés.

- **Distribution** : Les réseaux de distribution acheminent l'énergie électrique du réseau de répartition (ou de transport) aux clients résidentiels et aux petits clients industriels. Les tensions des réseaux de distribution sont comprises entre 230V à 400V pour la basse tension et 4kV à 45 kV pour la moyenne tension. La structure des réseaux de distribution est bouclable et exploitée en radial. Néanmoins, certains pays disposent de réseaux maillés et avec la possibilité d'une exploitation en boucle fermée [D11-02].

La conduite et l'exploitation d'un tel type de système, aux fins d'assurer, à tout instant, l'équilibre consommation/production aux pertes près, passe par la prévision des charges et la mise à disposition des consignes de génération nécessaires pour faire face à la demande d'énergie. La variabilité de la charge avec les contraintes sociales et environnementales comme la variation de la charge avec la température (exemple 1200MW/°C), l'augmentation de la charge à cause des retransmissions sportives, programmes spéciaux ou autres, font que le gestionnaire du réseau de transport doit planifier non seulement les générations d'énergie pour couvrir la demande prévue mais aussi les réserves pour fournir l'énergie des aléas et incidences possibles.

Les réserves dont un système électrique dispose normalement sont présentées dans les sections suivantes. Dans la figure 2.5, le cas du RTE (gestionnaire du réseau de transport français) [RTE-02] est illustré. Elles peuvent être classifiées selon différents critères :

- Nature automatique ou manuelle : les réglages automatiques (secondaires et tertiaires) répondent aux réserves propres au système pour maintenir les 50 Hz de fréquence nominale du système. La réserve primaire représente la régulation de vitesse des centrales avec un concept de statisme, pente de variation de la puissance avec la fréquence. Ce statisme permet la répartition naturelle de l'utilisation de la réserve entre les centrales. Normalement, les centrales françaises ont des statismes de l'ordre de 4 à 5%. Le statisme est intimement lié à la capacité dynamique de réponse des

génératrices. Le réglage secondaire permet de revenir au 50 Hz une fois que la réserve primaire a été utilisée pour encaisser un transitoire important. Ce réglage secondaire tient compte de la capacité des centrales à changer leurs points de consignes.

Les réglages manuels répondent plutôt aux contraintes d'optimisation économique et technique et du point de fonctionnement du système. Ces réglages manuels incluent les réserves tertiaires et les puissances de groupes mobilisables au-delà de 30 minutes.

- Nature de la gestion pour la gestion en temps réel ou pour une gestion en prévisionnel (groupes mobilisables au-delà de 2h) : l'équilibre de la charge et de la demande doit être assuré pour garantir les conditions nominales de qualité de l'énergie en temps réel. Une gestion, doit donc être effectuée dans deux échelles de temps, à court terme et à moyen terme. Les objectifs des gestions sont toujours la qualité et la sécurité mais les optimisations ne tiennent souvent pas en compte les mêmes objectifs, disponibilité de producteurs et coûts.

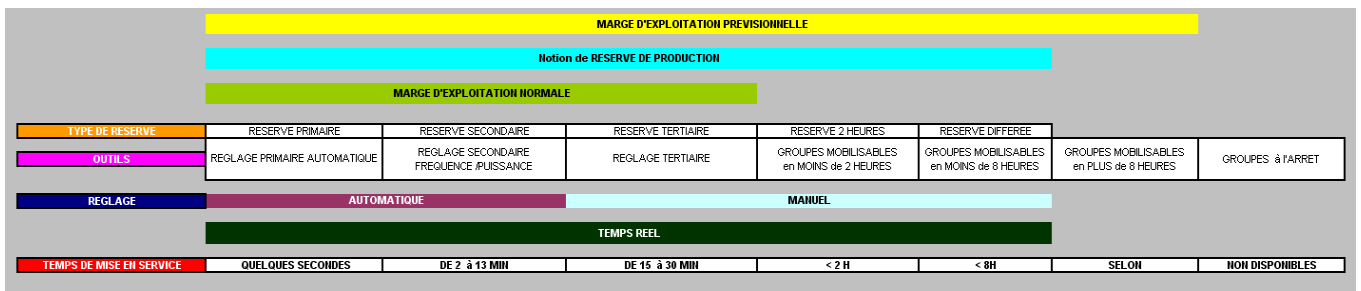


Figure. 2.5.- Réserve du système de transport [RTE-02]

2.2.2- Stabilité des réseaux électriques

Ce sous-chapitre présente un résumé des différents critères pour évaluer la stabilité d'un système électrique selon la nature de l'étude et des phénomènes étudiés.

La stabilité d'un système électrique de puissance est définie comme la capacité du système à maintenir un état d'équilibre pendant et après d'éventuelles perturbations et de récupérer un nouvel état d'équilibre qui peut être différent de celui du départ. La stabilité est un problème basé sur les facteurs suivants :

- La nature physique de l'instabilité ;
- La sévérité de la perturbation qui apparaît dans le système ;
- Les dispositifs, les processus et l'échelle de temps à tenir en compte ;
- Les méthodes appropriées de calcul et de prédiction de la stabilité concernée ;

Dans un réseau électrique, il existe deux classes principales de stabilité : la stabilité angulaire et la stabilité de tension. Ces deux types de stabilité sont plus ou moins reliés et définis dans des situations extrêmes : a) un générateur synchrone raccordé au réseau infini par l'intermédiaire d'une ligne de transport est utilisé pour les études de la stabilité des angles et b) une charge raccordée au réseau infini par l'intermédiaire d'une ligne de transport est utilisée pour les études de la stabilité de tension. La figure 2.6 montre une classification des différents types de stabilité [KUN-94].

Ainsi, différents types de stabilité peuvent être énumérés : stabilité de tension, stabilité de fréquence, stabilité en petits signaux, stabilité des angles, stabilité transitoire, stabilité à moyen terme, stabilité à long terme.

- **Stabilité des angles** : la stabilité des angles est liée à la capacité des machines à maintenir le synchronisme du réseau, elle nécessite l'étude des oscillations électromécaniques. Le paramètre principal est la puissance en sortie de la machine synchrone qui varie comme la vitesse de son rotor. La stabilité des angles peut être classée en deux catégories :

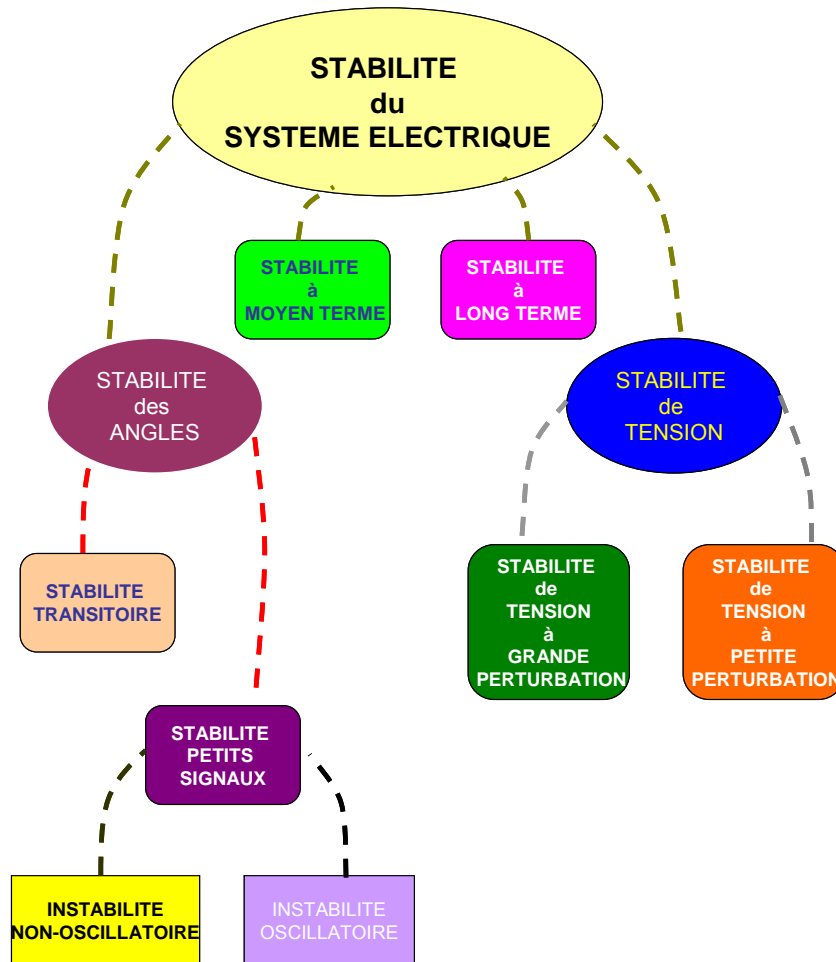


Figure. 2.6.- Classification de la stabilité des réseaux électriques [KUN-94].

- **Stabilité en petits signaux** : c'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir le synchronisme après de petites perturbations de charge ou de génération. Lors de leurs études, les perturbations sont considérées suffisamment petites pour pouvoir linéariser les équations du système. L'instabilité peut être divisée en deux familles : l'augmentation permanente de l'angle rotorique due à l'insuffisance du couple synchronisant, et l'augmentation de l'amplitude des oscillations du rotor due à l'insuffisance du couple d'amortissement. Ainsi les deux types d'instabilités en petits signaux sont les suivantes :
 - **Instabilité non oscillatoire** : insuffisance du couple synchronisant qui amène à une augmentation permanente de l'angle rotorique.
 - **Instabilité oscillatoire** : insuffisance de couple d'amortissement ; action instable de réglage (modes locaux, modes inter-zones, modes de réglage, modes torsion).
- **Stabilité transitoire** : c'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir le synchronisme suite aux grandes perturbations. Le système est instable à cause d'une grande excursion de l'angle rotorique du générateur. Ce type d'instabilité dépend de l'état initial de fonctionnement du

système et de la gravité de la perturbation. Usuellement, le système passe alors d'un régime permanent avant la perturbation à un autre régime permanent (différent du précédent) après la perturbation.

- **Stabilité de la tension** : c'est la capacité d'un réseau à maintenir en permanence des tensions acceptables pour tous les nœuds à la suite d'une perturbation. Le problème de l'instabilité de tension du réseau électrique est dû à la non maîtrise de la puissance réactive et à la chute progressive de tension à la suite des perturbations tels l'augmentation de la charge ou le changement du régime de fonctionnement. Le paramètre principal de cause d'instabilité de tension est l'incapacité du réseau à fournir une puissance réactive suffisante. La chute de tension est généralement due à une accumulation de transit des puissances active et réactive sur les lignes d'un réseau. Un réseau est dit stable en tension si l'amplitude de tension augmente avec l'augmentation de puissance réactive injectée dans le même nœud. Il est instable en tension si l'amplitude de la tension d'un nœud, au moins, diminue avec l'augmentation de la puissance réactive injectée. Autrement dit, le réseau est stable en tension si la sensibilité dV/dQ est positive pour tous les nœuds, et instable en tension si au moins un nœud dans le réseau a une valeur de sensibilité dV/dQ négative. Comme pour la stabilité des angles, la stabilité de tension peut être classée en deux sous-catégories :
 - **Stabilité de tension dynamique** : c'est la capacité d'un réseau électrique à contrôler la tension aux différents nœuds, à la suite de perturbations sévères comme des courts-circuits, la perte des groupes de production ou de lignes. Cette capacité est déterminée par les caractéristiques de charge du réseau et les dispositifs de régulation et de protection. L'analyse de la stabilité aux grandes perturbations nécessite la prise en compte de la non linéarité des équations dynamiques des dispositifs de réseau comme le transformateur avec régulateur en charge et les limiteurs de courant d'excitation du générateur. La durée d'étude de cette stabilité est typiquement de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. Le critère de stabilité en grande perturbation consiste à garder la tension de tous les nœuds du réseau dans des valeurs acceptables suite à une grande perturbation et suite aux actions de réglage du réseau.
 - **Stabilité de tension statique** : c'est la capacité d'un réseau électrique à contrôler la tension aux nœuds suite à des perturbations comme l'augmentation progressive de charge ou de petits changements du réseau. Cette forme de stabilité est déterminée par les caractéristiques des charges et les dispositifs de régulation et de protection à l'instant étudié. Ce concept est utilisé pour déterminer comment la réponse en tension évolue en fonction de petites modifications du réseau à n'importe quel instant. Les analyses statiques peuvent être utilisées pour calculer la marge de stabilité, identifier des variables influençant la stabilité et examiner l'état du système dans un grand nombre de configurations. Le critère de stabilité aux petites perturbations est satisfait s'il y a l'augmentation de l'amplitude de tension d'un nœud quelconque du réseau lors de l'augmentation de la puissance réactive injectée dans ce même nœud.

- **Stabilité à moyen-terme** : il s'agit de grandes excursions de tensions et de fréquence, avec des dynamiques rapides ou lentes, et des temps typiques d'étude jusqu'à quelques minutes.
- **Stabilité à long-terme** : fréquence du système uniforme, dynamique lente, temps d'étude jusqu'à des dizaines de minutes.

Dans la figure 2.7, la dynamique des différents moyens du système et de différents types d'étude est ainsi présentée.

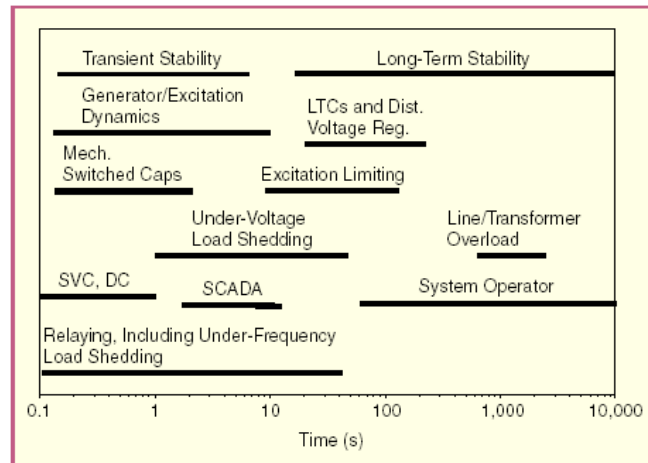


Figure. 2.7.- Constantes de temps pour la dynamique de différents moyens et études du système électrique [NOV-04]

2.3.-Production Décentralisée

2.3.1.- Définition de la Production Décentralisée

Le raccordement au réseau de nouveaux producteurs fait émerger de nouveaux concepts. Ainsi, pendant la dernière décennie, les termes de Production Décentralisée, Production Distribuée, Génération d'Énergie Distribuée, Génération Dispersée, Ressources d'Énergie Distribués ont envahi la littérature scientifique, politique et économique du système électrique.

Il n'y a pas un seul critère pour définir la signification de chaque terme ; chaque association, groupe de travail ou auteur a sa propre définition. Ainsi, le terme Production Décentralisée ne fait pas référence à tous les producteurs raccordés au système électrique. Seuls quelques-uns remplissant certaines conditions font partie de la Production Décentralisée. Généralement, le paramètre utilisé est le point de raccordement au réseau. La Production Décentralisée est définie, dans cette thèse, comme toute source d'énergie raccordée au réseau de transport, de répartition ou distribution et qui fait partie des énergies non conventionnelles (éolienne, solaire, piles à combustible entre autres) ou conventionnelles de petite puissance < 200MW (micro-turbines à gaz, cogénération, moyen de stockage de l'énergie entre autres), hors des grandes centrales.

Finalement, il faut retenir que la Production Décentralisée est représentée non seulement par les moyens de génération d'énergie mais aussi par les moyens de stockage capables de fournir une certaine puissance. Les technologies de stockage sont variées et vont des systèmes électrochimiques aux barrages hydro-électriques en passant par les super capacités, volants d'inertie, supraconducteurs entre autres,

2.3.2.- Production Décentralisée et Production Centralisée

Historiquement, le renforcement des réseaux électriques a été effectué avec l'insertion des nouvelles unités de production centralisées, la construction des nouvelles lignes électriques et l'extension de systèmes de distribution traditionnels. Aujourd'hui, la libéralisation du marché de l'énergie encourage l'intégration de nouveaux producteurs décentralisés. En comparant à la production centralisée, les avantages et inconvénients de la production décentralisée sont les suivants :

- Les nouveaux petits producteurs sont souvent basés sur des énergies renouvelables. Ils constituent des productions d'énergie moins polluantes que les centrales thermiques et nucléaires.
- Le temps nécessaire pour l'installation de la production centralisée et les lignes de transport inhérentes est normalement long (de 7 à 10 ans) à cause des études environnementales nécessaires à l'approbation des projets, l'expropriation des terrains, le dimensionnement et enfin la construction. Par contre, le temps d'installation d'une production décentralisée peut être assez court, jusqu'à moins de 6 mois.

- Les grandes centrales ont besoin d'infrastructures spéciales comme des routes pour fournir les équipements. Des lignes électriques dédiées sont quelquefois nécessaires pour fournir l'énergie durant les travaux.
- Le risque des investissements est moins critique dans le cas de la production décentralisée due à l'indépendance du prix des matières primaires, hors cogénération ; cela a d'ailleurs été confirmé pendant la crise de 1979. Par ailleurs, la production décentralisée peut être placée là, où il y a un besoin d'énergie et elle suppose donc une réduction des pertes et un risque financier réduit.
- La dérégulation ou libéralisation ont élargi le cercle des acteurs de production décentralisée. Et même si pour l'instant, ce sont le mécanisme de subvention qui fait vivre la filière, cela représente un effet moteur pour les petites entreprises et l'économie du pays. Des accords éventuels entre petits producteurs pourraient former une offre globale dans le marché de l'énergie et activer les mécanismes de concurrence.
- Le temps pour mettre en service l'énergie est bien plus réduit que dans le cas de la production centralisée parce que la capacité de régulation de la production centralisée est bien plus restreinte. Ainsi les centrales nucléaires ont une capacité réduite de régulation et ils doivent, de ce fait, fonctionner dans une plage étroite par rapport à la puissance nominale, $S > 85\% S_n$
- Toutefois, la production décentralisée ne peut être une alternative à elle seule car des impacts négatifs peuvent apparaître (§ chapitre 4).

2.3.3.- La Protection de la Production Décentralisée

La législation française prévoit différents types de protection selon l'objectif final de celle-ci. Ainsi, trois types principaux de protection peuvent être énumérés : la protection de découplage, les protections des machines et les protections du réseau proprement dites.

- Les protections dans le réseau ont pour but l'élimination de défauts dans le réseau, c'est-à-dire la protection des biens et des personnes. Cette tâche est normalement réalisée par des mesures du courant (et mesures de la tension homopolaire).
- La protection entre le réseau et la production décentralisée (ou protection de découplage) est placée au point de raccordement de la production décentralisée et du réseau. Le but de cette protection est de protéger les générateurs d'un mauvais état de fonctionnement dans le réseau, ou, les personnes chargées de la réparation du réseau. Ainsi, lorsqu'un tronçon est déconnecté, il faut éviter que les producteurs décentralisés n'électrocutent les agents responsables de la maintenance ou de la réparation.

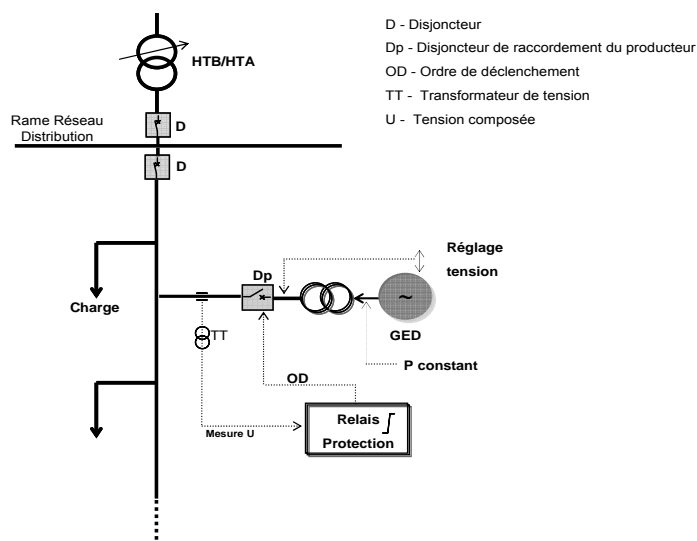


Figure. 2.8.- Protection de découplage dans le réseau de distribution 20 kV [ENA-04]

Les conditions anormales peuvent se produire lors d'îlotages non intentionnels et autres événements qui provoquent une grande variation de la tension et de la fréquence. Dans la figure 2.8, un exemple de protection de découplage est montré. Elle prend en compte la mesure de tension et à partir de celle-ci, elle identifie la fréquence du réseau. Ensuite, les valeurs de tension et fréquence sont comparées aux seuils qui détermineront le déclenchement de la protection. Ces seuils ne sont pas uniques. En France et pour les réseaux de distribution, il en existe 5 types différents. Le choix du type de protection à installer par le producteur relève de la responsabilité de la compagnie de gestion du réseau de raccordement (soit le transport ou la répartition soit la distribution), [EDF-00].

Paramètre	Type 1.1	Type 1.2	Type 1.3	Type 1.4	Type 1.4 modifié	Type 1.5
Déconnexion à distance	Non	Non	Non	Oui	Oui	Non
V _o max (%V _{nom})	10% 100 ms	10% to +500 ms	10% to +500 ms	10% to +500 ms	10% to +500 ms	10% to +500 ms
V max (%V _{nom})	115% 100 ms	115% 100 ms	115% 100 ms	115% 200 ms	115% 200 ms	115% 200 ms
V min1 (%V _{nom})	85% 100 ms	85% 100 ms	85% t1+500 ms	85% t1+500 ms	85% t1+500 ms	85% t1+500 ms
V min2 (% V _{nom})			25% 100 ms	25% 100 ms	25% 100 ms	25% 100 ms
fmax(Hz)	51	51	50.5	51 t1+500 ms	50.5 100 ms	51 t1+500 ms
fmin(Hz)	47.5 100 ms	47.5 100 ms	49.5 100 ms	47.5 t1+500 ms	49.5 100 ms	47.5 t1+500 ms

Tableau. 2.1.- Différents seuils de déclenchement selon le type de protection de découplage [EDF-00]

- Protections des producteurs et réseaux industriels tertiaires :
 - Protections des réseaux industriels : il s'agit typiquement d'interrupteurs placés au point de raccordement avec le réseau principal et qui sont déclenchés par mesure de courant.
 - Sont désignées comme protection des producteurs toutes les différentes protections existantes pour assurer la sécurité des machines et turbines (survitesse, excitation, surintensité, températures entre autres)

2.3.4.-La Capacité de Black-Start de la Production Décentralisée

La procédure de reprise du système inclut l'ensemble des actions nécessaires pour reprendre le système après un incident majeur ou black-out. Normalement, les législations obligent les différentes entreprises et opérateurs à prévoir une procédure pour la reprise générale du système en cas de défaillance : la façon de re-énergiser le système, l'ordre des synchronisations à réaliser, l'ordre des charges à réalimenter. Cette procédure de reprise générale inclut différentes tâches telles que :

- La définition et la démarcation de chaque zone impliquée dans l'action.

- La description des méthodes à appliquer pour le diagnostic et l'état des centrales comme première étape avant de commencer la reprise globale.
- La description des étapes de renvoi de la tension.
- La description des accords pour entreprendre des actions coordonnées par rapport aux niveaux de la tension, et des puissances active et réactive.
- La description de la séquence et de l'ordre des charges à récupérer dans les différents niveaux de tension.
- La description d'une procédure de communication (priorités, portes paroles, entre autres)

Les opérateurs du réseau de transport ont la responsabilité d'établir le plan de restauration et doivent tenir compte de tous les acteurs du système. Un élément clé dans la reprise générale est la possibilité de démarrage de certaines unités sans soutien externe de tension (*black-start*). Le temps pour le démarrage des différentes unités est un des paramètres les plus importants dans le contrôle, la restauration et la création de sous-systèmes indépendants. La table suivante montre le temps estimé pour démarrer différents moyens de production.

Type de centrale	Temps de démarrage
Centrales thermiques classiques	Quelques heures
Centrales nucléaires	De 20 à 30 heures
Turbines à gaz	Quelques dizaines de minutes
Groupes hydrauliques	Quelques minutes
Turbines éoliennes	Très rapides
Piles à combustible	Très rapides
Panneaux photovoltaïques	Très rapides
Cogénération	Dépend du système

Tableau. 2.2.-Temps nécessaire pour le démarrage de différentes centrales

La capacité *black-start* de la production décentralisée peut être résumée dans le tableau 2.3 [VAR-01]:

Type de Production centralisée	Flexibilité de la génération	Réserves	Contrôle de la fréquence	Contrôle de la tension	Capacité Black-start	Participation Au courant De défaut
Centrales traditionnelles	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Cogénération	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Groupes Diesel	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Turbines éoliennes Machine asynchrone Couplée directement au réseau	Non	Non	Non	Non	Non	Non
Turbines éoliennes Machine asynchrone à double alimentation	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
Turbines éoliennes Machine synchrone Couplée à travers d'un convertisseur	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
Photovoltaïque	Non	Non	Oui	Oui	Oui	Non
Micro-turbine	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Piles à combustible	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Stirling	Oui	Oui	Oui	Oui	?	Oui
Hydro	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui

Tableau. 2.3.- Performances techniques de différents moyens de production

2.3.5.- Impacts de la Production Décentralisée

La production décentralisée peut occasionner quelques impacts sur le système électrique. Ces impacts peuvent être classés en deux groupes : les impacts sur la distribution et les impacts sur le transport.

D'un premier côté, les principaux impacts sur le système de distribution sont les suivants [CAI-04], [CAN-00] et [AMP-00]:

- Impacts sur le sens traditionnel d'écoulement de l'énergie, le système électrique a été dimensionné pour un flux de puissance du système de transport vers le système de distribution dans une dynamique *top-down*. Ainsi, il est possible que l'énergie soit injectée à partir du système de distribution dans le système de répartition et de transport. Ceci implique un besoin de bidirectionnalité dans l'équipement mis en jeu.
- Impacts sur le plan de protection, dimensionnement des seuils des protections, sélectivité entre protections et possibilité d'une mauvaise opération, déclenchements intempestifs, aveuglement des protections.
- Impacts sur le profil de la tension à cause des injections ou demandes d'énergie.
- Impacts sur la stabilité du système à cause de l'insertion de machines synchrones qui changent le temps critique d'élimination de défaut du système.
- Impacts sur la qualité de l'énergie (forme et valeur efficaces de la tension, déséquilibres entre autres).
- Impacts sur la planification du réseau, son contrôle et son exploitation. Ceci implique une nouvelle observabilité des réseaux de distribution car ils ont été conçus comme un élément passif. Avec la production décentralisée, ces réseaux deviennent actifs. La production décentralisée devrait être, dans l'idéal, contrôlable par les compagnies électriques et les opérateurs de la distribution (DNO, *Distribution Network Operators*), ce qui signifie une augmentation des données à acquérir par le système SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*).
- Impacts économiques sur les marchés de l'énergie : des associations et accords entre producteurs décentralisés pourraient favoriser la concurrence et, au final, une baisse du prix de l'énergie (marché journalier, mécanismes de compensations des équilibres, marché des réserves, services systèmes).

D'un autre côté, les principaux impacts qu'une grande quantité d'insertion de la production décentralisée peut provoquer dans le système de transport, sont les suivants :

- Le risque de congestion dans des zones spécifiques : l'insertion des sources intermittentes est normalement localisée dans des zones où les conditions climatiques sont plus appropriées. Ceci provoque le besoin d'un renforcement local du réseau vu les possibilités de congestions locales.

- L'intermittence des sources d'énergie provoque une incertitude dans le système en terme de quantité d'énergie générée et de la localisation de l'injection : le réseau électrique doit être prêt à accueillir un nombre important de producteurs sans connaître a priori ni la position, ni la puissance qu'ils vont débiter.
- Le changement des marges d'exploitation comme conséquence du besoin d'un système de suivi non seulement de la charge mais aussi de l'intermittence des sources.
- L'apparition des flux d'énergie réactive inattendus dans le système de transport lorsque le flux de puissance active est inférieur à la puissance naturelle de la ligne [AMP-00].

Liaison	Q fournie à vide (MVar/km)	Q absorbée en charge max (MVar / km)	P maximale admissible (MVA)	Puissance naturelle (MVA)
Aériennes 63 kV	0.012	0.400	85	10
Aériennes 225 kV	0.130	1.400	425	130
Aériennes 400 kV	0.600	9.000	2350	550
Souterraines 63 kV	0.320	0.400	120	100
Souterraines 225 kV	4.500	0.140	240	1500

Tableau. 2.4.- Puissances réactives et puissance naturelle triphasée de quelques lignes et câbles

- La fermeture ou le non remplacement des grandes centrales à cause des raisons économiques et environnementales.
- La perte de la production décentralisée par des conditions climatiques rudes, soit la déconnexion des éoliennes par vents excessivement forts (> 25 m/s *onshore* ou 34 m/s *offshore*).

2.4.- Les incidents majeurs

Dans ce paragraphe, le système électrique est défini comme *une infrastructure critique* pour les activités des différents pays. Ces infrastructures critiques peuvent subir des incidents majeurs. Les incidents majeurs peuvent être provoqués par des causes naturelles ou techniques, bien que les sabotages ou attentats ne puissent pas non plus être rejetés comme causes initiales. Les principales attaques terroristes qui peuvent être envisagés dans le système sont brièvement décrites. Les mécanismes d'origine naturelle donnant lieu aux grandes pannes électriques et incidents majeurs sont ensuite détaillés. Finalement, quelques constats sur les dernières grandes perturbations électriques dans le monde sont apportés. A partir de ces constats, des nouvelles leçons peuvent être tirées et quelques solutions techniques peuvent être envisagées

2.4.1.- Le système électrique : une infrastructure critique

La dépendance des sociétés vis-à-vis de l'énergie électrique est telle que les systèmes électriques représentent des points sensibles dans la vie normale et la défense d'un pays et elle est nécessaire au déroulement normal de la vie quotidienne. L'absence de service d'énergie provoque des problèmes comme le manque de chauffage, d'eau chaude et froide, de communications et l'arrêt des opérations industrielles entre autres. Les attentats du 11-S et 11-M (11 septembre 2001 et 11 mars 2004), ont fait découvrir que **tout pouvait arriver** et qu'une éventuelle attaque terroriste au sein du système électrique pouvait créer des conséquences néfastes tant civiles que militaires. Un exemple de l'importance du système électrique a pu être constatée après l'attentat du 11-M à Madrid. Les toutes premières mesures prises par le gouvernement furent la protection des réserves d'eau, des installations susceptibles de propager un attentat biologique ou chimique et enfin celle des centrales électriques. Dans la figure 2.9, deux photos illustrent ce commentaire ; à gauche, il est montré un de trains attaqués le 11-M ; à droite, des soldats qui sont chargés de la surveillance de la centrale thermique du Narcea (Principauté des Asturies, Espagne).



Figure. 2.9.- Attentat 11-M : surveillance de l'armée espagnole après l'attentat (Photo gauche : El Mundo : Rapport du 11-M, le 8 avril 2004 ; Photo droite : La Nueva España, le 7 Avril 2004)

Les attaques au système électrique peuvent revêtir différentes formes [AMI-02], [JON-99], [JAM-96] et [D16-04]:

- **Attaques directes sur le système électrique** : le réseau électrique peut être lui-même l'objectif primaire des actions terroristes. Ainsi, il est relativement simple d'imaginer des actions sur les centrales, ses lignes critiques, les principaux postes sources ou les transformateurs. D'autres attaques pourraient frapper les communications et les marchés de l'électricité ; le pire des cas étant une action sur une centrale nucléaire ou un incident majeur donnant lieu à un black-out généralisé.
- **Attaques des systèmes de communications** : les systèmes d'information et communication sont nécessaires à l'acquisition des données et au contrôle du système, et ce, pour l'estimation de son état ainsi que les décisions correctives et préventives à prendre pour éviter les dysfonctionnements. Par ailleurs, la libéralisation du marché de l'énergie a mis en évidence le besoin de coordination des différents acteurs ; de ce fait, l'information doit leur être mise à disposition pour un fonctionnement harmonieux. La sécurité du système dépend de l'intégrité des communications associées aux systèmes d'information. Une mauvaise protection de ces données pourrait donner lieu à l'intrusion d'agents externes et non autorisés et donc, la possibilité de situations incontrôlables et anormales pouvant endommager le système et provoquer des situations catastrophiques.

2.4.2.- Le dispatching du système : l'absence du risque zéro

La dérégulation du système électrique a changé le traditionnel monopole du marché de l'électricité. Suite à cette dérégulation, de nouveaux acteurs sont apparus. La taille des nouveaux acteurs est variable, elle va de nouvelles entreprises de génération, ou de nouveaux distributeurs aux agents responsables de la commercialisation de l'énergie ou encore de nouveaux opérateurs indépendants des deux parties : technique et économique.

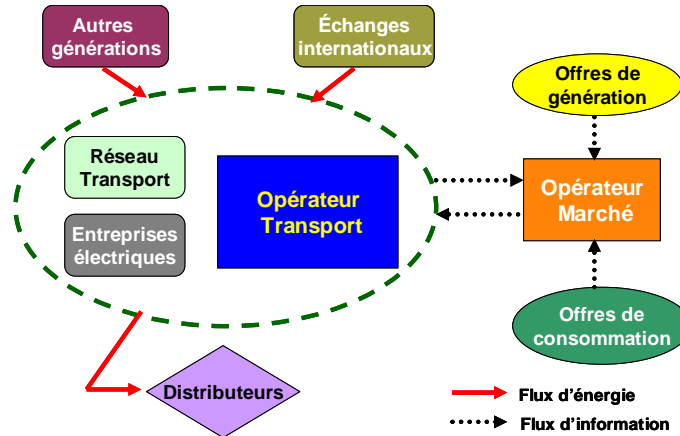


Figure. 2.10.- Dispatching journalière du système : boucles entre les opérateurs

L'opération journalière est organisée normalement la veille (J-1). L'opérateur du marché propose un plan de production pour le lendemain. Ce plan est évalué par l'opérateur technique afin de déterminer sa viabilité étudiée par rapport aux règles de sécurité : critère (N-1) et une étude de risque réduite du système dans de telles conditions d'exploitation. Si le risque du dispatching est élevé, l'exploitant prend des mesures pour diminuer ces risques. D'ailleurs, il accepte que le système soit sauvegardé dans certains points de fonctionnement par des délestages car il y a des événements de probabilité plus faible : ainsi peuvent apparaître des événements aux conséquences sévères et pour lesquels le système n'est pas dimensionné. La figure 2.11 [RTE-02] montre les différentes zones de risque auquel l'opérateur pourrait être confronté dans le planning journalier. Il est donc évident que le risque zéro n'existe pas et que le système ne prévoit que les incidences les plus probables.

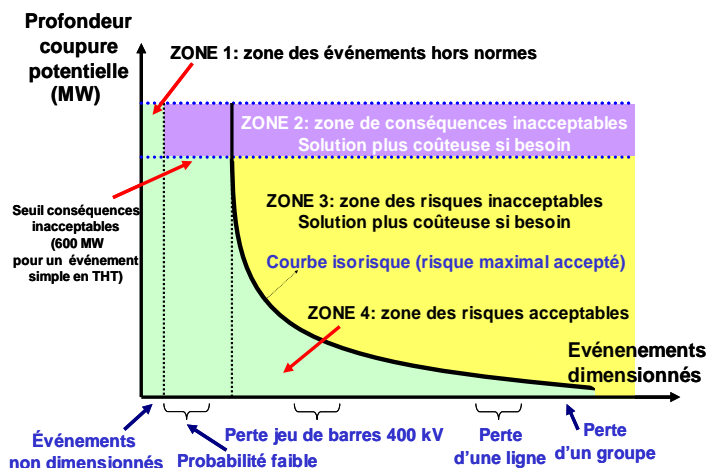


Figure. 2.11.- Niveaux de risque dans le dispatching journalier

2.4.3.- Mécanismes de formation des incidents majeurs

Les incidents majeurs sont normalement provoqués à partir d'une cause initiale sur laquelle viendront se greffer des évènements connexes qui conduiront jusqu'à la panne totale (*black-out*) ou partielle (*brownout*).



Figure. 2.12.- Exemples des causes initiales donnant lieu à des incidents majeurs

Les causes initiales perturbatrices peuvent être classifiées selon leur nature :

- **Naturelles** : des conditions météorologiques adverses telles que tempêtes, ouragans, tremblements de terres, tsunamis, chutes d'arbres, etc.
- **Techniques** : courts-circuits, dysfonctionnements des protections, pertes d'éléments dans le système (transformateurs, générateurs,..), brusques variations de charge...

Les mécanismes des incidents majeurs résultent ensuite de la combinaison des différents évènements tels qu'une variation de la charge, une perte d'une ou plusieurs lignes, de la perte de générateurs ou de l'apparition des tensions basses dans quelques nœuds du réseau.

Une fois que les premières causes initiales apparaissent [TI-01], la perte du système survient dans les secondes ou minutes qui suivent. Généralement, la perte totale du système est le résultat d'un ou plusieurs mécanismes:

- Cascade de surcharges** : la cascade de surcharges consiste au déclenchement progressif des éléments du réseau. Ce déclenchement est provoqué par une première perturbation initiale (par exemple, un court-circuit, la perte d'un générateur, des tensions basses dans quelque nœud, une variation brusque de charge...). La perturbation initiale induit une nouvelle répartition de charges dans le système dans laquelle, des surcharges apparaissent sur quelques composantes (lignes, transformateurs...). Ces surcharges donnent lieu à la déconnexion des lignes et ensuite, de nouvelles surcharges sont constatées comme résultat du rapport de la charge de la ligne ouverte par les protections de surcharges sur d'autres lignes. Ainsi, l'ouverture des lignes par surcharges est propagée tout au long du système. Ce phénomène est aussi nommé *effet domino* ou *château de cartes*, car le système est perdu par la séquence de pertes des lignes et éléments. Cette succession de déclenchements peut finalement causer la perte du système par différentes raisons finales : écroulement de tension (chute progressive de la tension dans quelques nœuds), création des sous réseaux instables ou bien la perte de synchronisme de certaines machines génératrices.

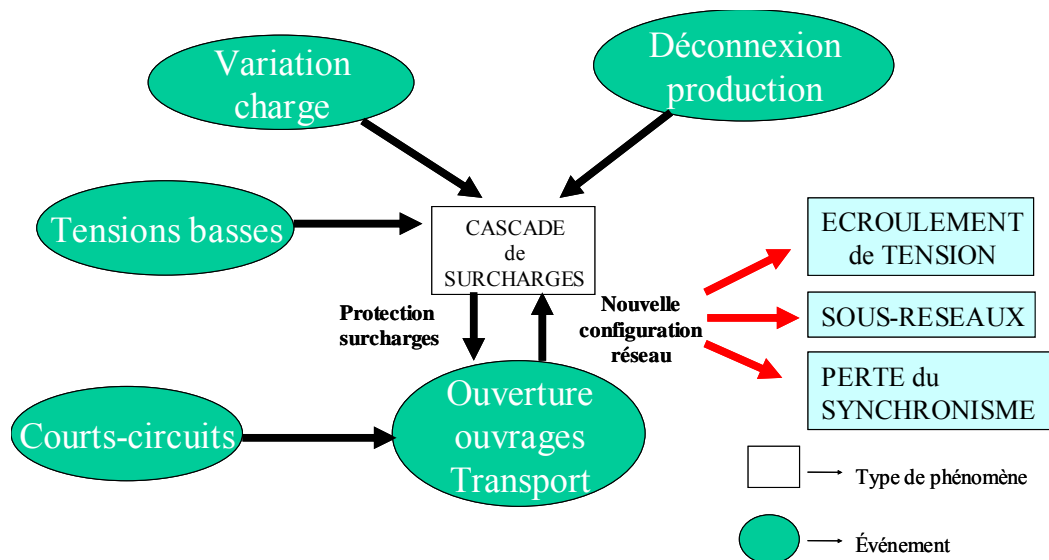


Figure. 2.13.- Cascade de surcharges

Le temps d'ouverture des protections de surcharges dépend de la sévérité de la surcharge. Ainsi pour des surcharges légères, l'opérateur du système dispose d'un temps relativement suffisant pour résoudre le problème en changeant la distribution des flux de puissances dans le système. Par contre, si la surcharge est grave, le temps du déclenchement des protections de surcharges est très court, de l'ordre de quelques secondes.

Sévérité de la surcharge dans la ligne (en pourcentage par rapport à la puissance nominale de la ligne)	Ordre de grandeur du temps d'ouverture des protections de surcharge
130%	20 minutes
150%	10 minutes
170%	Dizaines de seconds

Tableau. 2.5.- Temps d'ouverture des lignes par les protections de surcharges

- Écroulement de tension** : la cause initiale de l'écroulement de tension est l'absence d'énergie réactive dans le système. La chute de tension dans certains nœuds du système au-dessous d'un niveau de tension dit critique, implique une descente progressive de la tension qui finit par provoquer le déclenchement des protections de générateurs, des surcharges dans les lignes (tension basse, courant élevé) ou la perte de synchronisme de quelque générateur. La dynamique de l'écroulement de tension varie de l'ordre de la minute à quelques minutes.

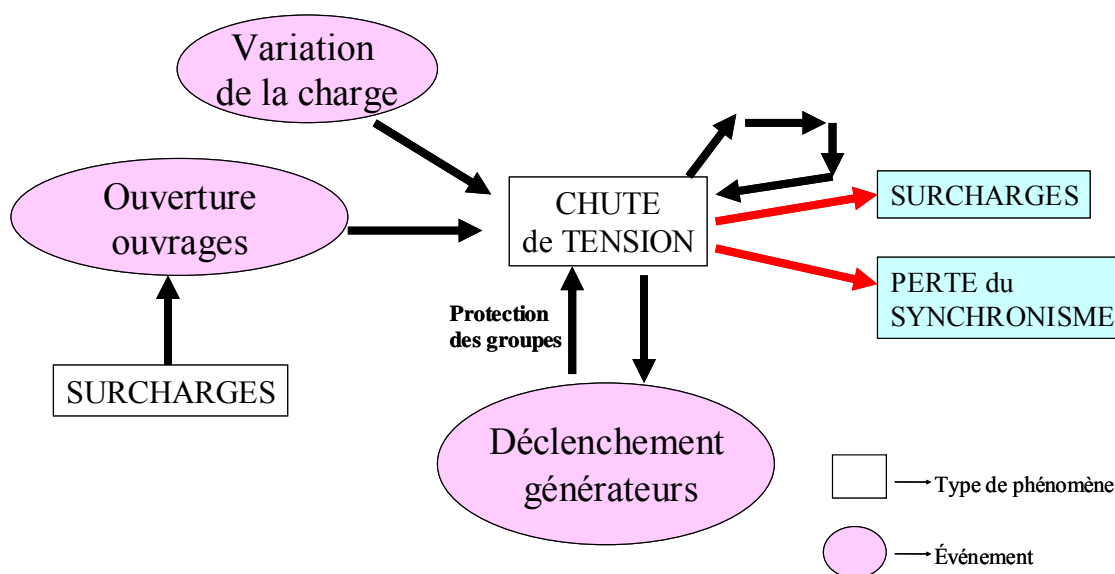
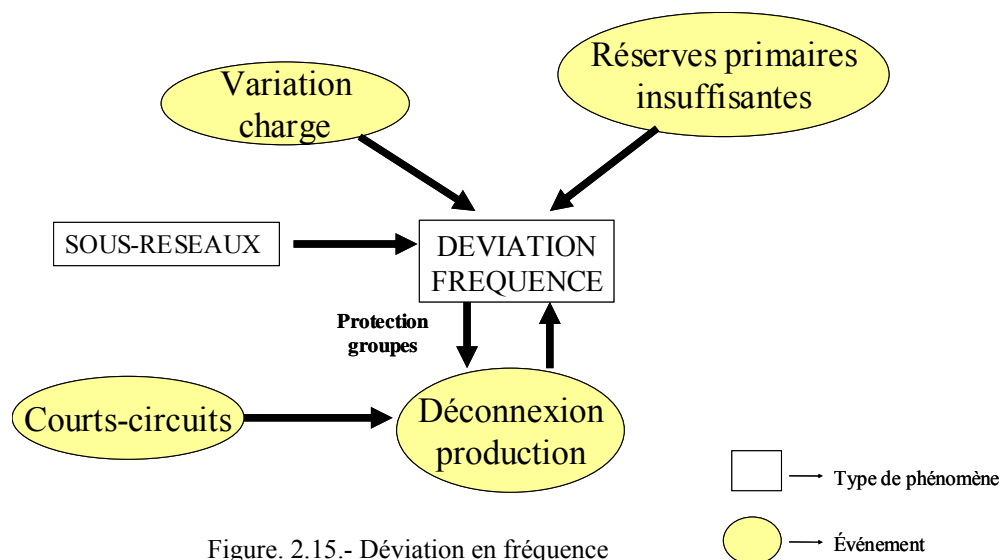
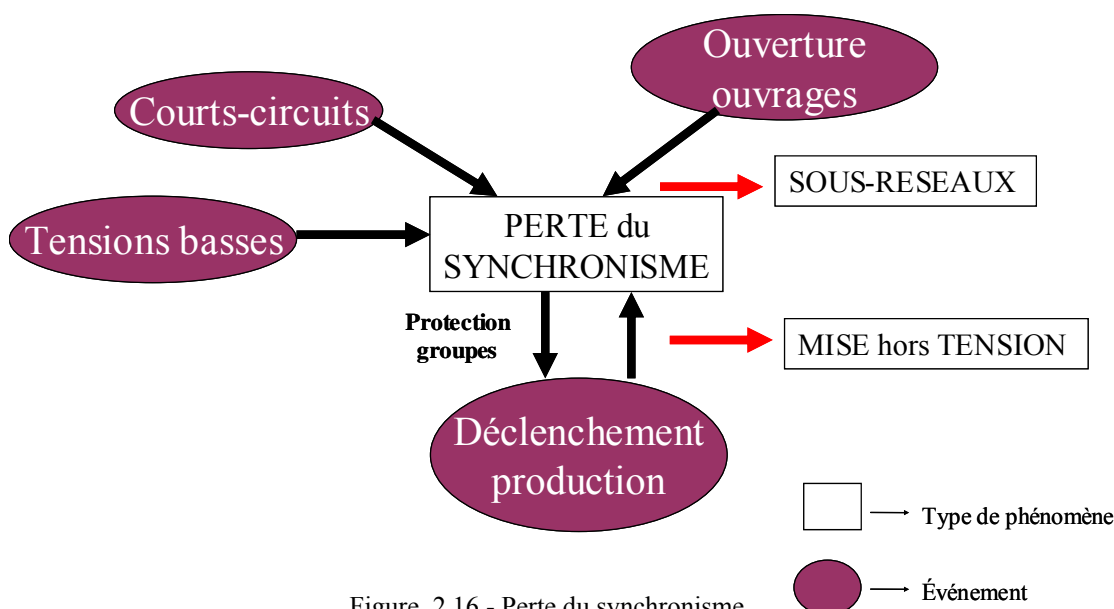


Figure. 2.14.- Chute de tension

- Déviations en fréquence** : la déviation de la fréquence est le résultat d'un déséquilibre entre la puissance générée et la puissance consommée. Les déviations en fréquence sont la conséquence d'une variation dans la charge ou dans la génération. Afin de limiter les déviations en fréquence, le système compte avec des réserves d'énergie (rapides, réserves primaires et secondaires ; lentes, réserves tertiaires) pour garder la fréquence dans l'intervalle des valeurs normales (50.5 – 49.5 Hz). Si la réserve primaire n'est pas suffisante, la fréquence peut atteindre des valeurs anormales. Les solutions à une déviation de fréquence sont : le délestage de charges intentionnel ou non-intentionnel (déconnexion de charges, *load shedding*) et l'incrément de la puissance produite (réserves, unité de secours). La dynamique de la fréquence est très rapide (de l'ordre de la seconde)



- Perte du synchronisme** : en état normal de fonctionnement, toutes les machines tournent synchrones, par contre, suite à certaines perturbations, quelque machine synchrone peut subir une grande variation d'angle interne et donc, suivre une variation de vitesse provoquant la perte du synchronisme de la machine. Dans la figure 2.16, il est montré le schéma qui peut donner naissance à la perte du synchronisme d'une machine synchrone connectée au réseau.



Les incidents majeurs ne sont pas une nouveauté dans le fonctionnement des réseaux électriques, ils frappent le système de temps en temps, provoquant souvent de graves conséquences sociales et économiques. Dans les tableaux suivants quelques statistiques des derniers black-outs [LIN-04], sont présentées, comme l'énergie non desservie, le temps d'interruption du service ou la quantité de population affectée.

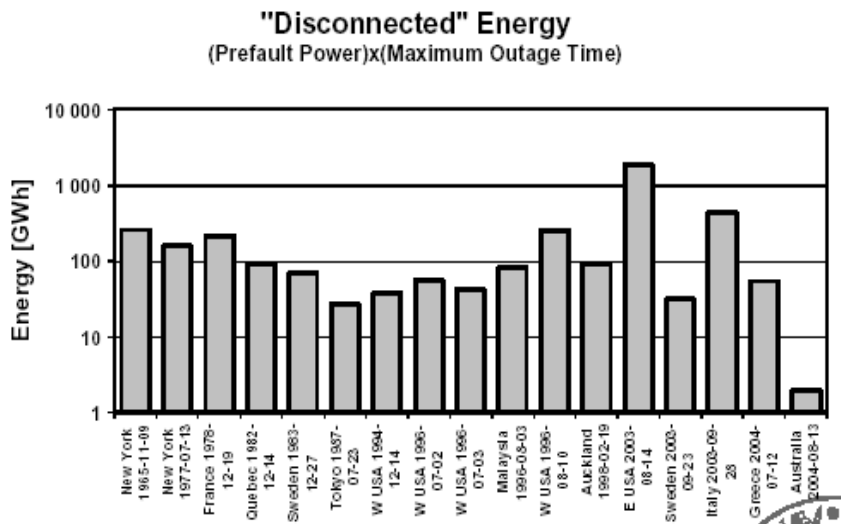


Figure. 2.17.- Energie non desservie dans quelques black-outs [LIN-04]

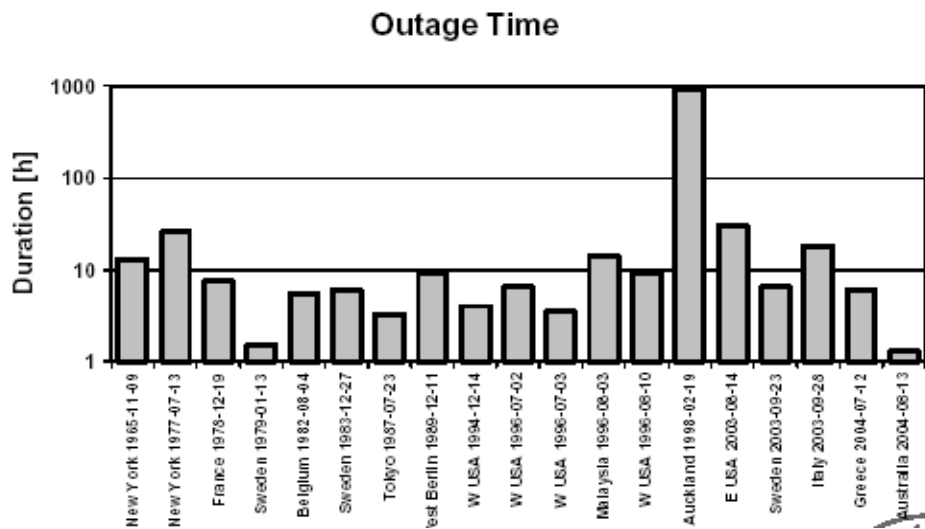


Figure. 2.18.- Durée de l'interruption provoquée par les black-outs [LIN-04]

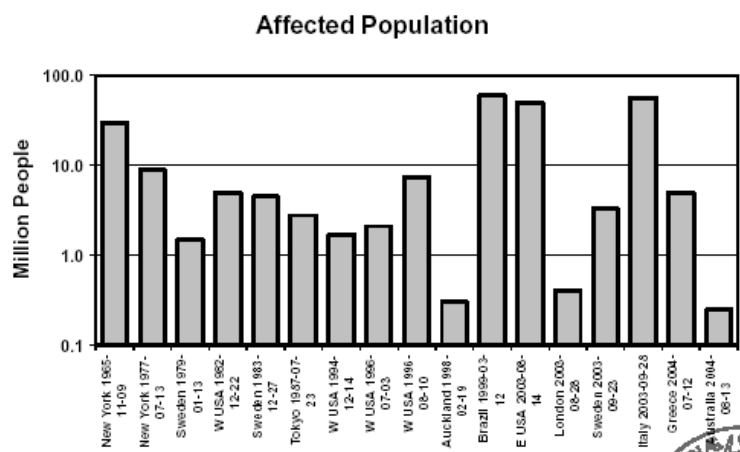


Figure. 2.19.- Population affectée par les black-outs [LIN-04]

2.5.- Solutions Techniques contre les Black-outs

Les incidents majeurs ne sont pas prévisibles à cause de leurs causes variables et non prévisibles et de ce fait ne sont pas toujours évitables. Le dispatching journalier n'inclut que les événements dits d'apparition probable ; les événements de petite probabilité d'apparition ne sont pas considérés et il faudrait incrémenter sensiblement le prix du dispatching journalier pour en tenir compte afin d'incrémenter la sécurité du système.

En revanche, quelques solutions techniques contre les black-outs, visant le contrôle du système, peuvent être envisagées pour éviter la propagation des perturbations. Les principales solutions possibles sont les suivantes :

- **Plans de défense nationaux** : c'est l'ensemble des mesures basées sur la détection des événements et la mise en place des actions automatiques de contrôle de la fréquence (délestage de charges, arrêt de générateurs...)
- **Installation des liaisons à courant continu (HVDC, High Voltage Direct Current)** [RET-04]:

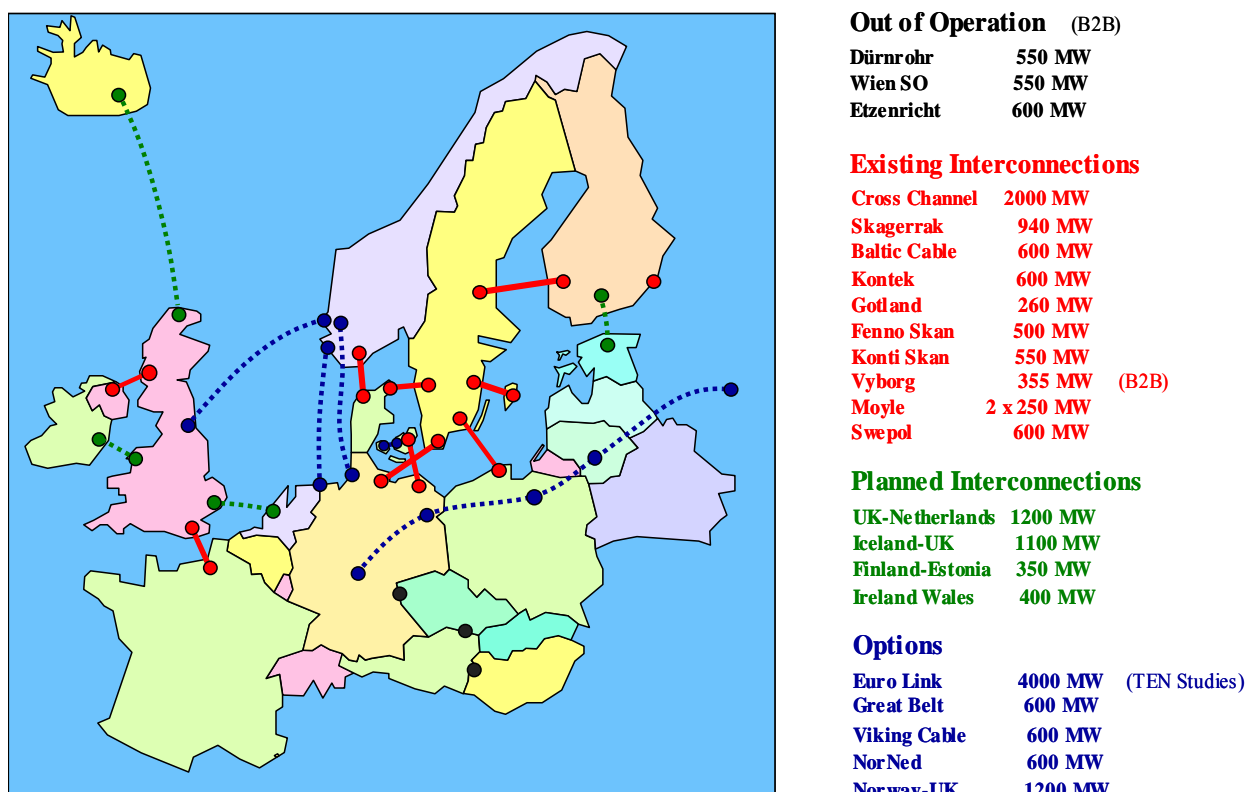


Figure. 2.20.- Liaisons à courant continu existantes et planifiées en Europe [RET-04]

Les bénéfices des liaisons à courant continu sont basées sur l'augmentation du contrôle de la tension et de la puissance transférée, l'amortissement des oscillations, l'arrêt de la propagation des perturbations. Par contre, il est un point négatif, c'est que les échanges de puissance en cas d'urgence sont prédéterminés. Des solutions hybrides (AC + HVDC) sont aussi employées et prévues dans le cas de la Chine.

- **Installation des moyens FACTS** (*Flexible Alternative Current Transmission Systems*) [RET-04]: ils représentent des moyens additionnels de contrôle et de renforcement du réseau de transport ou autre. Leurs principales contributions sont : le contrôle de la tension et l'apport à la stabilité du système. Différents types de compensations série et parallèle ou composés ont été développées. L'annexe B résume les principales performances et types de systèmes implantés dans le monde.
- Sauvegarde du système en zone électriquement autonomes : **îlotages intentionnels** [HAI-03], [AMI-01], [AHM-03], [MIC-03] :

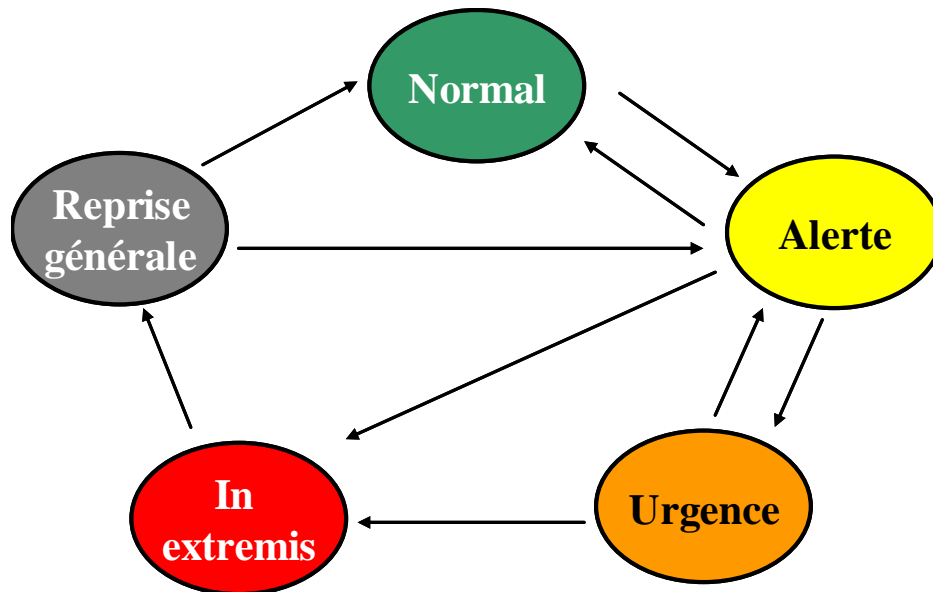


Figure. 2.21.- Etats du système électrique sous différentes contraintes

Cette solution est basée sous la continuité du service de façon nationale, régionale ou locale. L'opérateur du système en cas d'incident majeur pourrait sauver le système dans un état très critique « *in extremis* » comme l'est l'îlotage intentionnel. Ensuite, ces îlots pourraient participer à la reconstitution du réseau complet et améliorer la reprise générale.

Dans ce cas, la production décentralisée a un rôle important à jouer afin de favoriser les équilibres locaux de puissance active et réactive. Par contre, les sources d'énergie intermittentes auront une mauvaise influence dans la conduite des îlots créés. Le fonctionnement des zones autonomes « *in extremis* » avec production décentralisée sera étudié en détail dans le chapitre 4.

2.6.- L'apport de la production décentralisée : adaptabilité, flexibilité, ou robustesse

Ce sous chapitre est consacré à la description de la vision globale du travail de recherche. La solution basée sur l'insertion massive de production décentralisée pourrait être une opportunité pour aider à résoudre la problématique des grandes pannes électriques et ce, à travers la décentralisation de la production d'énergie et la création des zones autonomes.

La production décentralisée devrait pouvoir donner de la *souplesse ou adaptabilité* au système de transport qui est vieux et dans certains cas congestionné. Ainsi, la solution à *terme* contre les incidents majeurs passe par un système plus *flexible* et comme corollaire à cette flexibilité, un système plus robuste [KU-95].

La robustesse d'un système pourrait donc être améliorée en changeant quelques paramètres du plan journalier à l'aide de l'arrivée de producteurs décentralisés, comme par exemple, l'augmentation des réserves ou l'incrément des délestages de charge en cas d'urgence. Ces mesures semblent efficaces pour diminuer le niveau de risque du système mais cela entraîne aussi des coûts additionnels coûteux et de plus, ces mesures ne pourront jamais tout prendre en compte. Donc, en cas de défaillance du système la panne partielle ou totale, n'est pas inévitable à tous les coups.

Faisons une digression avec la philosophie orientale, notamment le taoïsme [FAU-04], on découvre que cette dernière propose comme solution aux problèmes de la vie quotidienne l'adaptabilité ou la flexibilité de l'individu face aux situations et aux imprévus. Ainsi, les structures rigides ne seront pas un exemple à suivre car, elles seront toujours vulnérables. En rendant le système plus robuste, on n'éliminerait point la vulnérabilité puisque, comme pour beaucoup de choses, la dualité est à la base de ces concepts : dieu-diable, bon-mauvais, bonheur-souffrance, robustesse-vulnérabilité, force-faiblesse...les dualités voyagent dans le même train et dans certains cas il n'est pas possible d'avoir un terme sans l'opposé.

Dans le cas des réseaux électriques, on essaie de concevoir et de construire des systèmes plus fiables et robustes, on ajoute des générateurs ou des lignes mais, la vulnérabilité est toujours latente et elle ne pourra jamais être éliminée à cause des différents intérêts économiques des acteurs qui sont en jeu et de la nature aléatoire et imprévisible des perturbations.

Par contre, l'amélioration de l'adaptabilité et de la flexibilité des réseaux électriques face aux problèmes se propose comme la seule solution efficace pour limiter les éventuels problèmes aux zones directement impliquées dans la panne. En acceptant donc l'impossibilité de tout empêcher [DJE-02] ce qui est le Ying, l'acceptation de la souffrance [TOL-00], faire le maximum des possibilités des indiens toltèques [RUI-97], on pourra fixer des points de départ pour reconstituer le système.

Chapitre 3 : Robustesse, Indices de robustesse et Taux limite d'insertion de la Production Décentralisée

« Il faut faire le premier pas, le chemin s'occupe du reste du voyage, toutes les victoires dans la vie et les grands changements commencent par un premier pas »

3.1.- La robustesse du système électrique

3.1.1.- Définition de la robustesse

« La robustesse du système électrique peut être définie comme la capacité d'un système électrique à garantir un état stable de fonctionnement face aux petites perturbations et aux incidents majeurs sous différentes conditions de charge et de sollicitation » [KUN-94].

La robustesse inclut donc, des notions de systèmes électriques de différentes natures. De plus, elle tient compte des études à la fois statiques et dynamiques. En effet, le bon fonctionnement du système doit être garanti face aux nombreuses perturbations possibles. Voici les deux concepts principaux qui pourraient synthétiser la robustesse :

- La sécurité du système (*security*) ou la capacité du système à résister aux événements.
- L'équilibre du système ou imperturbabilité (*adequacy*) ou la capacité du système à satisfaire la demande.

La différence essentielle entre sécurité et équilibre du système est basée sur l'aspect de garantie de services : la sécurité garantit la survie du système à l'aide de l'action des outils de contrôle et d'urgence, ce qui pourrait modifier la demande d'énergie. Par contre, l'équilibre du système évalue le système en termes de capacité à éviter les interruptions en s'adaptant aux variations éventuelles des flux de puissance.

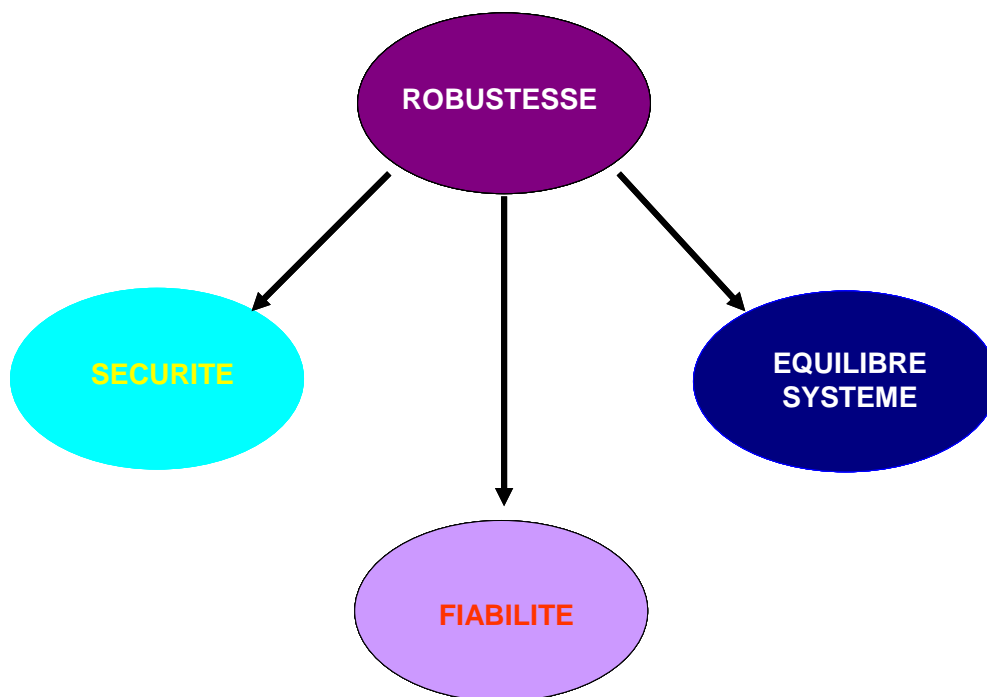


Figure. 3.1. - Subdivision de la robustesse

Cette définition de la robustesse du système n'inclut pas directement la notion de la fiabilité (*reliability*).

En effet, la fiabilité est définie comme la probabilité de bon fonctionnement d'un élément du réseau pendant une certaine période de temps. Autrement dit, la fiabilité fait référence à la probabilité de ne pas avoir une défaillance dans le système. La défaillance d'un élément du système peut donc avoir un impact direct sur la robustesse. Même si la robustesse implique une bonne fiabilité du système, sa bonne fiabilité n'implique pas forcément une bonne robustesse. Ainsi, la fiabilité est une condition nécessaire mais pas suffisante pour que le système soit robuste. Elle n'est pas située dans le plan de la sécurité et de l'équilibre. Ces derniers sont, quand à eux, plus liés à des aspects contrôle-commande.

La fiabilité telle qu'elle est définie dans la littérature ne sera pas étudiée dans les travaux exposés dans ce document. L'analyse de la robustesse est axée sur la sécurité et l'équilibre du système.

La sécurité est une partie essentielle de la robustesse et peut être décomposée en :

- La sécurité statique : limites des éléments du système en terme de : tension dans les noeuds, courant dans les lignes, puissances apparentes, capacités nominales des transformateurs et des générateurs ;
- La sécurité dynamique : stabilité des angles, stabilité de tension, stabilité de fréquence, stabilité transitoire ou stabilité dynamique.

Les méthodes d'évaluation de l'équilibre du système ou *adequacy* sont en général classés en deux groupes différents selon la nature de la méthode : probabiliste ou déterministe. Quelques méthodes souvent utilisées pour évaluer l'équilibre du système sont brièvement détaillées dans les paragraphes suivants [MIT-99], [MAK-03]:

- **Méthodes Probabilistes:**

- LOLP (*loss of load probability*) : La probabilité totale que la charge ne soit pas satisfaite est nommée LOLP et elle n'a pas d'unité. L'indice LOLP peut être exprimé comme il suit pour une charge L et une capacité de génération C_A et pour les j états possibles d'un système avec N générateurs ($j = 1, 2, \dots, 1$ avec $1 < 2^N$). LOLP est donc le résultat de l'addition pour les j états mentionnés de la probabilité que la capacité de génération (C_A) soit égale à C_j fois la probabilité que la demande ou charge L soit supérieure à la génération C_j :

$$LOLP = \sum_j p(C_A = C_j) \cdot p(L > C_j) \quad (\text{Eq.1})$$

- LOLE (*loss of load expectation*) (unité: jours/année) : cet indice est normalement utilisé dans les réseaux de transport. L'équation de l'indice est la suivante :

$$LOLE = \sum_k p_k \cdot t_k \quad (\text{Eq.2})$$

Où p_k est la probabilité d'apparition d'une interruption O_k et t_k est la durée qu'une interruption O_k provoquerait une interruption dans le système. Ainsi pour ordre de grandeur, la valeur typique de ce critère est 0,1 jours/année soit une interruption d'un jour complet chaque dix années.

- LOEP (*loss of energy probability*) or LOEE (*loss of energy expectation*): c'est une variation de la méthode LOLP en tenant compte de l'énergie. La mesure d'intérêt est la quantité d'énergie non distribuée entre la demande totale d'énergie pendant un certain temps. L'équation de l'indice LOEP est le suivant :

$$LOEP = \sum_k \frac{E_k \cdot p_k}{E} \quad (\text{Eq.3})$$

Où p_k est la probabilité d'apparition d'une interruption O_k qui provoquerait la non distribution d'une énergie E_k , avec E la demande totale du système.

- EUE (*Expected Unserved Energy*): quantité d'énergie non distribuée.

$$EUE = 8760 \sum_j p_j \cdot \Delta L_j \quad (\text{Eq.4})$$

EUE intègre la probabilité d'occurrence d'une perturbation p_j (ramenée à l'heure) et de ses conséquences (perte de charge associée ΔL_j)

- **Méthodes Déterministes** (règles de fonctionnement provenant de l'expérience) [MIT-99]:
 - Le pourcentage de réserve d'énergie est une méthode qui consiste à définir une quantité de réserves pour chaque système. Quelques valeurs représentatives sont 10 à 30 % de la pointe ou crête de la demande et de 2 à 10 % en exploitation. Ce critère fait une comparaison des besoins de réserves par rapport à la valeur crête de la demande.
 - Un autre critère est aussi couramment utilisé : celui de réserver une quantité équivalente à la capacité de l'unité la plus large du système plus une marge fixe par rapport à la capacité dispatchée.

Dans le cas français (environ 114 GW de puissance installée) RTE préconise un mode de fonctionnement avec une marge d'écart à la hausse entre la production maximale mobilisable à un instant t et la prévision de la demande pour ce même instant [RTE-02]. Un niveau de risque est défini pour les différents horizons de temps : la probabilité de faire appel à des moyens exceptionnels et actions de sauvegarde doit être inférieure à 1% de la pointe du matin et à 4% de la pointe du soir. L'objectif est de disposer d'une marge d'exploitation de 2300 MW à échéance de 2 heures. Lorsque la marge à 2 heures ou celle à 15 minutes ne peut pas être respectée, un ordre « *situation critique* » est établi.

La définition de marge n'a de sens que si on considère une échéance de temps donnée. La notion de réserve est plutôt utilisée pour des échéances courtes liées à la conduite du système. Néanmoins, les notions de marges et réserves se confondent à court terme. La marge d'exploitation courante inclut les réserves primaires (réglage automatique, mobilisables en quelques secondes), secondaires (réglage automatique, mobilisables entre 2 et 15 minutes) et tertiaires (mobilisables entre 15 et 30 minutes). La marge d'exploitation prévisionnelle fait appel aussi aux réserves dites différées (voir figure 2.5).

Les méthodes de contrôle et les critères utilisés pour assurer la bonne conduite du système varient d'un pays à autre. Le tableau suivant montre les méthodes suivies en pratique dans quelques pays de l'UCTE (*Union for the Transmission of Electricity*), [UCTE1-03] et [UCTE2-03]

Pays	Critère déterministe ou probabiliste
Belgique	Probabiliste, LOLE, 16 heures/année
Allemagne	Déterministe pour le contrôle primaire, Approche probabiliste pour les opérateurs du transport
Espagne	Déterministe
France	Probabiliste, LOLP (10% de probabilité de perte de la charge sur une année)
Grèce	Déterministe à court terme, Probabiliste à long terme
Italie	Probabiliste et déterministe
Slovénie	Déterministe
Croatie	Probabiliste, LOLE
Pays Bas	Aucun
Portugal	Probabiliste, LOLE moins de 2.5% des mois, probabilité de perte d'énergie inférieure à 0.4 % de la consommation
Suisse	Déterministe
Pologne	Déterministe
Roumanie	Déterministe pour le court terme, unité plus puissante ; Probabiliste pour le moyen et long terme (LOLE et LOLP)

Tableau. 3.1.- Critères d'équilibre du système sur la génération : exemples sur quelques pays de l'UCTE

3.1.2.- Méthodologie d'étude de la robustesse : indices de robustesse

Une fois que la robustesse a été définie, une méthodologie d'étude a été développée pour appliquer le concept de la robustesse. Telle que la robustesse a été définie, celle-ci contient des études des réseaux électriques de différentes natures. La robustesse constitue un critère qui repose sur d'autres critères, c'est-à-dire un critère basé sur différentes contraintes.

La méthodologie d'étude de la robustesse [D13-04] se base sur l'évaluation de différents indices qui déterminent le comportement du système face à une perturbation ou à un groupe de perturbations (contingences prévues ou imprévues). Ainsi en découlent des informations concernant le niveau de risque du système, ses limites et les défaillances fonctionnelles. Le niveau de risque du système est évalué en terme de temps de survie. Les limites du système sont évaluées en terme de puissances transitant (dans les lignes, les transformateurs, production d'active et réactive, entre autres) pour le point de fonctionnement choisi et les défaillances attendues. La figure 3.2 montre le schéma d'étude de la robustesse d'un système.

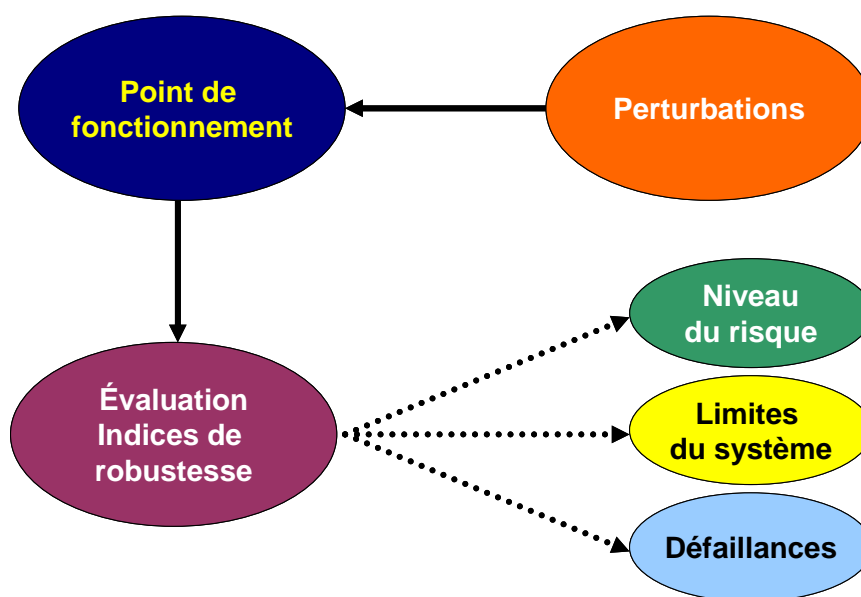


Figure. 3.2.- Méthodologie d'étude de la robustesse

Le niveau de risque du système dépend de la sévérité des conséquences que les contingences pourraient provoquer dans le système. Cette sévérité est mesurée en terme de temps nécessaire au-delà duquel certains phénomènes pourraient se déclencher dans le système :

- **Perte du synchronisme** : ce phénomène peut se produire suite au déclenchement des protections d'une ou de plusieurs machines synchrones suite à une perturbation grave. Les machines synchrones restantes pourraient subir une grande décélération. Dans les réseaux de transport, certaines machines doivent être capables de tenir un certain nombre de tours de variation de l'angle interne avant de perdre le synchronisme. La perte de synchronisme est un phénomène relativement rapide suite à un

évènement déclenchant cette perte. L'ordre de grandeur du temps d'occurrence est de quelques secondes. Typiquement une perte de stabilité dynamique peut se produire en moins de 10 secondes.

- **Écroulement de tension :** la dynamique de ce type de phénomènes est variable mais dans tous les cas c'est un phénomène qui peut être relativement rapide. L'ordre de grandeur de propagation de l'écroulement de tension est de 30 secondes à quelques minutes.
- **Cascade de surcharges :** le temps de propagation de la cascade dépend de la sévérité des surcharges dans les éléments : lignes, transformateurs, générateurs entre autres. Dans la plupart des cas, une fois que la cascade est déclenchée, la propagation de la cascade se produit dans la dizaine de secondes.

3.1.2.1.- Indices de robustesse

Afin de quantifier le point de fonctionnement en termes de robustesse, un indice de robustesse (**RI**, *Robustness index*) a été développé, il se compose de différents indices (SSS, SPIR, VCI, FD, LS et RTM) qui déterminent le comportement du système par rapport aux 4 incidents majeurs initiateurs d'un black-out (perte du synchronisme, écroulement de tension, déviation de fréquence et cascade de surcharges). L'équation qui relie tous les sous indices est la suivante :

$$(\text{RI}) = \max\{(\text{SSS}); (\text{SPIR}); (\text{VCI}); (\text{FD}); (\text{LS}); (\text{RTM})\} \quad (\text{Eq.5})$$

Les valeurs que RI peut prendre sont les suivantes :

$$(\text{RI}) = \begin{cases} 3 & \Rightarrow \text{Danger} \\ 2 & \Rightarrow \text{Action} \\ 1 & \Rightarrow \text{Alerte} \\ 0 & \Rightarrow \text{Normal} \end{cases} \quad (\text{Eq.6})$$

avec:

- SSS (*Small-Signal Stability*) qui est une évaluation de la stabilité du système en petits signaux.
- SPIR (*Static Performance Indices Robustness*) qui est une évaluation statique du système notamment par rapport aux surcharges. Cet indice tient compte du flux dans les lignes, des limites de puissance active et réactive des générateurs et des niveaux de tension dans les limites normalisées. Les deux derniers indices SSS et SPIR devront être évalués avant et après l'apparition des contingences sélectionnées.
- VCI (*Voltage Collapse Indicator*): il donne une idée de la marge de l'écroulement de tension à travers la vérification de certains seuils de tension. L'écroulement de tension est un phénomène complexe et la tension critique dans chaque noeud à partir de laquelle la chute généralisée de tension est initiée, dépend de la charge et du type de système. Traditionnellement, les études de l'écroulement de tension tiennent compte de chaque situation statique du système en évaluant différentes méthodes mathématiques.
- FD (*Frequency Deviation*): ce terme évalue le comportement en fréquence du système pendant et après la contingence. C'est pour ceci que l'indice FD tient compte de la réserve primaire, du seuil de délestage de charge de 49 Hz et de la quantité de la production décentralisée qui est débranchée de façon très rapide en cas de conditions anormales du réseau.

- *LS (Loss of Synchronism)*: il évalue le comportement du système en terme de perte de synchronisme après la perturbation.
- *RTM (Real Time Margins)*: le système doit aussi être évalué en terme de réserves disponibles par le système pour un contrôle approprié en temps réel et en prévisionnel.

Les indices de robustesse caractérisent donc le comportement du système face aux incidents majeurs et servent à comparer différents points de fonctionnement, avec et sans production décentralisée. Ils peuvent prendre des valeurs discrètes, dans un intervalle. De ces valeurs résultent des alertes de situations de différents niveaux de risque pour le système. De ces valeurs discrètes découle aussi la valeur de l'indice RI (§ Eq. 6):

Ces indices représentent donc différents niveaux de risque correspondants aux effets produits lors de l'apparition de contingences. Ainsi, le point de fonctionnement du système peut être classé en 4 états selon le degré de déviation par rapport aux valeurs nominales du système (sévérité des violations des paramètres appropriés). Ces états ne correspondent pas aux quatre états d'une estimation de l'état du système (normal, alerte, urgence et restauration). Cette dernière classification est le résultat d'une analyse purement statique du système (violations des limites techniques, absence de la règle (n-1)... Les quatre états (analyses statique et dynamique) du système suite à l'application de nos indices de robustesse, sont les suivants :

- Si RI est égal à 3, le niveau de risque est le plus élevé et le temps que l'opérateur pourrait avoir pour entreprendre des actions de contre-mesures est très réduit, de l'ordre de quelques secondes.
- Si RI est égal à 2, le niveau de risque ne peut pas être négligé et si par exemple, c'est une cascade de surcharges qui est en train de se produire, l'opérateur a de 1 à 10 minutes pour résoudre le problème.
- Si RI est égal à 1, le système est en alerte du fait, par exemple, de surcharges légères. Le temps de déclenchement des lignes par ces surcharges est de l'ordre de 15 à 20 minutes. Par contre, un niveau de RI égal à 1 peut être produit par une chute de tension au dessous de 390 kV soit 0.975 pu et dans ce cas de figure, la possibilité d'un effondrement de tension devrait être évaluée car, comme il a été dit, l'effondrement a une dynamique de l'ordre de la minute. Dans certains cas critiques, cette chute tension de 2.5% pourrait être suffisante pour dépasser la tension critique du nœud et déclencher ensuite une chute généralisée de tension.
- Si RI est égal à 0, le système a un bon comportement à l'état post-contingence donc l'état représente un état en opération normal et stable.

Les différents termes qui forment l'indice RI sont décrits en détail dans les paragraphes suivants:

- Le terme SSS correspond à la stabilité à petits signaux, La méthode d'étude de la stabilité petits signaux passe par l'évaluation des valeurs propres de la matrice d'état du système [KUN-94]. Cette matrice d'état est obtenue suite à une linéarisation du système autour d'un point de fonctionnement. Si toutes les valeurs propres de la matrice d'état du système ont une composante réelle négative, le système est stable aux petites perturbations ou en petits signaux. Si quelque partie réelle est égale à zéro, le système est indéterminé, il n'est pas possible de dire quoi que ce soit a priori par rapport au système. Par contre, si quelque partie réelle des valeurs propres est positive, le système est instable en petites perturbations et il ne pourra pas être stable aux grandes perturbations. La formulation proposée de l'indice SSS est la suivante:

$$(SSS) = \begin{cases} 3 & \text{si } \text{Re}(\text{Eigenvalues}) > 0 \\ 1 & \text{si } \text{Re}(\text{Eigenvalues}) = 0 \\ 0 & \text{si } \text{Re}(\text{Eigenvalues}) < 0 \end{cases} \quad (\text{Eq.7})$$

- L'indice SPIR vérifie que les capacités et les limites statiques des différents composants du réseau ne sont pas dépassées. Ces limites statiques correspondent aux marges de puissances maximales dans les lignes, aux réserves de puissance réactive des générateurs et aux tensions dans le système.

$$(\text{SPIR}) = \max\{(\text{PII}); (\text{PIV}); (\text{PIP}); (\text{QLD})\} \quad (\text{Eq.8})$$

- Le terme PII évalue la marge de surcharge dans les lignes sous forme de pourcentage de courant transitant dans les lignes par rapport à la capacité maximale des lignes. La sévérité des surcharges est classée suivant leur niveau et donc le temps de déclenchement des protections de surcharge des lignes. Des surcharges plus importantes impliquent des plus petits temps d'ouverture (§ chapitre 2, tableau du temps de déclenchement des lignes pour différentes surcharges).

$$\text{PII} = \begin{cases} 3 & \text{si } \text{PII}_1 > 170 \\ 2 & \text{si } 130 < \text{PII}_1 < 170 \\ 1 & \text{si } 110 < \text{PII}_1 < 130 \\ 0 & \text{si } \text{PII}_1 < 110 \end{cases} \quad (\text{Eq.9})$$

Le terme PII évalue PII_1 qui correspond à l'équation suivante :

$$\text{PII}_1 = \left[\frac{|I|}{I_{\text{max}}} * 100 \right] \quad (\text{Eq.10})$$

Où I est le courant transitant dans la ligne et I_{max} est le courant maximal admissible en régime permanent.

- PIP illustre la distance à la capacité maximale des lignes en puissance active dans les lignes.

$$PIP = \begin{cases} 3 & \text{si } PIP_1 > 170 \\ 2 & \text{si } 130 < PIP_1 < 170 \\ 1 & \text{si } 110 < PIP_1 < 130 \\ 0 & \text{si } PIP_1 < 110 \end{cases} \quad (\text{Eq.11})$$

Cet indice PIP passe par l'évaluation d'un sous indice PIP₁. Ce sous indice fournit le pourcentage de la puissance réelle transitant la ligne par rapport à la puissance maximale:

$$PIP_1 = \left[\frac{|P|}{P_{\max}} \cdot 100 \right] \quad (\text{Eq.12})$$

Où P est la puissance active transitant la ligne et P_{max} la valeur maximale de puissance active admissible dans la ligne.

- L'indice PIV évalue la distance du niveau de tension aux valeurs normalisées à travers le sous indice PIV₁.

$$PIV_1 = \frac{|V - 1|}{\Delta V} \quad (\text{Eq.13})$$

où V (en valeurs réduites) est la tension de chaque nœud du système ; l'intervalle normalisé de variation de la tension dépend du niveau de tension du réseau (transport, répartition ou distribution). Dans le cas du transport, la variation normalement acceptée est du 5% à l'hausse et à la baisse. C'est la raison pour laquelle l'indice inclut la valeur absolue de la tension par rapport à 1 pu, valeur nominale (400 kV ou 1 pu). Donc, avec ΔV= 0.05pu (380kV-420kV). Egalement cette marge de 5% serait exigée à la répartition et la distribution.

$$PIV = \begin{cases} 3 & \text{si } PIV_1 > 1 \\ 0 & \text{si } PIV_1 < 1 \end{cases} \quad (\text{Eq.14})$$

- Le terme QLI (*Reactive Power Generator Limits*) vérifie que les différents limites des

générateurs ne sont pas dépassées. Si jamais une limite est atteinte ceci ne constitue pas forcément une situation de danger mais, une alerte doit être déclenchée pour signaler l'absence de capacité dans le générateur pour augmenter l'injection de puissance réactive. En effet, une absence locale de ressources de puissance réactive pourrait conduire le système à une chute progressive de tension et, en final, à un écroulement du réseau.

$$QLI = \begin{cases} 2 & \text{si } \max(QLI_1) = 1 \\ 0 & \text{si } \max(QLI_1) < 1 \end{cases} \quad (\text{Eq.15})$$

où:

$$QLI_1 = \frac{|Q_{g_l}|}{Q_{g_l \text{ limit}}} \quad (\text{Eq.16})$$

où Q_{g_l} est la puissance réactive générée par le générateur l et $Q_{g_l \text{ limit}}$ fait référence aux limites du générateur l pour produire ou absorber de la puissance réactive.

- L'indice VCI (Voltage Collapse Indicator) compare le niveau de tension dans les différents noeuds par rapport à deux seuils TH_1 et TH_2 . Il s'agit de deux alertes pour l'opérateur du système. Le premier seuil TH_1 est une alerte signalant le dépassement des seuils de 2.5% de variation de la tension (390 kV) par rapport à la tension nominale, le deuxième seuil est placé à 360 kV soit 0.9 pu et il est cette fois-ci, un indicateur d'une sérieuse possibilité d'écroulement de tension, à 10 % d'écart de la tension par rapport à la tension nominale. Les deux seuils TH_1 et TH_2 pourraient être remplacés par la tension critique de chaque noeud, point limite de la courbe V-P, qui est la tension limite avant l'écroulement de tension.

$$(VCI) = \begin{cases} 3 & \text{si } \min(V_{\text{noeud}}) < TH_2 \\ 1 & \text{si } \min(V_{\text{noeud}}) < TH_1 \\ 0 & \text{si autre cas} \end{cases} \quad (\text{Eq.17})$$

- L'indice FD évalue la capacité du système à fournir une réponse dynamique correcte en termes de puissance active. La valeur de FD dépend de l'indice FD_1 et de la vérification de certaines conditions qui sont exprimées dans l'équation de FD (voir équation 19).

$$\boxed{(FD_1) = \frac{[(PR) + (IL)]}{[ALEA + (DG_1) + (DG_2)]}} \quad (\text{Eq.18})$$

FD₁ compare les actions d'urgence très rapides dont le système dispose pour faire face aux déviations et déséquilibres de la fréquence. Ainsi, PR est la réserve primaire en MW et IL [CAS-05], [PGE-04] et [SCE-04] est la quantité de délestage de charge en MW jusqu'à 49 Hz, DG₁ (en MW) est la quantité de production décentralisée dans le système équipée d'une protection de découplage d'action très rapide (100ms) ou instantanée et ceci pour la tension, DG₂ (en MW) est la quantité de production décentralisée avec protection de découplage fixée à 49.5 Hz (*ou selon le cas d'étude 49Hz*) instantanée ou temporisée. ALEA représente un événement qui puisse se produire dans le système: variation de charge, court-circuit entre autres. Si c'est possible l'ALEA sera quantifié en terme de MW (comme pour une variation de charge ou de génération). Les générateurs inclus dans ALEA (MW) ne devront pas être ajoutés à DG₁ et DG₂. Finalement, alea₁ est un événement (court-circuit, variation de charge ou autre provoquant le déclenchement de la protection de découplage de la production décentralisée, jusqu'à 49 Hz et 0.85 Un). L'influence de la production décentralisée est caractérisée par son action à travers l'indice FD, car la connexion/déconnexion de sources de production décentralisée peut provoquer le stress du système et le rendre moins robuste.

$$(FD) = \begin{cases} 0 & \text{si } (alea < alea_1) \\ 0 & \text{si } (alea > alea_1) \text{ and } (FD_1 > 1) \\ 3 & \text{si } (alea > alea_1) \text{ and } (FD_1 < 1) \end{cases} \quad (\text{Eq.19})$$

FD₁ apporte une bonne vue du système et quantifie le niveau de risque d'un système caractérisé par une grande insertion de production décentralisée. Seuls les premiers outils du plan d'urgence sont pris en compte, car la succession des perturbations peut rendre inutiles les délestages à niveaux plus bas (48.5 Hz, 48 Hz et 47.5 Hz) ou aux réserves plus lentes (secondaires, tertiaires, réserve à 2 heures ou différées). La dynamique des déclenchements est rapide comme celle de la cascade de surcharge et donc, l'ordre de temps pour le déclenchement de la production décentralisée est de quelques secondes.

Les indices FD et FD₁ peuvent être évalués de deux façons au cas où le critère soit plus ou moins conservateur et selon les caractéristiques du réseau. La production décentralisée peut être évaluée pour le seuil de 49,5 Hz ou bien de 49Hz. Dans les deux cas, l'idée de fond est l'évaluation de la déviation de fréquence suite au déclenchement des protections de découplage. Dans le cas d'étude on a considérée le pire des cas, c'est-à-dire les protections avec des seuils à 49.5 Hz instantanées.

- LS est un indicateur de la perte de synchronisme du système suite à des perturbations. L'indice déclenche une alerte de «danger sérieux» si la perte du synchronisme d'une machine quelconque est constatée. Dans le cas contraire, l'indice apportera un état de fonctionnement normal.

$$(LS) = \begin{cases} 3 & \text{si perte de synchronisme} \\ 0 & \text{si aucun générateurs ne perd son synchronisme} \end{cases} \quad (\text{Eq.20})$$

- RTM est un indicateur de la capacité de conduite et de contrôle du système. Les marges de fonctionnement et de sécurité ont pour but d'assurer la bonne gestion en temps réel du système, ces marges pourraient être touchée par la fermeture de moyens de production centralisés suite à l'insertion massive de production décentralisée et à l'apparition des incidents. L'équation de l'indice pourrait être la suivante :

$$(RTM) = \begin{cases} 2 & \text{si } RTM_1 < 1 \\ 0 & \text{si } RTM_1 > 1 \end{cases} \quad (\text{Eq.21})$$

où:

$$(RTM_1) = \frac{\text{Reserves Temps Réel}}{\text{Reserves attendues}} \quad (\text{Eq.22})$$

L'indice RTM prend une valeur 2 si le système ne compte pas assez de réserves en temps réel (réserves très rapides : primaires et secondaires). Ceci est une alerte pour l'opérateur car des situations critiques pourraient se manifester avec des déviations dans l'équilibre production consommation. Les outils dont l'opérateur dispose pour garder cet équilibre ne s'arrêtent pas seulement aux réserves de génération mais prenant en compte la possibilité de délestage accordée par contrat à certains clients.

3.2.- Evaluation des indices de robustesse

Les indices de robustesse ont été évalués dans un cas d'étude et pour quatre scénarii majeurs de comportement de la protection décentralisée :

1. Avec protection de découplage instantanée ;
2. Sans protection de découplage ;
3. Avec intermittence de n'importe quel type de production ;
4. Centralisation de la production d'une zone à une autre (cas du Danemark).

3.2.1.- Cas d'étude

Le cas d'étude est le réseau IDEA_CRISP_39noeuds [IEEE-04] et [D13-04]. Il est composé de 10 générateurs, 37 lignes et 40 noeuds. La topologie du cas d'étude est la suivante :

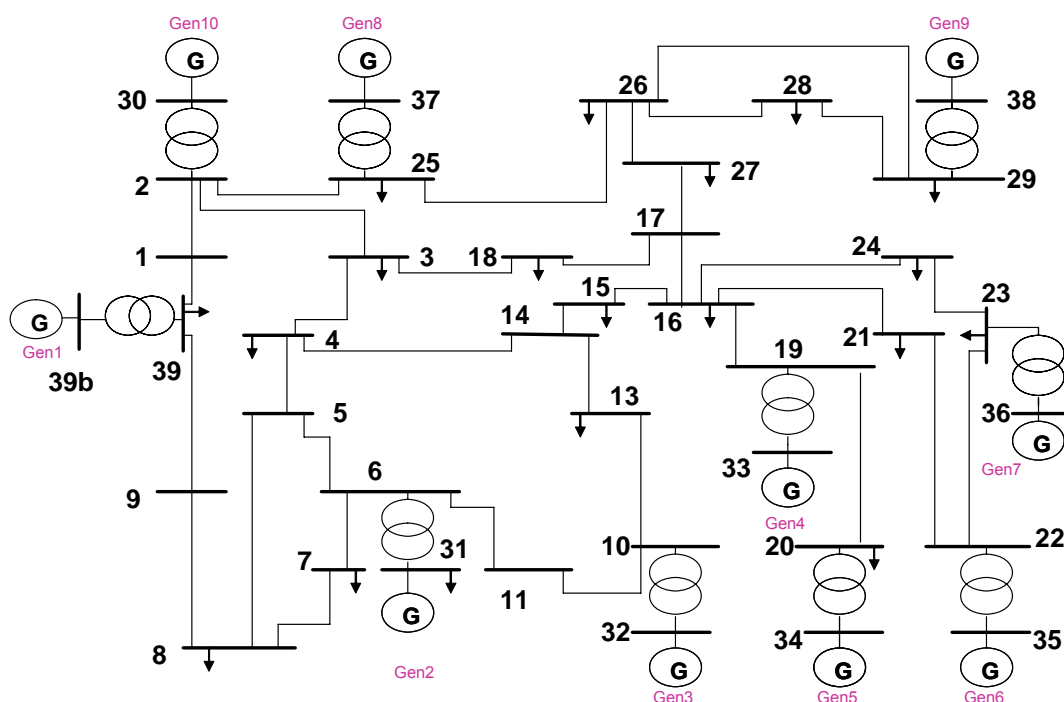


Figure. 3.3.- Topologie du cas d'étude IDEA_CRISP_39noeuds

Le cas d'étude IDEA_CRISP_39noeuds est une adaptation du réseau IEEE New England 39 noeuds. L'architecture de ce réseau IEEE est conservée. Par contre, les paramètres des différents éléments ont été adaptés aux valeurs typiques européennes. Ainsi, le système de transport est établi à 400 kV et les générateurs (GEN1 à GEN10) à 20 kV. La puissance installée des sources est de 9085 MVA et elle est répartie dans trois types de générateurs :

- 4 unités thermiques : 1000 MVA chacune (GEN4 GEN6 GEN8 GEN9);
- 3 unités nucléaires : 1080 MVA chacune (GEN1 à GEN3);
- 3 unités hydrauliques : 615 MVA chacune (GEN5 GEN7 GEN10);

Charges : la puissance installée est de 6230 MW dans 18 nœuds. Les lois d'évolution des puissances par rapport à la tension des charges sont données dans les équations 23 et 24. Les consignes des générateurs sont montrées dans la figure 3.4. Le modèle de charge correspond à un modèle de charge impédance, variation de la puissance au carré des rapports de tension :

$$P(V) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \quad (\text{Eq.23})$$

et

$$Q(V) = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \quad (\text{Eq.24})$$

L'indice $_0$ fait référence à l'état initial du niveau de tension V_0 , la puissance consommée dans ces conditions $_0$ est P_0 et la puissance réactive consommée est Q_0 .

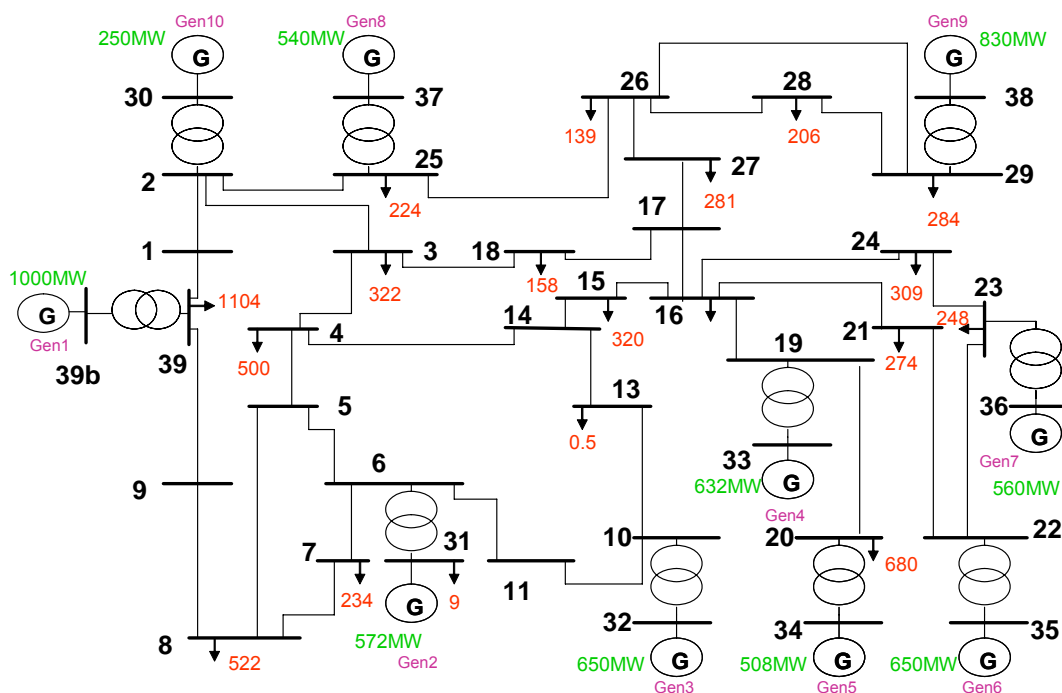


Figure. 3.4.- Profils de charges et consignes des générateurs

Paramètres	GEN 1	GEN 2	GEN 3	GEN 4	GEN 5	GEN 6	GEN 7	GEN 8	GEN 9	GEN 10
X_d	2.43	2.43	2.43	2.57	0.8979	2.57	0.8979	2.57	2.57	0.8979
X_q	1.7	1.7	1.7	2.57	0.646	2.57	0.646	2.57	2.57	0.646
X'_d	0.393	0.393	0.393	0.422	0.2995	0.422	0.2995	0.422	0.422	0.2995
X'_q	0.815	0.815	0.815	0.662	-	0.662	-	0.662	0.662	-
X''_d	0.286	0.286	0.286	0.3	-	0.3	-	0.3	0.3	-
X''_q	0.307	0.307	0.307	0.301	-	0.301	-	0.301	0.301	-
T'_{d0}	10.1	10.1	10.1	7.695	7.45	7.695	7.45	7.695	7.695	7.45
T'_{q0}	0.736	0.736	0.736	0.643	-	0.643	-	0.643	0.643	-
T''_{d0}	0.044	0.044	0.044	0.061	-	0.061	-	0.061	0.061	-
T''_{q0}	0.27	0.27	0.27	0.095	-	0.095	-	0.095	0.095	-
X_l	0.22	0.22	0.22	0.219	0.2396	0.219	0.2396	0.219	0.219	0.2396
R_a	0.004	0.004	0.004	0.003	0.0001	0.003	0.0001	0.003	0.003	0.0001
H (MW*s/MVA)	41.66	6	6	6.3	5.15	6.3	5.15	6.3	6.3	5.15
$Un(kV)$	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
$Sn(MVA)$	1080	1080	1080	1000	615	1000	615	1000	1000	615

Tableau. 3.2.- Paramètres des différents générateurs

Régulateurs des générateurs: les générateurs ont deux types de régulation, une de tension et une de vitesse ou fréquence

- Régulateur de tension:** il s'agit d'une régulation IEEE de type A [AND-77]. La régulation prend en compte la tension à la sortie du générateur et la compare avec le seuil du réglage primaire de tension. La différence résultante est prise en compte pour générer la nouvelle tension d'excitation, nécessaire pour récupérer l'équilibre entre la tension de consigne et la tension réelle en sortie de centrale. Le système d'excitation de la machine (l'excitation) est un système à courant continu. Il est représenté par un générateur de courant continu entraîné par l'axe de la machine synchrone, et est de plus en plus remplacé par des systèmes à base d'électronique de puissance. Le système de contrôle de l'excitation contient l'excitateur, le régulateur automatique de la tension d'excitation, le stabilisateur du système d'excitation et l'amplificateur. Un schéma simplifié du système de contrôle de l'excitation est donné à la figure 3.5.

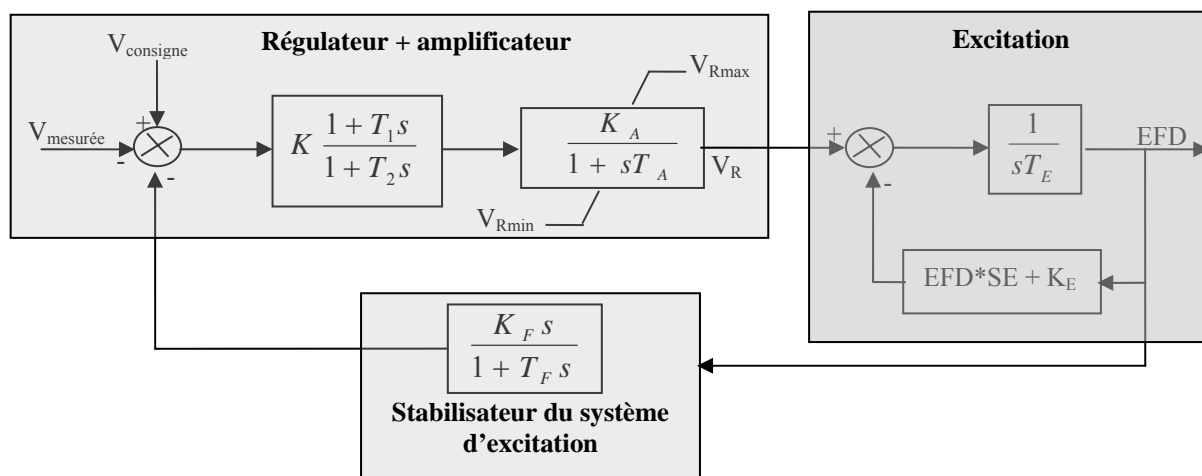


Figure. 3.5.- Le schéma du régulateur de tension

Le schéma principal du macrobloc [EUR-02] du régulateur de tension au niveau de l'éditeur de modèles d'Eurostag est présenté dans la figure 3.6. Ce modèle donné dans la librairie des modèles standards d'Eurostag est un modèle IEEE, appelé DC1IEEE ; Les paramètres de ce modèle de régulateur sont donnés à titre d'illustration, ces paramètres pouvant être modifiés suivant les besoins de la simulation. Les paramètres retenus pour notre cas sont donnés dans le tableau 3.3.

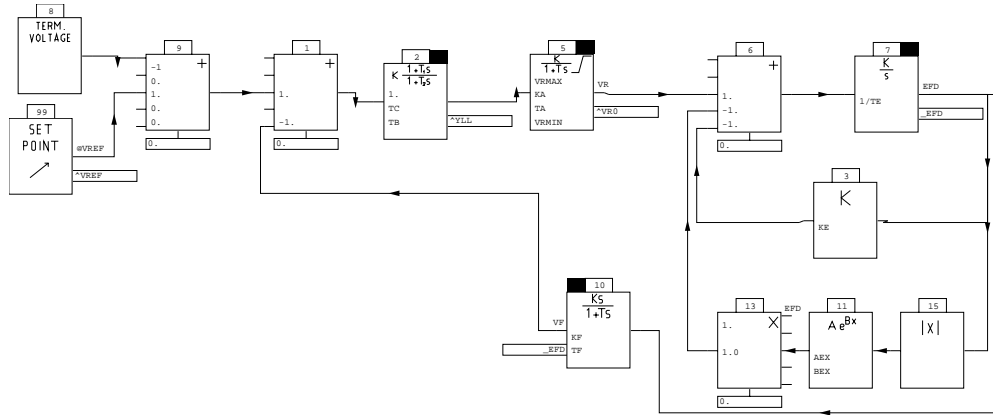


Figure. 3.6- Le schéma (Eurostag) du système de régulation de la tension d'excitation

Le système d'unités relatives choisies pour le régulateur de tension est le système «à vide». Correspondant à ce système, lorsque la machine tourne à vide, la tension d'excitation et la tension aux bornes de la machine sont 1 p.u.

<i>Paramètres du système de régulation de tension</i>	
AEX	0.033
BEX	1.303
K_a	50
K_E	0
K_F	0.2
T_A	0.005
T_B	1
T_C	1
T_E	1
T_F	1
V_{Rmax}	3.5
V_{Rmin}	-3.5

- T_A, T_B : constants de temps de compensation ;
- K_A : gain ;
- T_A : constante de temps du régulateur ;
- V_{Rmax} : la tension limite maximale du régulateur ;
- V_{Rmin} : la tension limite minimale du régulateur ;
- K_F, T_F : paramètres du stabilisateur du système d'excitation ;
- K_E, T_E : paramètres d'excitation ;
- AEX : paramètre de la fonction qui décrit la saturation ;
- BEX : paramètre de la fonction qui décrit la saturation ;

Tableau. 3.3.- Données des régulations de tension

- **Régulateur de fréquence:** il s'agit d'une régulation de vitesse prenant en compte le statisme (4%), ratio entre la variation de la puissance et la fréquence. Les puissances sont limitées selon le type de centrale : 20% pour les centrales hydrauliques et 5% pour les thermiques à flammes nucléaires. Ces limitations ont été imposées pour simuler une variation réaliste de puissance (MW/s) et limiter la contribution à la réserve primaire de chaque unité.

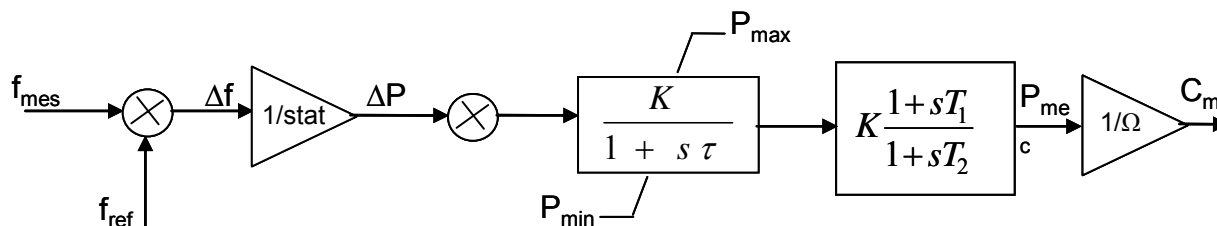


Figure. 3.7.- Le schéma du régulateur de fréquence

A partir du schéma du régulateur présenté ci-dessous, on construit le régulateur de fréquence dans l'Éditeur de modèle de Eurostag. Le schéma principal de ce régulateur est présenté à la figure 3.8. Les paramètres retenus pour notre étude sont donnés dans le tableau 3.4.

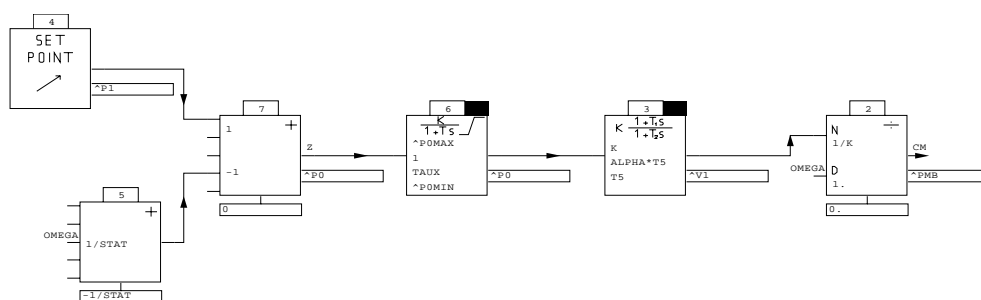


Figure. 3.8.- Le schéma (Eurostag) du régulateur de vitesse

Paramètres du régulateur	
α	0.3
K	0.5
P_{max}	20 ou 5
P_{min}	-20 ou -5
stat	0.04
T_5	0.1
τ	1

- stat : la pente de la caractéristique fréquence- puissance active ;
- Pmax, Pmin, les valeurs limites maximale et minimale au niveau du régulateur PI du schéma. Au point de vue physique, P_{max} , représente la réserve primaire de puissance active de la machine ;
- τ : la constante du temps du correcteur PI. Au point de vue physique, cette variable permet d'exprimer la pente du générateur
- T_5 et αT_5 : les constantes de temps du filtre passe bas ;
- Ω : la vitesse de la machine ;
- C_m : le couple mécanique de la machine ;
- f_{ref} et $f_{mesurée}$: la fréquence de référence et la fréquence mesurée ;
- ΔP : l'écart de puissance active ;
- s : l'opérateur Laplace.

Tableau. 3.4.- Données des régulations de fréquence

- **Lignes de transport:** 400kV : Aster 570mm² : R = 0.02 Ω/km et X = 0.27 Ω/km

Le courant maximal dans le système est de 900 A en été (1200 A en hiver) par conducteur de 570 mm². La capacité des lignes est de 13.6nF/km. Le tableau suivant présente les valeurs des lignes de transport en pu (base: 400 kV et 100MVA):

Longueur	Ligne	R	X	(wC)/2	X/R	C
km		pu	pu	pu		nF/km
243.56	BUS1-BUS2	0.0030	0.0411	0.8325	13.50	13.6
148.15	BUS1-BUS39	0.0019	0.025	0.5064	13.50	13.6
89.48	BUS2-BUS3	0.0011	0.0151	0.3059	13.50	13.6
50.96	BUS2-BUS25	0.0006	0.0086	0.1742	13.50	13.6
126.22	BUS3-BUS4	0.0016	0.0213	0.4314	13.50	13.6
78.81	BUS3-BUS18	0.0010	0.0133	0.2694	13.50	13.6
75.85	BUS4-BUS5	0.0009	0.0128	0.2593	13.50	13.6
76.44	BUS4-BUS14	0.0010	0.0129	0.2613	13.50	13.6
15.41	BUS5-BUS6/1	0.0002	0.0026	0.0527	13.50	13.6
15.41	BUS5-BUS6/2	0.0002	0.0026	0.0527	13.50	13.6
66.37	BUS5-BUS8	0.0008	0.0112	0.2269	13.50	13.6
54.52	BUS6-BUS7	0.0007	0.0092	0.1863	13.50	13.6
48.59	BUS6-BUS11	0.0006	0.0082	0.1661	13.50	13.6
27.26	BUS7-BUS8	0.0003	0.0046	0.0932	13.50	13.6
215.11	BUS8-BUS9	0.0027	0.0363	0.7353	13.50	13.6
25.48	BUS10-BUS11	0.0003	0.0043	0.0871	13.50	13.6
25.48	BUS10-BUS13	0.0003	0.0043	0.0871	13.50	13.6
59.85	BUS13-BUS14	0.0007	0.0101	0.2046	13.50	13.6
128.59	BUS14-BUS15	0.0016	0.0217	0.4395	13.50	13.6
55.70	BUS15-BUS16	0.0007	0.0094	0.1904	13.50	13.6
52.74	BUS16-BUS17	0.0007	0.0089	0.1803	13.50	13.6
115.56	BUS16-BUS19	0.0014	0.0195	0.3950	13.50	13.6
80.00	BUS16-BUS21	0.0010	0.0135	0.2734	13.50	13.6
34.96	BUS16-BUS24	0.0004	0.0059	0.1195	13.50	13.6
48.59	BUS17-BUS18	0.0006	0.0082	0.1661	13.50	13.6
102.52	BUS17-BUS27	0.0013	0.0173	0.3504	13.50	13.6
102.52	BUS19-BUS20	0.0013	0.0173	0.3504	13.50	13.6
82.96	BUS21-BUS22/1	0.0010	0.014	0.2836	13.50	13.6
82.96	BUS21-BUS22/2	0.0010	0.014	0.2836	13.50	13.6
56.89	BUS22-BUS23	0.0007	0.0096	0.1944	13.50	13.6
207.41	BUS23-BUS24	0.0026	0.035	0.7089	13.50	13.6
191.41	BUS25-BUS26	0.0024	0.0323	0.6542	13.50	13.6
87.11	BUS26-BUS27	0.0011	0.0147	0.2978	13.50	13.6
280.89	BUS26-BUS28	0.0035	0.0474	0.9601	13.50	13.6
370.37	BUS26-BUS29	0.0046	0.0625	1.2659	13.50	13.6
89.48	BUS28-BUS29	0.0011	0.0151	0.3059	13.50	13.6
148.15	BUS39-BUS9	0.0019	0.025	0.5064	13.50	13.6

Tableau. 3.5.- Données des lignes de transport pour le cas d'étude IDEA_CRISP_39noeuds

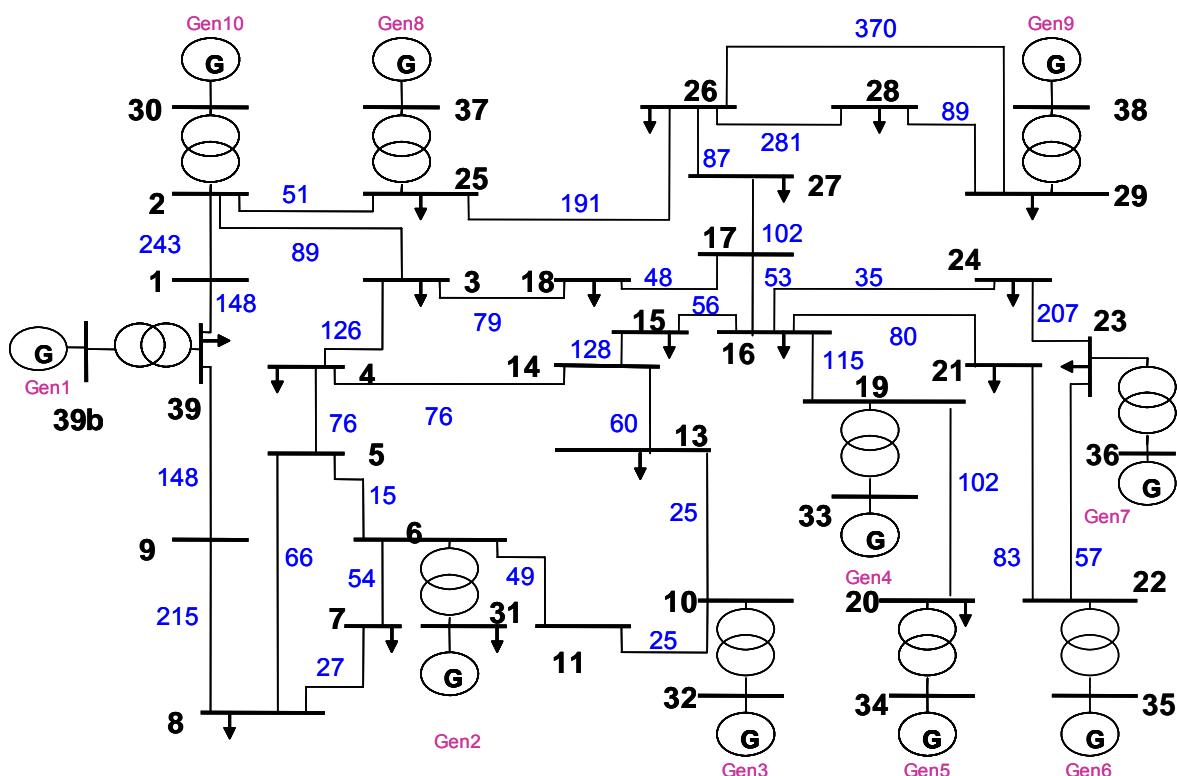


Figure. 3.9.- Longueur des lignes du réseau de transport retenu (en km)

- **Réseau de répartition** : une boucle à 63 kV est connectée entre les nœuds BUS11 et BUS13 du réseau de transport pour inclure, dans le cas d'étude, le raccordement de deux réseaux de distribution réels. La boucle de répartition est montrée sur la figure 3.10.

LONGUEUR	LIGNE	R	X	(wC)/2	X/R	C
km		pu	Pu	pu		nF/km
20	Bi-Bj	0.0756	0.1965	0.00112	2,66	4.5

Tableau. 3.6.- Données des lignes de répartition pour le cas d'étude

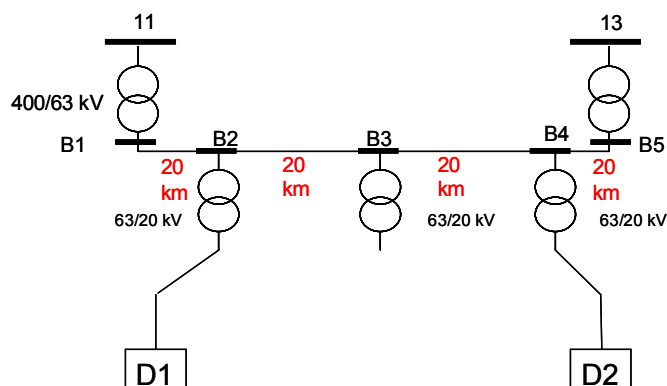


Figure. 3.10.- Réseau de répartition et distribution (D1 et D2)

- **Réseaux de distribution** : Deux réseaux réels français D1 et D2 ont été choisis afin de pouvoir réaliser la connexion de producteurs décentralisés [CAN-00]

- **Transformateurs :**

Pour les transformateurs, on utilise une modélisation triphasée équilibrée. Pour cette application, on a retenu un modèle simplifié à rapport de transformation fixe ; le schéma du transformateur est composé d'un transformateur idéal, d'une impédance série prenant en compte les pertes correspondant au courant de charge, et d'une admittance shunt représentant les pertes à vide. Dans notre étude les paramètres transversaux des transformateurs sont négligés. Les paramètres des transformateurs du réseau sont présentés dans le tableau ci dessous:

	Tension nominale (primaire/ secondaire)	Puissance nominale apparente	Pertes Cuivre	Résistance	Tension de court circuit	Réactance
--	[kV]	[MVA]	[%]	[pu]	[%]	[pu]
T Cent/Tran	20/400	1300	0.24	0.0128	10	0.00789
T Tran/Rép	63/400	100	0.16	0.0016	4,35	0.0435
T Rép/Distr	20/63	100	0.1	0.001	13	0.13

Tableau. 3.7.- Données des transformateurs des réseaux de transport, répartition et distribution de notre cas d'étude

3.2.1.1.- Insertion de la production décentralisée dans le cas d'étude

A partir du cas d'étude IDEA_CRISP_39noeuds, on a ajouté un réseau de répartition en sus des deux réseaux de distribution accueillant de la production décentralisée, STN et des équivalents dynamiques de 100MW sous forme de machines synchrones. Ces équivalents dynamiques sont raccordés sur le réseau de transport pour générer différentes distributions de productions intégrant en équivalence 10%, 20%, 30%, 40%, 50% et 60% de production décentralisée. Dans le cas de 50% d'insertion de production décentralisée, la figure 3.11 montre la localisation des équivalents dynamiques.

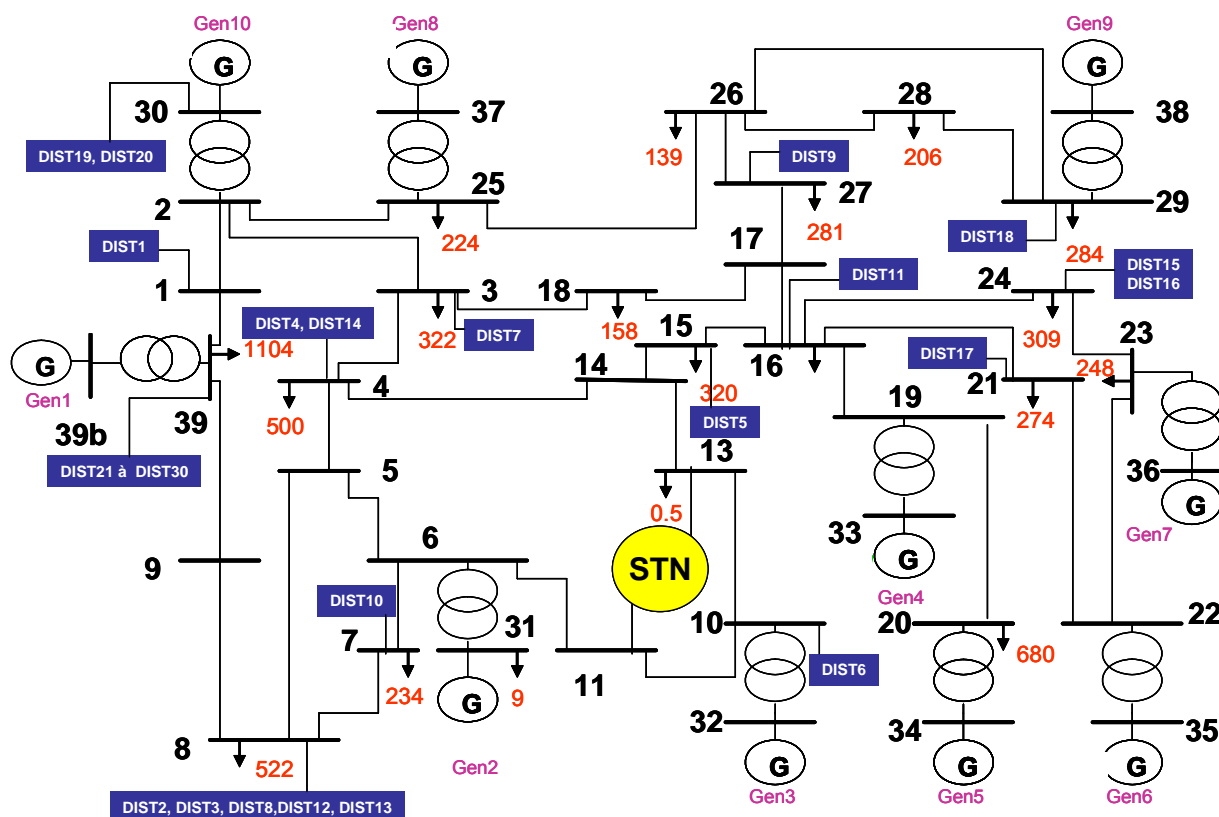


Figure. 3.11.- Insertion des équivalents dynamiques (de DIST1 à DIST30) dans le cas d'étude et des réseau de répartition et distribution (STN) ; En rouge, les charges en MW ;

Les équivalents dynamiques sont construits à partir de données et performances d'une machine type des réseaux de distribution. On assimile le fonctionnement dynamique des réseaux de distribution avec production décentralisée par des équivalents qui ont la même inertie et données dynamiques qu'une seule machine simple et qui ont pour puissance l'agrégation de puissance présente sur le réseau.

La comparaison des pertes enregistrées dans les différents cas de simulations est présentée à la figure 3.12. Une importante réduction des pertes a été constatée. Cet effet est dû au rapprochement physique de la génération au plus proche des charges et donc par la réduction des puissances transitant dans les lignes de transport. Par contre, dans la répartition des production du 40%GED, il peut être constaté l'augmentation des pertes au cas où le dispatching incrémente la puissance des transits. De façon globale, la réduction des pertes est appréciable grâce à la diminution de la sollicitation du réseau de transport.

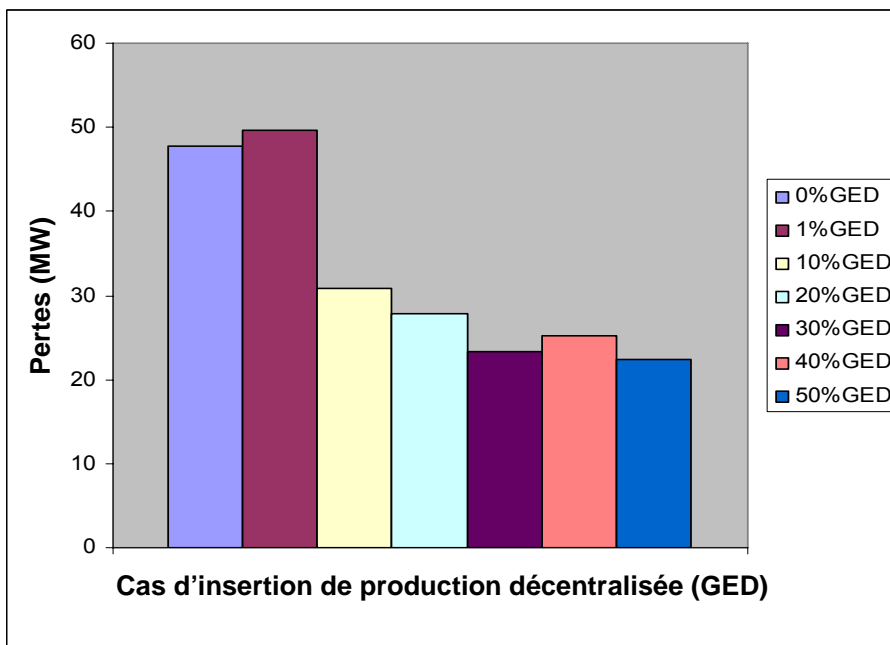


Figure. 3.12.- Comparaison des pertes avec différents taux d'insertion de la production décentralisée

Le dispatching des productions d'énergie parmi les unités centralisées et décentralisées et la souplesse du système de transport qui en résulte rend le réseau moins contraint et, donc, à même de mieux supporter la combinaison des incidences catastrophiques.

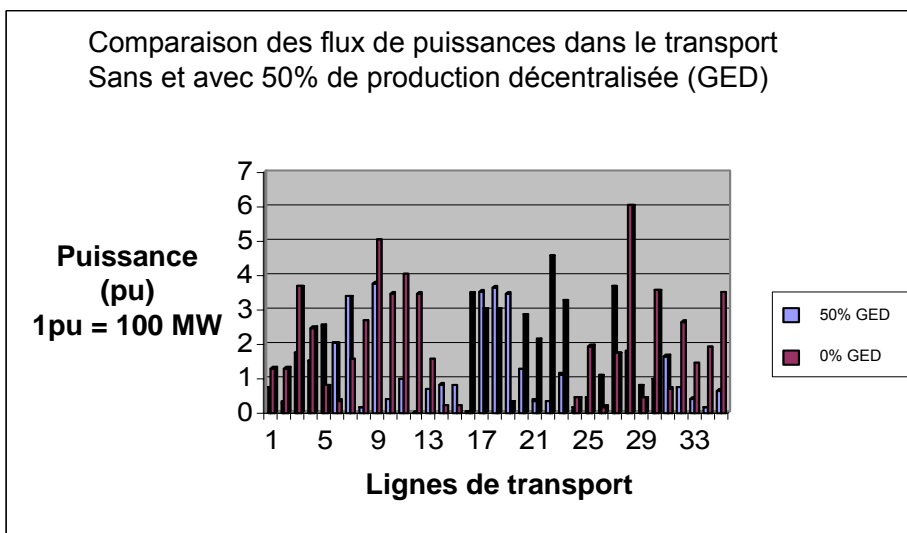


Figure. 3.13.- Comparaison des flux de puissance sans et avec 50% d'insertion de production décentralisée

Le profil de tension est impacté par l'intégration de la production décentralisée, une augmentation de la tension est ainsi constatée, les variations du profil de tension doivent être gérées par l'opérateur du système afin d'assurer la bonne qualité de l'énergie et une réduction des pertes (OPF). De toute façon, l'exploitation du système avec des tensions au plus proches de 420 kV a un effet favorisant la réduction des pertes joules, car les courants sont plus faibles.

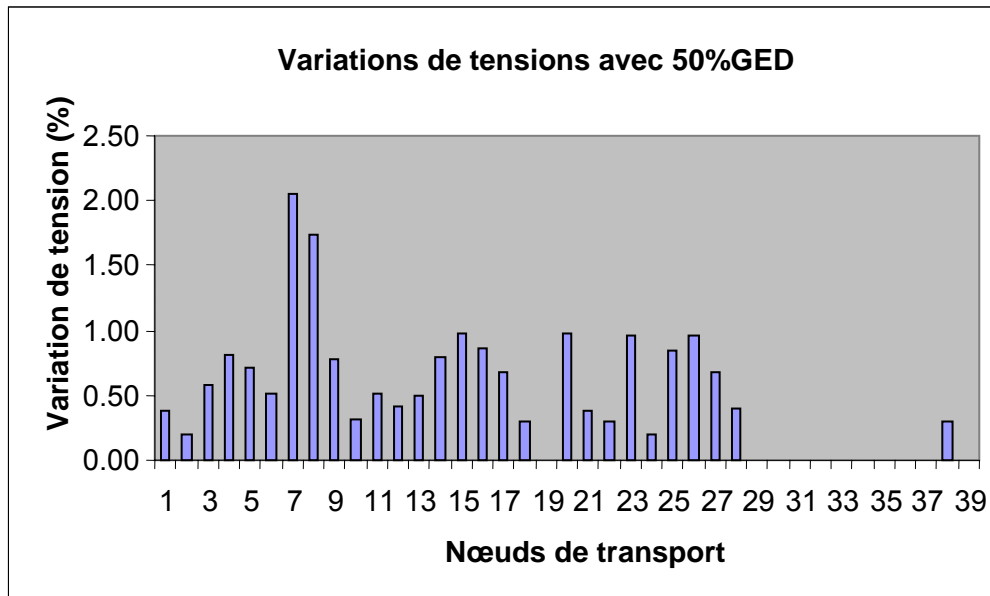


Figure. 3.14.- Variation des tensions induite par l'intégration de 50% de production décentralisée

Ces résultats font partie des analyses statiques des cas d'étude. Dans le prochain sous-chapitre, les indices de robustesse seront évalués avec la comparaison des réponses dynamiques.

3.2.2.- Scénarii d'étude

Afin d'établir une évaluation des indices de robustesse. On a fait une liste des scénarii d'insertion de production décentralisée. Les principaux cas de comportement de la production décentralisée sont les suivants :

- Scénario 1 : Avec protection de découplage instantanée ;
- Scénario 2 : Sans protection de découplage ;
- Scénario 3 : Insertion d'intermittences de n'importe quel type ;
- Scénario 4 : Inhomogénéité de la production (cas du Danemark) ;

Les évènements considérés pour étudier le comportement du cas d'étude sous les différents scénarii sont les suivants:

- Pertes de ligne (n-1) ;
- Perte de la plus grande centrale (GEN1 = 1080 MVA) ;
- Variation intempestive des charges : forte (500MW, 8 % de la demande en cours), très forte (1200MW, 20% de la demande en cours) ;
- Court-circuit triphasé de 200 ms dans les lignes de transport ;
- Pertes de plusieurs lignes (n-2) ;
- Pertes de composants (n-3) ;
- Pertes de composants (n-4) ;
- Pertes de composants (n-5) ;
- Pertes de composants (n-6) ;

3.2.2.1.- Scénario 1 : Avec protection de découplage instantanée

Le premier scénario étudié est celui de l'influence de la protection de découplage de la production décentralisée face aux perturbations. L'évaluation des indices de robustesse est montrée dans différents tableaux. Les indices de robustesse ont été évalués après l'apparition d'un groupe des événements de (n-1) au (n-6). La production décentralisée a été considérée avec des protections de découplage instantanées à 49,5 Hz et 0,85 Un.

a) Cas d'insertion 30% de charge fournie par production décentralisée

- Perte de lignes (n-1) :

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
<i>Perte de lignes</i>	<i>(n-1)</i>											
1-2	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
1-39	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1
2-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4-14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5-6/1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-5	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
7-6	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
6-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9-39	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1
11-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14-13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15-14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16-15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17-18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21-22/1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22-23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24-23	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
26-25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26-27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23-24	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.7.- Scénario 1 : Cas 30% insertion de la production décentralisée - Perte de lignes (n-1)

Le comportement dynamique face aux pertes de lignes (n-1) est acceptable dans le cas de 30% d'insertion de la production décentralisée. Par contre, l'indice FD indique à l'opérateur que l'état actuel du réseau est dangereux car trop d'unités pourraient être découplées si un ALEA donne suite à une déviation de fréquence ou de tension. Dans ce cas-ci, quand ALEA = perte de composants (n-1), l'indice FD est égal à 0

- Perte de la plus grande centrale GEN1:

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Perte GEN1	<i>(n-1)</i>											
GEN1	0	3	1	0	0	3	0	0	0	3	0	3

Tableau. 3.8.- Scénario 1 : Cas 30% insertion de la production décentralisée - Perte de la plus grande centrale GEN1

Le système est capable de supporter la perte du générateur de la plus grande centrale. L'opérateur devrait faire face aux problèmes des tensions susceptibles d'apparaître. Dans ce cas-ci, quand ALEA = perte de composants (n-1), l'indice FD est égal à 3.

- Variation de charge:

Si la variation de charge est très forte, le système n'est pas capable de résister à l'évènement, des pertes de synchronisme sont constatées. La variation très forte de la charge provoque le déclenchement des protections de découplages. Par contre, si la variation de la charge est classée seulement comme forte, le système n'est pas sensible à ce type de perturbation sauf pour deux charges (BUS28 et BUS29).

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Variation de charge												
BUS-3; 1200MW	0	0	0	0	0	0				3	3	3
BUS-4; 1200MW	0	0	0	0	0	0				3	3	3
BUS-7; 1200MW	0	2	1	0	0	2				3	3	3
BUS-8; 1200MW	0	1	0	0	0	1				3	3	3
BUS-15; 1200MW	0	2	0	0	0	2				3	3	3
BUS-16; 1200MW	0	0	0	0	0	0				3	3	3
BUS-18; 1200MW	0	1	0	0	0	1				3	3	3
BUS-20; 1200MW	0	3	0	0	0	3				3	3	3
BUS-21; 1200MW	0	0	0	0	0	0				3	3	3
BUS-23; 1200MW	0	0	0	0	0	0				3	3	3
BUS-24; 1200MW	0	2	0	0	0	2				3	3	3
BUS-25; 1200MW	0	0	0	0	0	0				3	3	3
BUS-26;	0	0	0	0	0	0				3	3	3

1200MW												
BUS-27; 1200MW	0	0	0	0	0	0				3	3	3
BUS-28; 1200MW	0	1	0	0	0	1				3	3	3
BUS-29; 1200MW	0	0	0	0	0	0				3	3	3
BUS-31; 1200MW	0	1	0	0	0	1				3	3	3
BUS-39; 1200MW	0	0	0	0	0	0				3	3	3
BUS-3; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-4; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-7; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-8; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-15; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-16; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-18; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-20; 500MW	0	0	0	0	0	0				0	3	3
BUS-21; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-23; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-24; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-25; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-26; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-27; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-28; 500MW	0	0	0	0	0	0				0	3	3
BUS-29; 500MW	0	0	0	0	0	0				0	3	3
BUS-31; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-39; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.9.- Scénario 1 : Cas 30% insertion de la production décentralisée – Variation de la charge

- Courts-circuits dans les lignes de transport :

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Court-circuit (200ms, 3-phases)	<i>Système de Transport</i>											
1-2	0	0	0	0	0	0					3	3
39-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	3
3-2	0	0	0	0	0	0					3	3
25-2	0	0	0	0	0	0					3	3
4-3	0	0	0	0	0	0					3	3
18-3	0	0	0	0	0	0					3	3
5-4	0	0	0	0	0	0					3	3
14-4	0	0	0	0	0	0					3	3
6-5	0	0	0	0	0	0					3	3
8-5	0	0	0	0	0	0					3	3
7-6	0	0	0	0	0	0					3	3
11-6	0	0	0	0	0	0					3	3
8-7	0	0	0	0	0	0					3	3
9-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	3
39-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	3

11-10	0	0	0	0	0	0					3	3
13-10	0	0	0	0	0	0					3	3
14-13	0	0	0	0	0	0					3	3
15-14	0	0	0	0	0	0					3	3
16-15	0	0	0	0	0	0					3	3
17-16	0	0	0	0	0	0					3	3
19-16	0	0	0	0	0	0					3	3
21-16	0	0	0	0	0	0					3	3
24-16	0	0	0	0	0	0					3	3
18-17	0	0	0	0	0	0					3	3
27-17	0	0	0	0	0	0					3	3
22-21	0	0	0	0	0	0					3	3
23-22	0	0	0	0	0	0					3	3
24-23	0	0	0	0	0	0					3	3
26-25					3	3					3	3
27-26					3	3					3	3
28-26					3	3	0	0	0	0	0	0
29-26					3	3	0	0	0	0	0	0
29-28					3	3	0	0	0	0	0	0
19-20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	3

Tableau. 3.10.- Scénario 1 : Cas 30% insertion de la production décentralisée – Courts-circuits dans le système de transport

Le système initial a un temps critique d'élimination de défaut inférieur à 200 ms pour un court-circuit 26-25, 27-26, 28-26, 29-26 et 29-28. Un court-circuit sur le transport propage un creux de tension et donc, les protections de découplage sont activées par le seuil de tension 0.85 pu. Néanmoins, la déconnexion des quelques unités de production décentralisée dévie la fréquence au-dessous de 49.5 Hz ce qui implique un découplage total de la production décentralisée.

- Perte de composants (n-2):

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evénements	<i>(n-2)</i>											
1-2; 2-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2; 3-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2; 2-25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 6-7	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 4-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13-14; 27-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 6-5/2	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
4-5; 5-8	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.11.- Scénario 1 : Cas 30% insertion de la production décentralisée - Perte de composants (n-2)

- Perte de composants (n-3):

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evénements	<i>(n-3)</i>											
6-5/1; 5-4; 7-6	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
5-4; 39-9; 7-6	0	3	1	0	0	3	0	3	1	0	0	3
5-4; 3-4; 7-6	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
4-5; 5-8; 6-7	0	3	3	0	0	3	0	2	3	0	0	3
GEN4; 15-16; 16-21	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
15-16; 16-21; 10-11	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.12.- Scénario 1 : Cas 30% insertion de la production décentralisée - Perte de composants (n-3)

- Perte de composants (n-4):

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evénements	<i>(n-4)</i>											
6-5/1; 6-5/2; 4-5; 6-7	0	3	3	0	0	3	0	2	3	0	0	3
5-4; 3-4; 7-6; 18-3	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
GEN10; GEN10B; 4-14; 6-5/1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
GEN4; 15-16; 16-21; 16-24					3	3	0	3	0	0	0	3
25-26; 3-18; 4-14; 6-11					3	3	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.13.- Scénario 1 : Cas 30% insertion de la production décentralisée - Perte de composants (n-4)

- Perte de composants (n-5):

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evénements	<i>(n-5)</i>											
5-4; 3-4; 7-6; 18-3; 14-4	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
4-5; 5-8; 6-7; 13-14; 10-13					3	3				0	3	3
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 5-8; 8-9					3	3	0	2	0	0	0	2
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 5-8; 4-5	0	3	1	0	0	3	0	2	0	0	0	2
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 3-4; 4-5					3	3	0	2	0	0	0	2

Tableau. 3.14.- Scénario 1 : Cas 30% insertion de la production décentralisée - Perte de composants (n-5)

- Perte de composants (n-6):

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Événements	<i>(n-6)</i>											
11-10; 11-6; 6-7; 8-5; 9-8; 18-3					3	3	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 3-4; 9-8	0	3	0	0	0	3	0	2	0	0	0	2
5-4; 3-4; 7-6; 18- 3;14-4; GEN10	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.15.- Scénario 1 : Cas 30% insertion de la production décentralisée - Perte de composants (n-6)

La principale conclusion est le fait que la production décentralisée est découplée en cas de courts-circuits dans le réseau de transport. Selon l'emplacement du défaut, une partie ou toute la production décentralisée est déconnectée du système. Le système peut perdre le synchronisme ou bien rester dans un état moins robuste si d'autres perturbations viennent ensuite à se produire (Court-circuit + Perte GED + Perturbation finale). Face aux cascades de surcharges, le système se comporte de façon similaire ou mieux (normalement les distances aux surcharges sont incrémentées grâce à la production décentralisée).

b) Cas d'insertion 10% de charge fournie par production décentralisée

Le principal problème montré dans le dernier cas de simulation était le comportement dynamique en cas de court-circuit sur le système de transport. Cet événement est celui qui a été étudié pour le cas où 10% des charges sont alimentées par la production décentralisée. La réduction de production décentralisée au dessous de la réserve primaire fait que l'indice FD est égal à 0 et donc le système n'est plus en état de risque maximal.

INCIDENCE	0%DG						10%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Court-circuit (200ms, 3-phases)	<i>Système de Transport</i>											
1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-2	0	0	0	0	0	0					3	3
25-2	0	0	0	0	0	0					3	3
4-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18-3	0	0	0	0	0	0					3	3
5-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14-13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15-14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16-15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17-16	0	0	0	0	0	0					3	3
19-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18-17	0	0	0	0	0	0					3	3
27-17	0	0	0	0	0	0					3	3
22-21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23-22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24-23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26-25					3	3					3	3
27-26					3	3					3	3
28-26					3	3					3	3
29-26					3	3					3	3
29-28					3	3					3	3
19-20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.16.- Scénario 1 : Cas 10% insertion de la production décentralisée – Courts-circuits dans le système de transport

L'évaluation des indices de robustesse n'est pas satisfaisante pour le 10% GED car ce sont les délestages de charges à 49 Hz qui sauvent le système. Grâce à ces délestages de charges RI est égal à 0, du fait de la réduction des charges et des sollicitations des composants du système.

3.2.2.2.- Scénario 2 : Sans protection de découplage

a) Cas d'insertion de 30% de production décentralisée

- Perte de composants (n-1):

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Perte de lignes	<i>(n-1)</i>											
1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-5	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
6-7	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
11-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13-14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15-14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16-15	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	1
17-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24-16	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	3
18-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22-21/1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23-22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24-23	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
26-25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27-26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.17.- Scénario 2 : Perte de lignes (n-1)

- Perte de la plus grande centrale (GEN1)

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Perte de GEN1	<i>(n-1)</i>											
GEN1	0	3	1	0	0	3	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.18.- Scénario 2: perte de la plus grande centrale (GEN1)

- Variation de charge:

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Variation de charge	<i>(n-1)</i>											
BUS-3; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-4; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-7; 1200MW	0	2	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0
BUS-8; 1200MW	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
BUS-15; 1200MW	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
BUS-16; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-18; 1200MW	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
BUS-20; 1200MW	0	3	0	0	0	3	0	3	0	0	0	3
BUS-21; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
BUS-23; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-24; 1200MW	0	2	0	0	0	2	0	2	0	0	0	2
BUS-25; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-26; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-27; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-28; 1200MW	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
BUS-29; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-31; 1200MW	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
BUS-39; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-3; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-4; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-7; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-8;500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-15; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-16; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-18; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-20; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-21; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
BUS-23; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-24; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-25; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-26; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-27; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-28; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BUS-29; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-31; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-39; 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.19.- Scénario 2 : Variation de la charge

- Courts-circuits dans le système de transport:

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Court-circuit (200ms, 3-phases)	<i>Système de Transport</i>											
1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14-13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15-14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16-15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22-21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23-22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24-23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26-25					3	3	0	0	0	0	0	0
27-26					3	3	0	0	0	0	0	0
28-26					3	3	0	0	0	0	0	0
29-26					3	3	0	0	0	0	0	0
29-28					3	3	0	0	0	0	0	0
19-20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.20.- Scénario 2 : Courts-circuits dans le système de transport

Dans ce cas, l'insertion de la production décentralisée améliore la stabilité transitoire et le système est capable de surpasser les courts-circuits triphasés dans les lignes 26-25, 27-26, 28-26, 29-26 et 29-28.

- Perte de composants (n-2)

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-2)</i>											
1-2; 2-3	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
1-2; 3-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2; 2-25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 6-7	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 4-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13-14; 27-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 6-5/2	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
4-5; 5-8	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.21.- Scénario 2 : Perte de composants (n-2)

- Perte de composants (n-3)

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-3)</i>											
6-5/1; 5-4; 7-6	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
5-4; 39-9; 7-6	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1
5-4; 3-4; 7-6	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1
4-5; 5-8; 6-7	0	3	3	0	0	3					3	3
GEN4; 15-16; 16-21	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1
15-16; 16-21; 10-11	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1

Tableau. 3.22.- Scénario 2 : Perte de composants (n-3)

- Perte de composants (n-4)

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-4)</i>											
6-5/1; 6-5/2; 5-4; 6-7	0	3	3	0	0	3					3	3
5-4; 3-4; 7-6; 14-4	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1
5-4; 3-4; 7-6; 18-3	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
GEN10; GEN10B; 4-14; 6-5/1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
25-26; 3-18; 4-14; 6-11	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
GEN4; 15-16; 16-21; 16-24	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1

Tableau. 3.23.- Scénario 2 : Perte de composants (n-4)

- Perte de composants (n-5)

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-5)</i>											
5-4; 3-4; 7-6; 18-3; 14-4	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
4-5; 5-8; 6-7; 13-14; 10-13					3	3					3	3
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 5-8; 8-9	0	3	0	0	0	3	0	2	0	0	0	2
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 5-8; 4-5	0	3	3	0	0	3					3	3
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 3-4; 4-5					3	3					3	3

Tableau. 3.24.- Scénario 2 : Perte de composants (n-5)

- Perte de composants (n-6)

INCIDENCE	0%DG						30%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-6)</i>											
11-10; 11-6; 6-7; 8-5; 9-8; 18-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 5-4; 9-8; 8-5	0	3	0	0	0	3	0	2	0	0	0	2
5-4; 3-4; 7-6; 18-3; 14-4; GEN10	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.25.- Scénario 2 : Perte de composants (n-6)

Le système, avec 30% de production décentralisée a en général un comportement meilleur face à la perte de plusieurs composants et à la perte de la plus grande centrale qui est moins chargée. Le système est moins chargé et résiste mieux aux cascades de pertes des éléments.

b) Cas de 60% d'insertion de la production décentralisée

Les simulations effectuées pour le 60% d'insertion de production décentralisée ont démontré l'apparition de problèmes de stabilité transitoire et la réduction des temps critique d'élimination de défauts. D'autres problèmes pressentis peuvent être la fermeture de centrales (perte de réserve primaire) et le maintien d'un plan de tension acceptable. Une réduction de la réserve primaire implique forcément une réduction de la robustesse du système. A cause des problèmes de stabilité, l'évaluation des indices sous forme de tableaux n'a pas pu être réalisée, le système ne surpassait pas certaines contingences.

c) Cas 40-50% d'insertion de la production décentralisée

- Courts-circuits dans le système de transport:

INCIDENCE	40%DG						50%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Court-circuit (200ms, 3-phases)	<i>Système de Transport</i>											
1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14-13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15-14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16-15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22-21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23-22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24-23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26-25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27-26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28-26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29-26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29-28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19-20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.26.- Scénario 2 : Courts-circuits transport

- Perte de la plus grande centrale:

INCIDENCE	40%DG						50%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Perte de GEN1	<i>(n-1)</i>											
GEN1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.27.- Scénario 2: Cas 40%-50% insertion de la production décentralisée – Perte de la plus grande centrale

- Variation de charge

INCIDENCE	40%DG						50%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Variation de charge												
BUS-3; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-4; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-7; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-8; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-15; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-16; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-18; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-20; 1200MW	0	3	0	0	0	3	0	3	0	0	0	3
BUS-21; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-23; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-24; 1200MW	0	2	0	0	0	2	0	2	0	0	0	2
BUS-25; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-26; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-27; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-28; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-29; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-31; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-39; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.28.- Scénario 2 : Cas 40%-50% insertion de la production décentralisée – Variation de charge

- Perte de composants (n-2)

INCIDENCE	40%DG						50%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-2)</i>											
1-2; 2-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2; 3-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2; 2-25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 6-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 4-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13-14; 27-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 6-5/2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4-5; 5-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.29.- Scénario 2 : Cas 40%-50% insertion de la production décentralisée – Perte de composants (n-2)

2)

- Perte de composants (n-3)

INCIDENCE	40%DG						50%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-3)</i>											
6-5/1; 5-4; 7-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5-4; 39-9; 7-6	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1
5-4; 3-4; 7-6	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1
4-5; 5-8; 6-7					3	3					3	3
GEN4; 15-16; 16-21	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
15-16; 16-21; 10-11	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1

Tableau. 3.30.- Scénario 2 : Cas 40%-50% insertion de la production décentralisée – Perte de composants (n-3)

- Perte de composants (n-4)

INCIDENCE	40%DG						50%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-4)</i>											
6-5/1; 6-5/2; 5-4; 6-7					3	3					3	3
5-4; 3-4; 7-6; 14-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5-4; 3-4; 7-6; 18-3	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1
GEN10; GEN10B; 4-14; 6-5/1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25-26; 3-18; 4-14; 6-11	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0
GEN4; 15-16; 16-21; 16-24	0	3	1	0	0	3	0	3	1	0	0	3

Tableau. 3.31.- Scénario 2 : Cas 40%-50% insertion de la production décentralisée – Perte de composants (n-4)

- Perte de composants (n-5)

INCIDENCE	40%DG						50%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-5)</i>											
5-4; 3-4; 7-6; 18-3; 14-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4-5; 5-8; 6-7; 13-14; 10-13					3	3					3	3
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 5-8; 8-9	0	2	0	0	0	2	0	2	0	0	0	2
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 5-8; 4-5					3	3					3	3
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 3-4; 4-5					3	3					3	3

Tableau. 3.32.- Scénario 2 : Cas 40%-50% insertion de la production décentralisée – Perte de composants (n-5)

- Perte de composants (n-6)

INCIDENCE	40%DG						50%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-6)</i>											
11-10; 11-6; 6-7; 8-5; 9-8; 18-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 5-4; 9-8; 8-5	0	2	0	0	0	2	0	2	0	0	0	2
5-4; 3-4; 7-6; 18-3; 14-4; GEN10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.33.- Scénario 2 : Cas 40%-50% insertion de la production décentralisée – Perte de composants (n-6)

Les comportements dynamiques des systèmes 40% et 50% sont équivalents en terme de robustesse, seulement des petites différences au niveau de la perte de composants (n-3) et de la perte de la plus grande centrale peuvent marquer une différence entre eux. Les systèmes sont très robustes face aux perturbations choisies et l'imperturbabilité des cas comparés est similaire. Donc, un taux de 50% de production décentralisée est un taux robuste et à faible risque sur le réseau du cas d'étude. Dans notre cas, ce sera le taux maximal simulé à cause des problèmes de profil de tension et de stabilités posées par le cas « 60% » qui représente déjà un cas non robuste et à fort risque.

3.2.2.3.- Scénario 3 : Avec intermittence de n'importe quel type de production

L'étude des effets de l'intermittence a été faite avec l'insertion des générateurs asynchrones sur le cas d'étude initial et avec 10% de production décentralisée, c'est-à-dire 6 équivalents dynamiques (voir figure 3.15). Les générateurs asynchrones ont une distribution du vent qui dépend du point d'installation des turbines. Les paramètres considérés pour chaque générateur asynchrone sont les suivants :

Puissance apparente nominale [MVA]	2
Constante d'inertie [MW s/MVA]	0.5
Réactance statorique des fuites [pu]	0.0232
Réactance statorique [pu]	0.08
Réactance Rotor Stator [pu]	3.0258
Résistance primaire [pu]	0.0106
Réactance primaire [pu]	0.062

Tableau. 3.34.- Scénario 3 : Paramètres des machines asynchrones

La variation du vent provoquer une variation de la puissance active et réactive produite par la turbine et donc, de la tension au point de raccordement de la turbine [LAV-05]. La variation de la tension et de la puissance au point de connexion amène parfois à des phénomènes de Flicker.

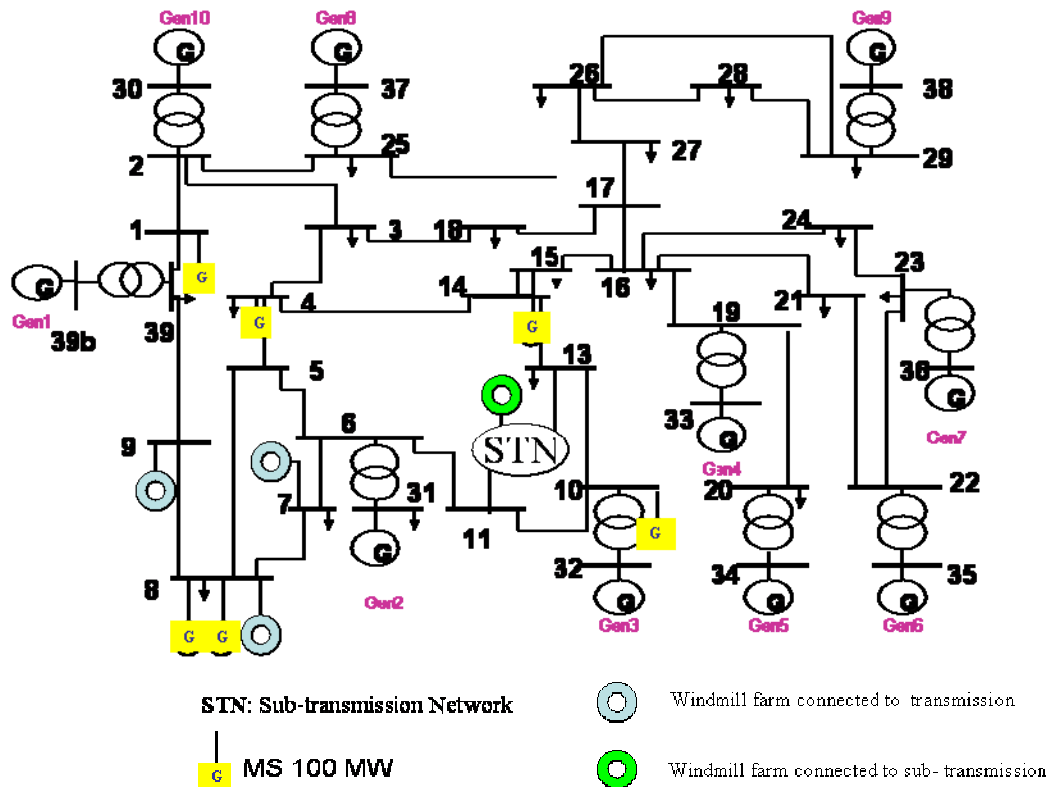


Figure. 3.15.- Insertion de parcs éoliens dans le cas d'étude avec 6 équivalents dynamiques (10 % de production décentralisée)

Les parcs éoliens ont été placés dans deux niveaux de tension différents : la répartition (composé par 9 équivalents machines asynchrones, 15,3 MVA) et le transport (composés par 10 équivalents machines asynchrones, 17 MVA)

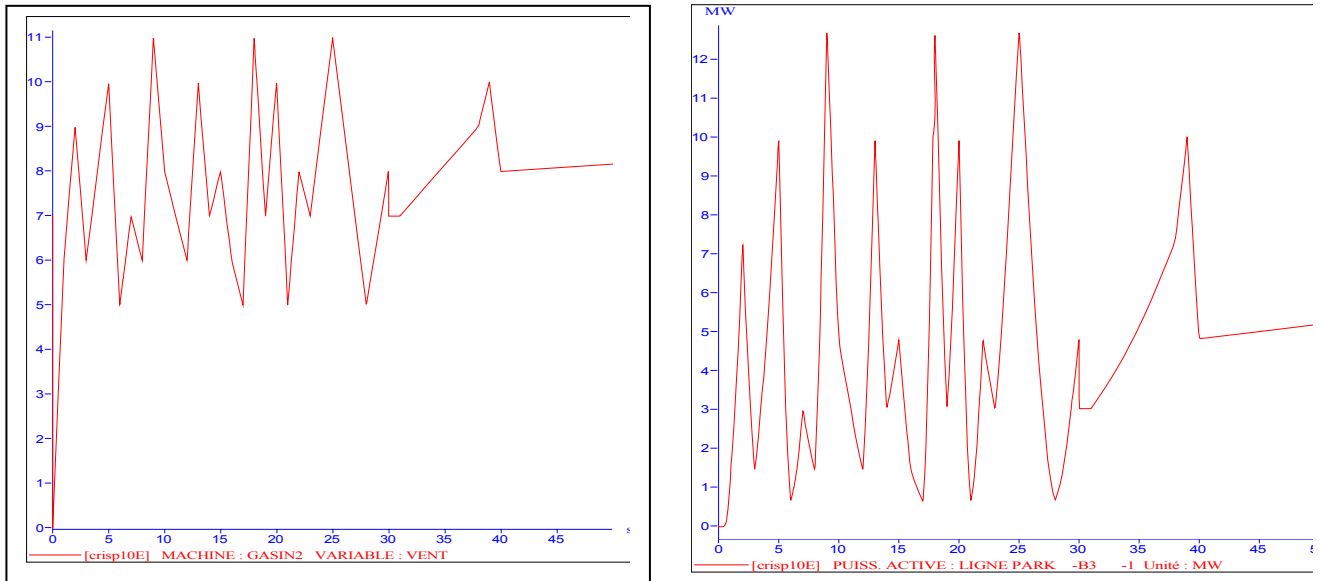


Figure. 3.16.- Exemple de vitesse de vent (m/s) et puissance active à la sortie du parc éolien raccordé à la répartition

Les résultats des simulations menées nous ont permis de conclure que les effets de l'intermittence sont principalement les variations de tensions locales selon la vitesse du vent. En termes généraux, l'effet de l'intermittence est local car la vitesse du vent est différente d'un site à l'autre. Néanmoins, les variations de tension sont propagées à travers les systèmes de distribution, répartition et transport.

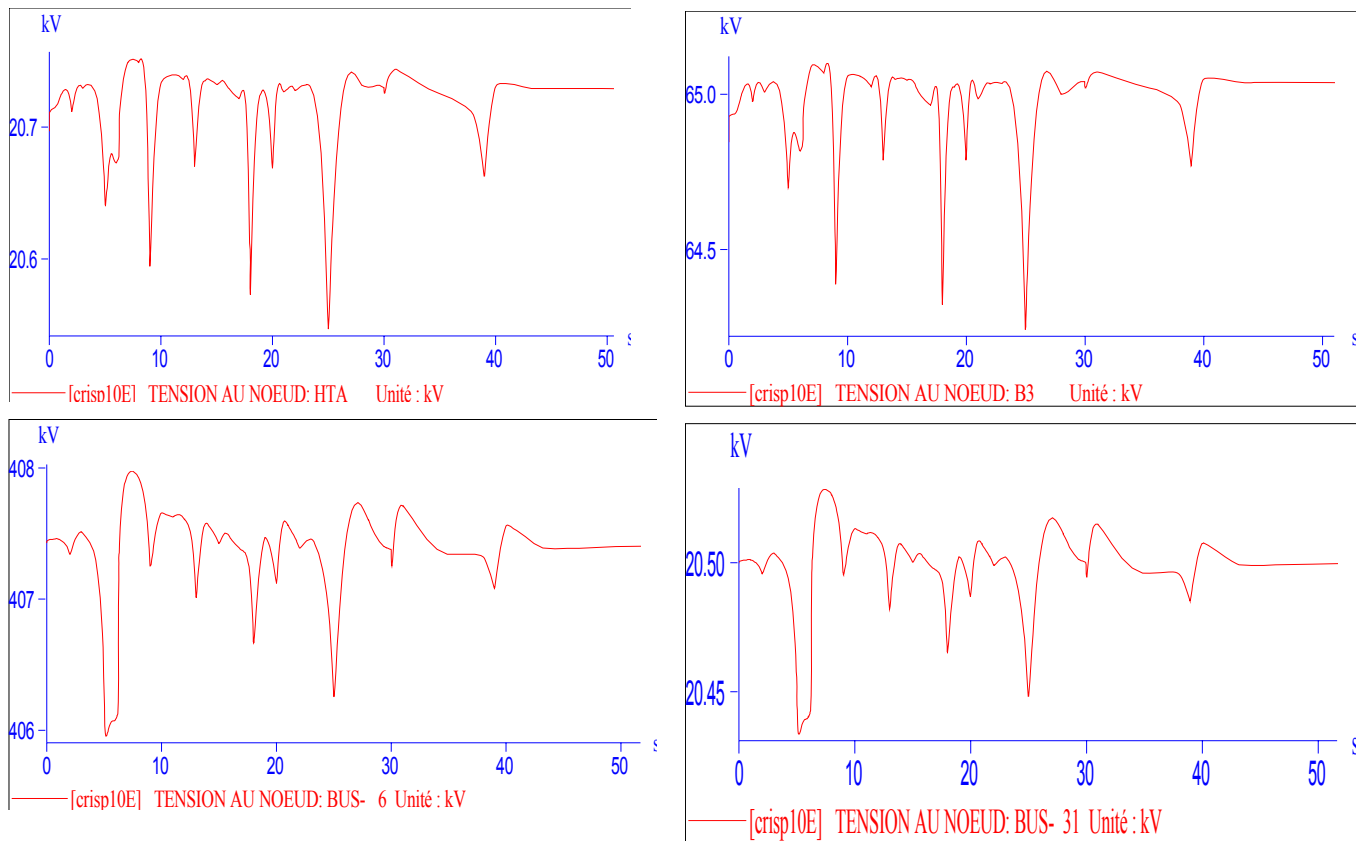


Figure. 3.17.- Variation de tension dans la distribution, la répartition, le transport et GEN2 (nœud de compensation, load flow)

Les variations de tension sur le système de transport sont le résultat des superpositions des variations de tension locales et propres à l'action de chaque parc éolien et les actions des régulations de tension et fréquence. En fait, les régulations de tensions primaires vont modifier les puissances actives injectées aux nœuds pilotes de la tension afin d'assurer les seuils de tension primaire imposés sur chaque nœud. D'un autre côté, les régulations de fréquence vont agir pour compenser les variations de puissances générées par l'intermittence.

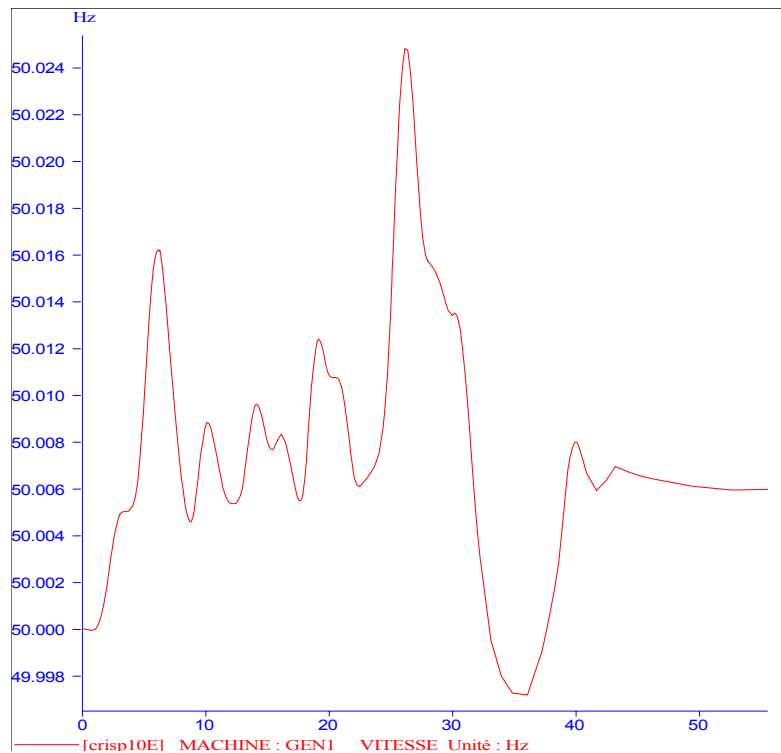


Figure. 3.18.- Variation de fréquence dans le système

Dans ce scénario 3, les ressources du système en puissance active et réactive limitent l'insertion de la production décentralisée (capacité d'établir un plan de tension et de conduite en temps réel). L'indice RTM qui compare les réserves du système avec celles attendues est important pour une bonne conduite du temps réel. Cet indice informe l'opérateur sur les états peu robustes du système. L'opérateur pourrait, ensuite, agir pour mobiliser des énergies tertiaires.

3.2.2.4.- Scénario 4 : Inhomogénéité de la production (« cas du Danemark »)

Le scénario 4 d'étude est un scénario qui dispose la plu partie des productions d'un côté et la charge de l'autre côté. C'est le cas du Danemark avec un taux d'insertion de production décentralisée assez important (40-50%). Le cas d'étude est montré sur la figure suivante avec la distribution de charges propre au cas initial et la production repartie entre les 10 générateurs centralisés, la boucle de répartition et distribution STN et 24 équivalents de puissance de la production décentralisée.

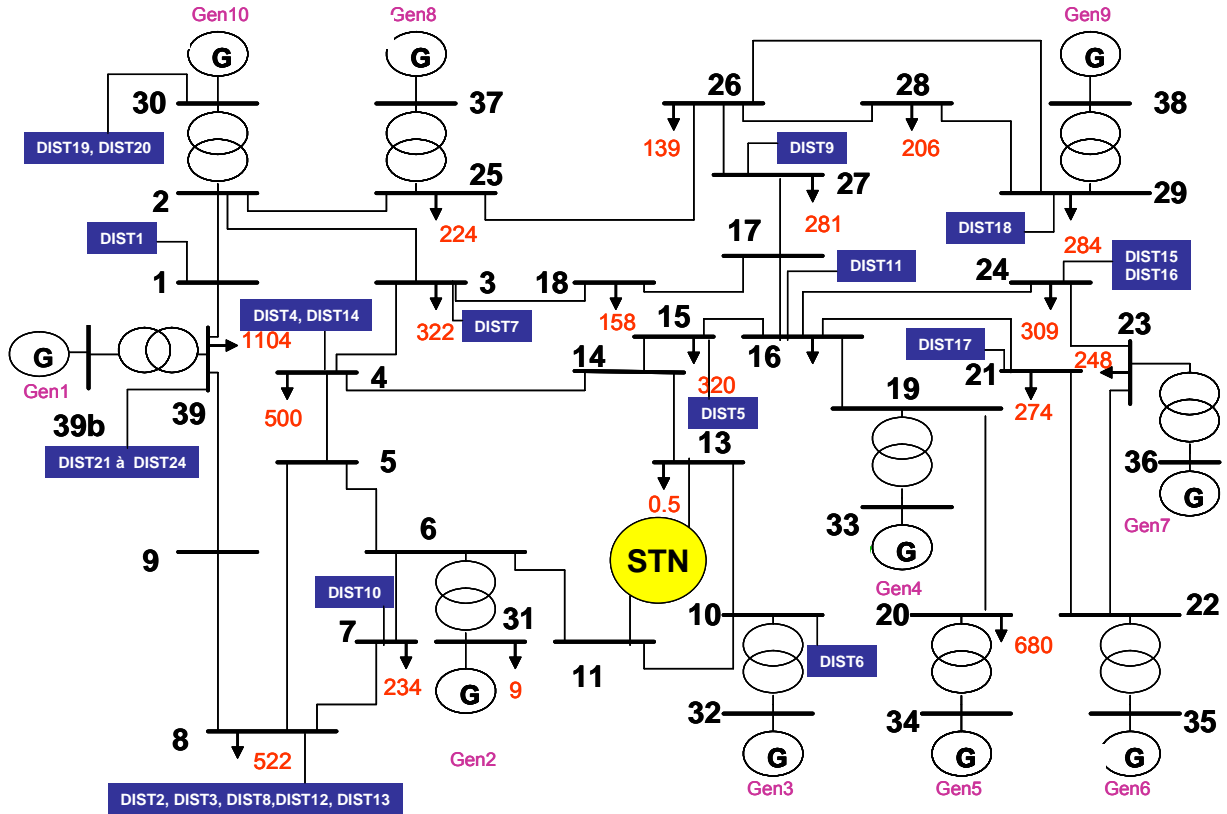


Figure. 3.19.- Insertion des équivalents dynamiques (de DIST1 à DIST24) dans le cas d'étude et des réseaux de répartition et distribution (STN) ; En rouge, les charges en MW ;

La méthode d'étude de la robustesse a été utilisée afin de comparer les comportements statiques et dynamiques du système initial et celui incluant la production décentralisée.

- Perte de la plus grande centrale (GEN1)

INCIDENCE	0%DG						40%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Perte de GEN1	<i>(n-1)</i>											
GEN1	0	3	1	0	0	3	0	0	1	0	0	1

Tableau. 3.35.- Scénario 4 : perte de la plus grande centrale

La plus grande centrale du système a été déchargée par l'opérateur lors de phase de planning et dispatching du système. Ainsi, GEN1 est passé de 10 pu de puissance active dispatchée à 3 pu dans le cas du 40%. Donc, le système surpasse cette incidence majeure non seulement pour la puissance injectée mais encore sur le plan de tension du système.

- Variation de charge:

INCIDENCE	0%DG						40%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Variation de charge	<i>(n-1)</i>											
BUS-3; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-4; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-7; 1200MW	0	2	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0
BUS-8; 1200MW	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
BUS-15; 1200MW	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
BUS-16; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-18; 1200MW	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
BUS-20; 1200MW	0	3	0	0	0	3	0	3	0	0	0	3
BUS-21; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-23; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-24; 1200MW	0	2	0	0	0	2	0	2	0	0	0	2
BUS-25; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-26; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-27; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-28; 1200MW	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
BUS-29; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS-31; 1200MW	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
BUS-39; 1200MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.36.- Scénario 4 : Variation de la charge

Le système est plus flexible et peut donc accueillir un très fort surplus de puissance. Le système est plus déchargé et donc les surcharges SPIR sont équivalentes ou moins importantes comparées à celles d'un système de puissance distribuée ; notamment, pour les surcharges dans les nœuds BUS 7, BUS 8, BUS 15, BUS 18, BUS 28 et BUS 31.

- Courts-circuits dans le système de transport:

INCIDENCE	0%DG	40%DG
-----------	------	-------

	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Court-circuit (200ms, 3-phases)	Système de Transport											
1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14-13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15-14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16-15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22-21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23-22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24-23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26-25					3	3	0	0	0	0	0	0
27-26					3	3	0	0	0	0	0	0
28-26					3	3	0	0	0	0	0	0
29-26					3	3	0	0	0	0	0	0
29-28					3	3	0	0	0	0	0	0
19-20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.37.- Scénario 4 : Courts-circuits dans le système de transport

Dans ce cas, l'insertion de la production décentralisée améliore la stabilité transitoire et le système est capable de surpasser les courts-circuits triphasés dans les lignes 26-25, 27-26, 28-26, 29-26 et 29-28. Les comportements dynamiques sont fortement dépendants des seuils des protections qui ont été analysés dans les scénarii 1 et 2.

- Perte de composants (n-2)

INCIDENCE	0%DG						40%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-2)</i>											
1-2; 2-3	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
1-2; 3-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2; 2-25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 6-7	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 4-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13-14; 27-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 6-5/2	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
4-5; 5-8	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.38.- Scénario 4 : Perte de composants (n-2)

- Perte de composants (n-3)

INCIDENCE	0%DG						40%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-3)</i>											
6-5/1; 5-4; 7-6	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
5-4; 39-9; 7-6	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1
5-4; 3-4; 7-6	0	1	1	0	0	1	0	1	0	0	0	1
4-5; 5-8; 6-7	0	3	3	0	0	3					3	3
GEN4; 15-16; 16-21	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1
15-16; 16-21; 10-11	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1

Tableau. 3.39.- Scénario 4 : Perte de composants (n-3)

- Perte de composants (n-4)

INCIDENCE	0%DG						40%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-4)</i>											
6-5/1; 6-5/2; 5-4; 6-7	0	3	3	0	0	3					3	3
5-4; 3-4; 7-6; 14-4	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
5-4; 3-4; 7-6; 18-3	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1
GEN10; GEN10B; 4-14; 6-5/1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
25-26; 3-18; 4-14; 6-11	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
GEN4; 15-16; 16-21; 16-24	0	0	1	0	0	1	0	3	1	0	0	3

Tableau. 3.40.- Scénario 4 : Perte de composants (n-4)

Le comportement du système à 40% est meilleur en général face à la perte des composants (n-2), (n-3) et (n-4). Par contre, les pertes de synchronisme peuvent survenir plus facilement pour le système avec les équivalents dynamiques.

- Perte de composants (n-5)

INCIDENCE	0%DG						40%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-5)</i>											
5-4; 3-4; 7-6; 18-3;14-4	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
4-5; 5-8; 6-7; 13-14; 10-13					3	3					3	3
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 5-8; 8-9	0	3	0	0	0	3	0	2	0	0	0	2
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 5-8; 4-5	0	3	3	0	0	3					3	3
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 3-4; 4-5					3	3					3	3

Tableau. 3.41.- Scénario 4 : Perte de composants (n-5)

- Perte de composants (n-6)

INCIDENCE	0%DG						40%DG					
	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI	SSS	SPIR	VCI	FD	LS	RI
Evènements	<i>(n-6)</i>											
11-10; 11-6; 6-7; 8-5; 9-8; 18-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-5/1; 6-5/2; 6-7; 5-4; 9-8; 8-5	0	3	0	0	0	3	0	2	0	0	0	2
5-4; 3-4; 7-6; 18-3;14-4; GEN10	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0

Tableau. 3.42.- Scénario 4 : Perte de composants (n-6)

En général, le système avec 40% de production décentralisée a été construit avec la plupart de la production d'un côté et la charge d'un autre côté. Ce type de système a des avantages par rapport au système sans production décentralisée car le comportement dynamique est amélioré par la production décentralisée face aux variations de charges, perte de la plus grande centrale, perte combinée de composants (n-5) et (n-6).

3.3.- Taux limite d'insertion de la Production Décentralisée : un critère déterministe

Le critère déterministe proposé pour limiter l'insertion de la production décentralisée [FON-05] est basé dans les indices de robustesse décrits précédemment, plus précisément, l'indice FD_1

$$(FD_1) = \frac{[(PR) + (IL)]}{[ALEA + (DG_1) + (DG_2)]} \quad (\text{Eq.25})$$

Cet indice compare la quantité de production décentralisée intégrée dans le système par rapport aux actions immédiates qui sont en place en cas d'urgence. Les systèmes devraient supporter de grandes variations de puissances à cause de la production décentralisée, ces variations de puissance injectée pourraient représenter dans l'avenir (taux élevé d'insertion de productions décentralisées), une puissance plus grande que la centrale la plus puissante d'un pays et donc, cela pourrait remettre en cause les critères d'adéquation que l'on trouve couramment [MIT-99]. Ces aléas de puissance dans la production décentralisée pourraient être provoqués par les conditions climatiques (par exemple : déconnexion des éoliennes par vitesse maximale du vent, ou des erreurs dans la prévision) ou bien par de conditions altérées du réseau (événement initiateur puis déconnexion de la Production Décentralisée) qui provoquent le fonctionnement des protections de découplage. Comme les systèmes sont interconnectés et synchronisés, les variations ne sont pas restreintes aux systèmes nationaux et la combinaison d'apparition d'évènements pourrait amener le système au *black-out* total.

L'indice FD_1 tient compte des variations de la fréquence du système et évalue la capacité de réponse dynamique du système face aux déséquilibres de puissance active. Une valeur de FD_1 autour de 1 serait indicatif d'un bon équilibre entre les événements pouvant dévier la fréquence et les réserves instantanées et actions de secours dont le système dispose.

Ainsi PR est la quantité de réserve primaire (en MW), IL la quantité de charge délestable qui est prévue au dessus de 48.5 Hz (en MW), DG_1 est la quantité de production décentralisée avec une temporisation très rapide (elle déclenche soit en tension soit en fréquence) et DG_2 est la production décentralisée avec protection de découplage à 49.5 Hz temporisée. ALEA est la variation de charge ou de génération provoquée par tout évènement impactant le réseau. ALEA peut être aussi un court-circuit ou autre incidence qui provoque le déclenchement des protections de découplage jusqu'à les 49 Hz et 0.85 Un. Dans le terme ALEA (en MW) ne doit pas être ajouté les puissances de DG_1 et DG_2 . L'influence de la production décentralisée est donc donnée à travers cet indice, notamment en termes de pertes de ressources et déclenchement de la protection de découplage.

L'ajout dans DG_x de la production décentralisée avec protection de découplage fixe (49 Hz) est une variation du critère plus conservateur et rendrait un taux limite plus petit selon les conditions de réserve primaire et de la production décentralisée intégrée.

Pour limiter les effets de l'insertion de production décentralisée et accroître la robustesse du système (ce qui se traduit par une augmentation de FD_1) il existe différentes solutions :

1. ***Pas de délestage de charges suite à un court-circuit franc dans le réseau de transport.*** La propagation d'un zéro de tension dans les réseaux de transport, répartition et distribution déclenche les protections de découplage instantanées en tension ce qui a pour effet une déviation en fréquence qui selon le taux d'insertion entraînerait aussi le délestage des charges à 49 Hz. Ce délestage ne devrait pas être autorisé car il n'est qu'un élément du plan de défense nationale en cas de secours ultime. Un seul court-circuit ne devrait pas être un évènement suffisant pour donner suite à un délestage de charges et donc, il y a là une limite pour la production décentralisée avec ce type de comportement dynamique. De plus, suite au délestage de charges le système reste dans un état d'équilibre sans la possibilité de délestages à 49 Hz donc dans un état de vulnérabilité au cas où d'autres évènements viennent se produire ensuite.

Dans ce cas-ci, ***la réserve primaire*** est la quantité qui limiterait le taux d'insertion de production décentralisée avec protection de découplage instantanée. Un taux de production décentralisée légèrement inférieure à la réserve primaire serait le taux d'insertion approprié de production décentralisée par rapport à la capacité du système de fournir la demande à tout instant.

Court-circuit dans le transport de 150 ms triphasé ligne BUS4-BUS3 : un court-circuit dans le système électrique est à l'origine de la perte de toute la production décentralisée à cause d'une chute de la tension. Cette perte amène au délestage de charges à 49 Hz nécessaire pour surpasser l'incident.

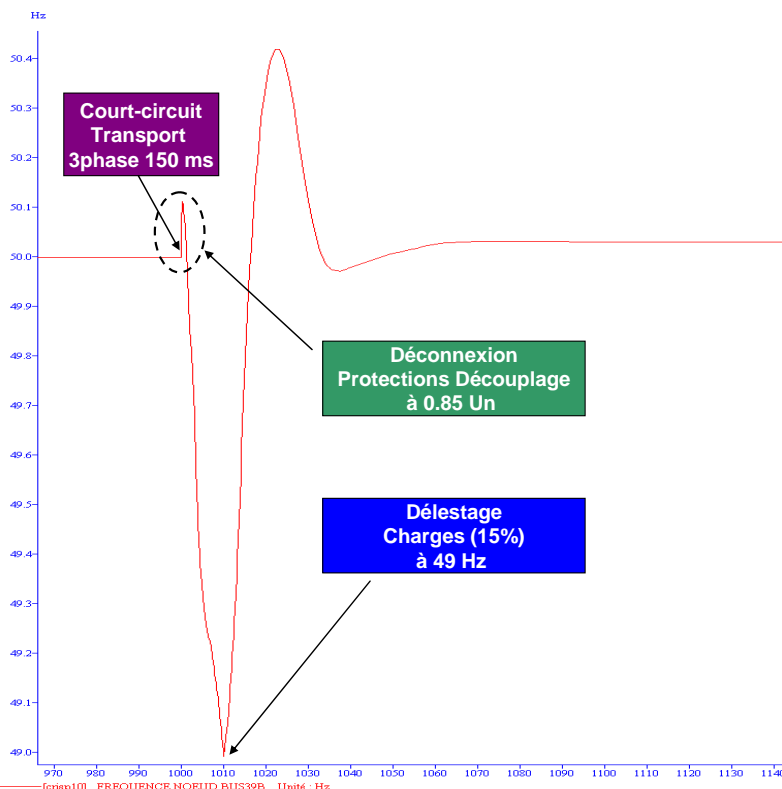


Figure. 3.20.- Répon. à un court-circuit triphasé de 150 ms dans le système de transport

Variation de la charge : les variations des charges ont aussi un effet importante sur la courbe de la fréquence. Si les variations de charge sont inférieures à la réserve primaire (731 MW dans le cas d'étude IDEA_CRISP_39noeuds) l'échelon de délestage de charges à 49 Hz n'est pas atteint.

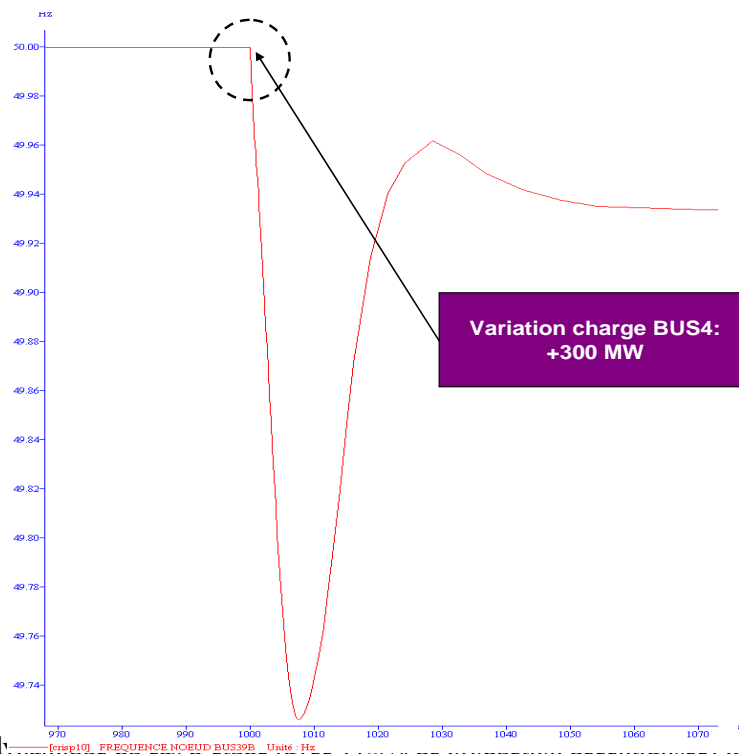


Figure. 3.21.- Réponse dynamique du cas d'étude (avec 11,3 % de production décentralisée) face à une variation de charge inférieure à la réserve primaire

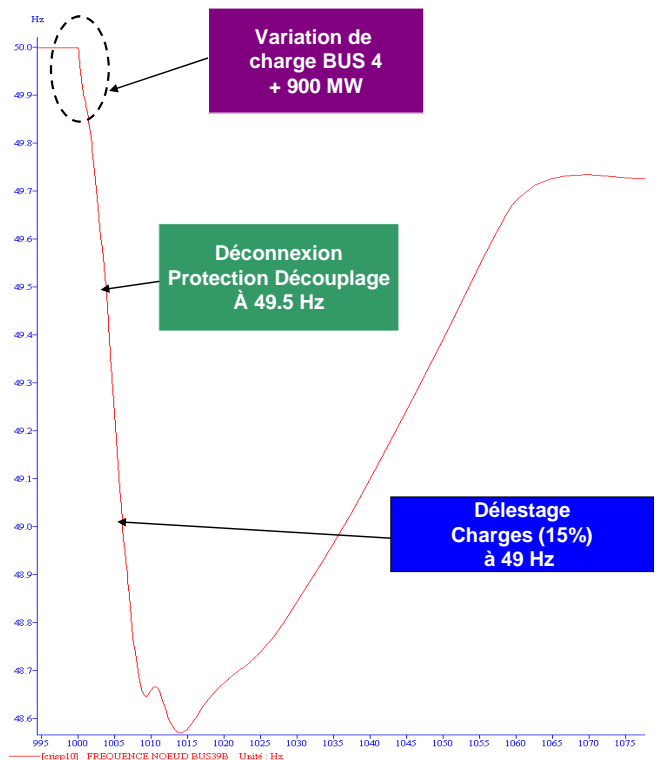


Figure. 3.22.- Réponse dynamique du cas d'étude (avec 11,3 % de production décentralisée) face à une variation de charge supérieure à la réserve primaire

Le système récupère un état d'équilibre suite aux perturbations (figure 3.22). Par contre, si les variations de la charge sont plus importantes, le système franchit les 49,5 Hz et une partie importante de la production décentralisée est déconnectée. Ceci contribue à aggraver la perturbation et par conséquent, le système franchit aussi le niveau des 49 Hz (possibilité de déclenchement d'autres productions décentralisées, avec protection de découplage tarées à 49 Hz) et l'échelon de délestage de charges à 49 Hz est appelé pour faire face aux perturbations et rétablir un état d'équilibre

Perte de génération décentralisée ;

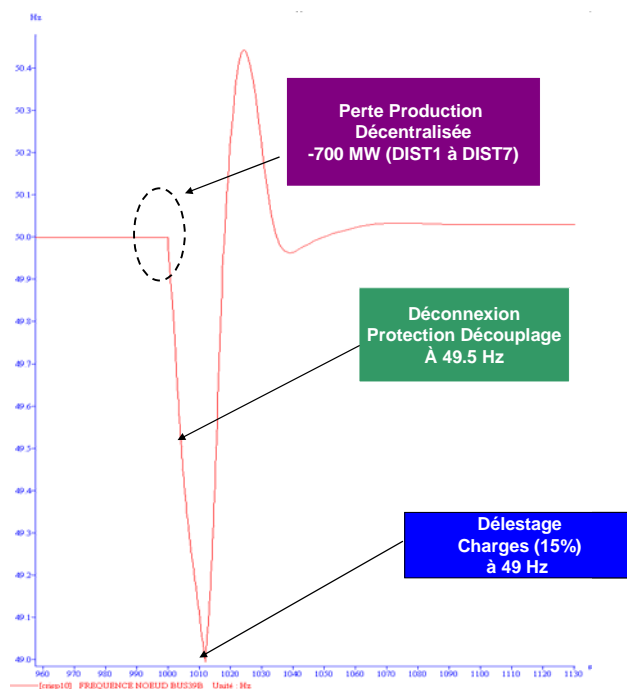


Figure. 3.23.- Réponse dynamique du cas d'étude (avec 11,3 % de production décentralisée) face à une perte de génération décentralisée inférieure à la réserve primaire

La perte d'une part de la production décentralisée (les équivalents dynamiques DIST1, DIST2, DIST3, DIST4, DIST5 et DIST6 et DIST7, de 100 MW chacun) provoque le déclenchement des protection de découplages à 49.5 Hz et ensuite, le délestage de charges à 49 Hz. Donc, on voit bien un effet non acceptable sur le comportement du réseau de transport. Dans ce cas ci, la reprise des productions décentralisées affectées par le seuil de 49.5 Hz serait envisageable mais la charge n'est pas récupérée de façon instantanée, une reprise manuelle pourrait être inévitable et donc une détérioration de la qualité de l'énergie fournie aux clients.

Perte de génération centralisée : la perte de la production centralisée en-dessous de la réserve primaire est un des problèmes imprévisibles et de faible probabilité. Dans ce cas, les déviations de la fréquence du poids spécifique des centrales impliquées. La perte des centrales implique une perte de la réserve primaire du système et, en conséquence, un affaiblissement de la robustesse du système. D'un point de vue local, les profils des tensions et échanges de puissance réactive sont maintenus par le reste des unités de production. Dans le cas d'étude, la fréquence ne souffre pas une grande déviation et même les seuils de 0,85 pu ne sont

pas atteints, mais par contre les profils de tensions du réseau de distribution pourraient tomber en deçà des 19 kV réglementaires.

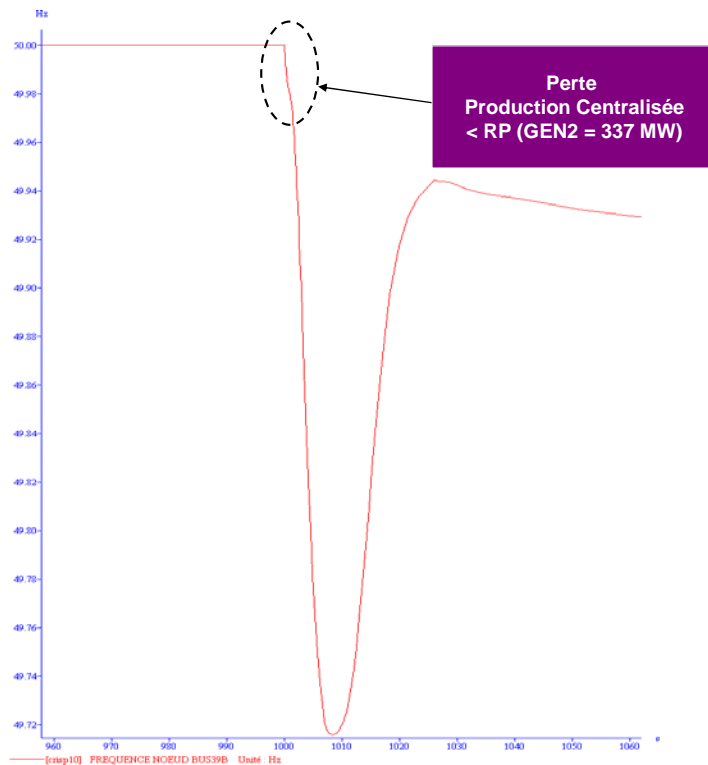


Figure. 3.24.- Réponse dynamique du cas d'étude (avec 11,3% de production décentralisée) face à une perte de génération décentralisée inférieure à la réserve primaire

Dans le cas où la perte de production centralisée est supérieure à la réserve primaire (figure 3.25), comme par exemple la perte des groupes nucléaires GEN2 et GEN3 (887 MW), la production décentralisée est découplée par le seuil de 49,5 Hz et le délestage de 49 Hz est actionné. Le réseau arrive à un profil de tension acceptable mais les capacités pour la gestion des énergies réactives sont fortement réduites sur les niveaux du transport et de la distribution.

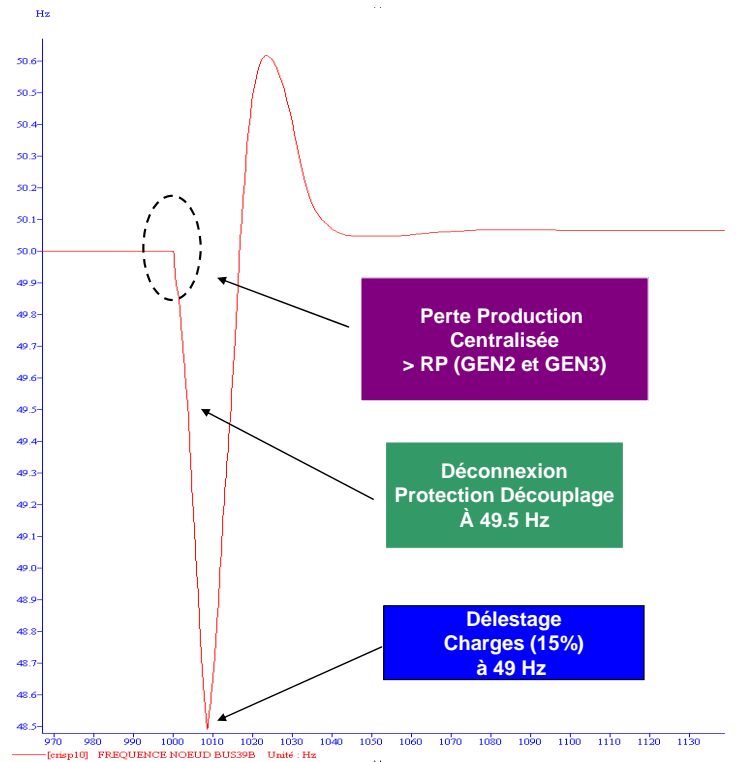


Figure. 3.25.- Réponse dynamique du cas d'étude (avec 11,3 % de production décentralisée) face à une perte de génération centralisée supérieure à la réserve primaire

2. Si on se place dans le scénario *d'absence de problèmes de découplage de la production décentralisée*, il reste néanmoins des contraintes techniques limitant l'insertion de production décentralisée : d'un côté la faisabilité d'un bon plan de tension et une bonne stratégie de conduite en temps réel et en prévisionnel. On a pu constater des problèmes de stabilité au-delà de 60% de taux d'insertion dans notre cas d'étude. D'un autre côté, la capacité du système à surpasser la perte d'une part importante de la production décentralisée par événements climatiques (vent trop violent, tempêtes, entre autres). En supposant que les protections de découplage de la production décentralisée auraient un comportement équivalent à celles de la production centralisée, la quantité maximale de production décentralisée se placerait autour du 50% de la production totale pour notre cas d'étude. Au-delà de ces taux, des problèmes de stabilité de tension et fréquence peuvent apparaître à cause de la fermeture de certains groupes centralisés.

Evènements	Système sauvé par	Réserve Primaire PR (MW)	Délestage de charges, IL=LS [49Hz] (MW)	Indice FD_1 (pour ALEA = Evénement)
Perte de GED 10% (= 600 MW)	PR	731 MW	928.35 MW	2.76
Perte GED = PR	PR + LS (49 Hz)	731 MW	928.35 MW	2.37
Perte de GED 20% (= 1200 MW)	PR + LS (49 Hz)	731 MW	928.35 MW	1.38
Perte de GED 30% (= 1800 MW)	PR +LS (49Hz) + LS(48.5Hz)	731 MW	928.35 MW	0.92
Perte de GED 40% (= 2400 MW)	PR + LS (49 Hz) +LS (48.5Hz)	731 MW	928.35 MW	0.69
Perte de GED 50% (= 3000 MW)	PR + LS (49 Hz) + LS (48.5Hz) + LS (48 Hz)	731 MW	928.35 MW	0.55

Figure. 3.26.- Résultats de simulation avec 50% d'insertion de la production décentralisée sans problèmes de protection de découplage

La limite dans ce cas est la robustesse du système, le système devrait être capable de pouvoir établir une répartition des réserves entre les unités de production dispatchées et supporter la perte d'une grande partie des productions décentralisées (erreurs dans les prévisions météorologiques, déconnexion des éoliennes par des fortes rafales de vent, tempêtes, entre autres). Le taux approprié d'intégration de production décentralisée se placerait pour des valeurs de FD_1 proches à 1. Ainsi, les systèmes ne donneraient pas suite aux délestages importants de charge lors de

la perte de production décentralisée. Dans le cas d'étude simulé, le taux approprié de GED serait de **30% de la production totale.**

3.4.- Conclusions

La production décentralisée a impacté les réseaux électriques ces dernières années jusqu'à un point tel que la robustesse du système global a dû être réétudiée pour prendre en considération des nouveaux états d'un système interconnecté qui peut se fragiliser si des nouveaux indices et critères ne sont pas prévus dans la planification journalière. Ainsi les indices de robustesse ici présentés se proposent comme des éléments d'analyse et d'alerte en cas de situations peu robustes. Ces indices prennent en compte des comportements statiques et dynamiques car la perte du système survient suite à la combinaison des incidences.

Ces indices de robustesse sont des paramètres qui simplifient les variables à prendre en compte sur une étude globale du système : génération, distribution et transport. Néanmoins, cette simplification n'est pas facile à cause de la diversité des phénomènes et mécanismes possibles dans le fonctionnement du système. Les seuils des indices mis en place peuvent être revus dans le cas d'étude pris en compte comme résultat des retours d'expérience ou études approfondies des particularités et spécificités des cas.

Le cas d'étude où les indices de robustesse ont été évalués, a pu mettre en exergue le fait que les systèmes peuvent affronter certains risques lorsqu'une grande partie de la production est déconnectée. En effet, des états avec possibilité d'une grande déviation de fréquence sont néfastes pour la vie du système: notamment les effets de la protection de découplage qui constituent des limitations claires et nettes à l'insertion des énergies dispersées. D'autre part, la réserve primaire se place comme un chiffre clé au-delà duquel les moyens de secours du système devraient opérer pour sauver le système des événements probables comme un simple court-circuit sur le système de transport.

De manière générale, des changements dans la régulation de l'énergie sont envisageables dans l'avenir tels la participation des énergies dispersées au réglage de la fréquence (voir chapitre 5), l'achat des droits de réserves primaires sur les générateurs centralisés ou la modification des seuils des protections de découplage. Dans de nouveaux cas de figure, les taux limites de production décentralisée seraient également le résultat des analyses de faisabilités d'un état robuste du système dans les termes où la robustesse a été définie : comportements statique et dynamique dont les évolutions de tension et de fréquence. Un critère pour fixer le taux maximal de production décentralisée est proposé. Ainsi, le taux limite de production décentralisée dépend des scénarii d'étude et des conséquences non acceptées par l'opérateur : niveau de délestages admis en cas de perturbation.

L'apport majeur des travaux menés est justement la définition du concept de robustesse (différent de la fiabilité ou la sécurité), l'originalité de la compilation des indices rebouclant les mécanismes de black-out et la proposition d'une méthodologie d'étude de la robustesse des systèmes à n'importe quelle échelle.

Chapitre 4 : Production Décentralisée contre les incidents majeurs : îlotages intentionnels

« Quand rien ne va, il ne faut pas oublier d'où on vient et où on va, même quand on ne comprend pas le chemin parcouru »

4.1.- Introduction

Les îlotages intentionnels sont une des mesures que les opérateurs pourraient utiliser pour empêcher les pannes d'énergies généralisées. Ces types de points de fonctionnement ne sont que des états intermédiaires et transitoires entre des situations prédéfinies du système interconnecté : l'état, **Urgence**, où le système est en situation très critique et l'état, **Reprise Générale**, où le système est en phase de reconstitution ou récupération de l'interconnexion totale suite à un black-out total ou bien à des îlotages intentionnels (voir figure 4.1). Les états d'urgence correspondent bien à des situations extrêmement critiques dans lesquelles, les opérateurs des systèmes ont seulement la possibilité d'entreprendre des actions héroïques juste avant la perte totale du système ou état **In Extremis**.

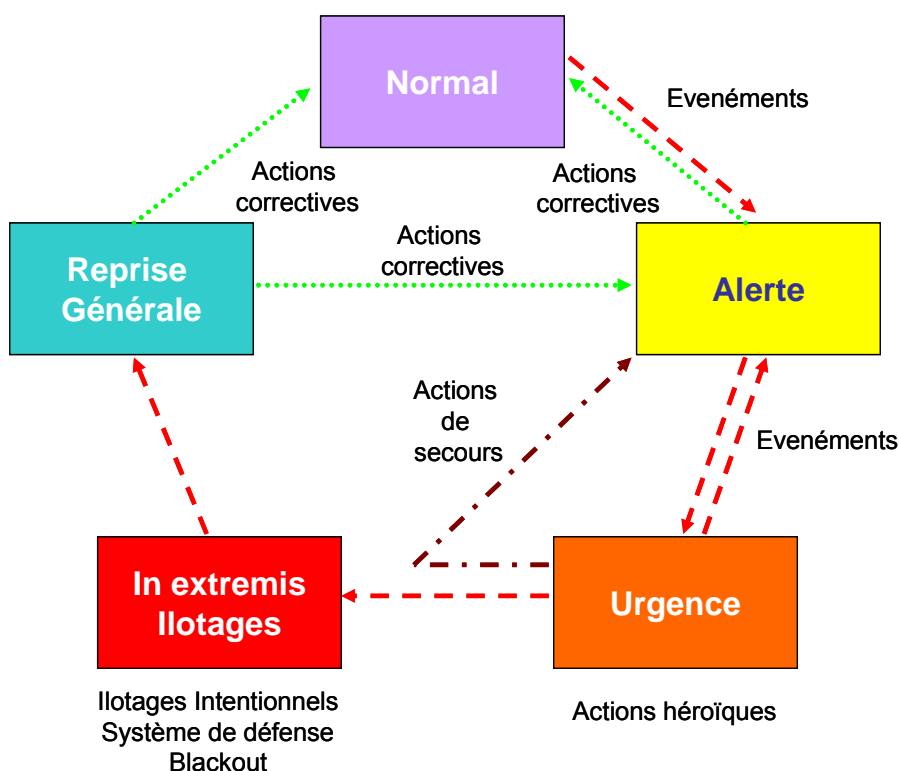


Figure. 4.1.- Etats du système électrique avec la possibilité des îlotages intentionnels

L'opérateur du système électrique se doit d'assurer la continuité du service sous certaines conditions de qualité du service *ad minima*: niveaux de tension, niveaux de fréquence, taux d'harmoniques, équilibre et stabilité face aux perturbations prévisibles tout en étant sur un état très dégradé de fonctionnement. Si ces contraintes minimales ne peuvent pas être garanties par l'opérateur, les îlotages intentionnels n'auraient plus de sens car le système serait alors difficilement gérable et de ce fait les clients connectés aux différents points de fonctionnement le seraient sans garantie de qualité. Il faut donc que l'opérateur du système prenne en compte certaines conditions et contraintes à imposer lesquelles sont basées sur des critères de faisabilité et de robustesse.

Ce chapitre propose à cet effet une méthode d'étude de la faisabilité des îlotages intentionnels qui est basée sur la vérification des indices de robustesses pour l'îlotage et des critères techniques à imposer aux îlots avant formation. Ces indices et critères seront évalués pour des cas d'études, dont le cas d'étude IDEA_CRISP_39bus.

4.2.- Ilotage du système électrique

La faisabilité des îlotages intentionnels passe par la possibilité de créer différents sous-systèmes au sein des systèmes interconnectés et systèmes nationaux et ce, de façon à ce que cette méthode de division du système en îlots fasse partie du plan national de défense contre la propagation des pannes généralisées ou incidents majeurs.

L'idée principale est la détection d'un fonctionnement anormal dans le système interconnecté à travers des mesures de tension et/ou fréquence du système qui permettrait de décider d'isoler un pays en îles autosuffisantes et garantir la continuité du service des clients et éviter le zéro total de tension et d'énergie fournie.

Cette méthodologie est quelque part incluse dans l'actuel plan national de défense français. Les mesures d'une perte de synchronisme des centrales pourraient amener à la division du réseau français en zones autonomes les unes des autres. La formation des zones dépend de l'unité ou des unités de production qui présentent la perte de synchronisme [TI-01]. Néanmoins, l'îlotage intentionnel serait la dernière action à choisir par les opérateurs afin de sauvegarder une partie du système. Il faut tenir compte aussi du fait que l'îlotage intentionnel empêche la solidarité traditionnelle du système interconnecté au niveau du contrôle de la fréquence et de la tension et donc, les nouveaux sous-systèmes sont en termes généraux moins robustes et sûrs du fait de la topologie radiale de la distribution ; le critère (n-1) est difficilement tenu et respecté et en définitif, les aléas que les sous-systèmes peuvent surpasser sont moins sévères que dans le cas d'un système interconnecté. Donc, cette action est vraiment la dernière décision avant l'écroulement du système électrique.

Quelques recherches de l'**EPRI** ont proposées un critère pour la faisabilité de l'îlotage basé sur des groupes cohérents de générateurs et d'équilibres de production - consommation. Les zones autonomes sont commandées par des relais prenant en compte des informations locales et élaborant la décision de déconnexion par rapport aux analyses de contingences. Dans le cas de graves déséquilibres, une stratégie de délestage devrait être mise en place. Cette stratégie tient compte de la variation de la fréquence (événements mineurs) et de la variation de la dérivée de la fréquence (événements sévères). La classification de la gravité des événements est obtenue à partir des analyses de la dérivée de la fréquence au début des perturbations. Ainsi le délestage à appliquer est plus petit si l'incidence est plus légère et donc, un nombre plus important de charges pourrait continuer à être connecté au réseau. De la même façon, si l'incidence est plus sévère, le délestage de charges serait plus important et plus rapide [HAI-03].

Dans notre étude, on proposera des critères de formation (*conditions nécessaires*) pour établir les îlotages sur deux points de vue:

- **Les conditions du réseau qui seraient significatives des états très critiques ou d'urgence ;**
- **Les conditions à imposer aux sous-systèmes pour assurer un bon fonctionnement en zones : indices de robustesse pour les îlotages intentionnels ;**

4.2.1.- Description des phases de constitution des zones

Les phases impliquées dans les îlotages intentionnels peuvent être décrites dès la formation des zones jusqu'à la reconnexion avec le système principal. Trois phases sont clairement identifiées :

- **Phase 1** : Détection des conditions réseau donnant lieu à la possibilité de formation des îles ;
- **Phase 2** : Evaluation des conditions de robustesse minimales pour un îlotage intentionnel maintenu ;
- **Phase 3** : Reconnexion avec le système interconnecté ;

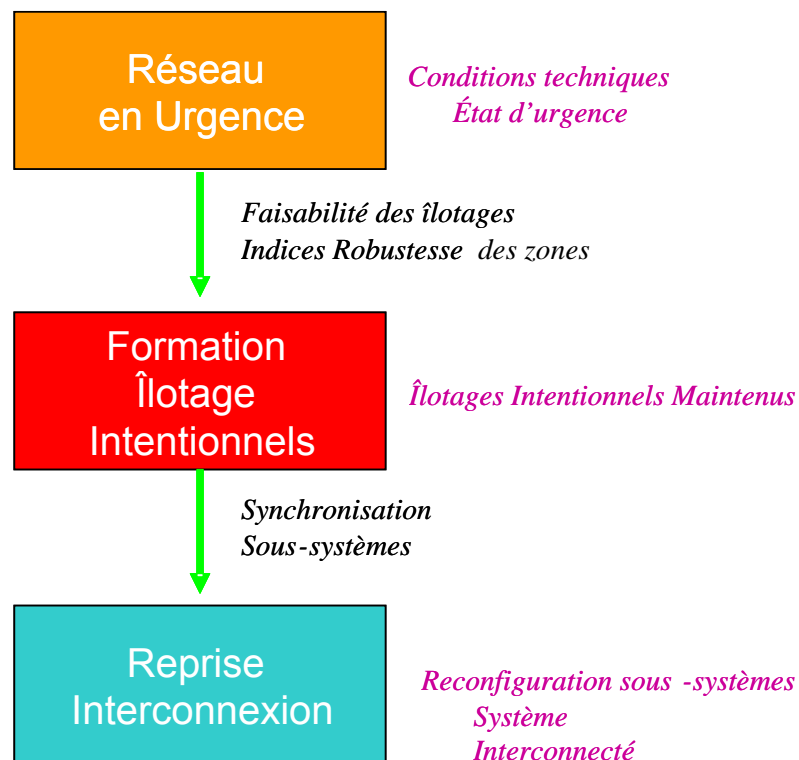


Figure. 4.2.- Phases pour la formation des îlotages intentionnels

La **phase 1** ou formation des zones. Elle est décidée aux postes sources par l'opérateur du système de distribution si certaines conditions techniques sont respectées telles que :

- Une mesure de tension au niveau du transformateur transport/répartition. Une tension trop basse au primaire du transformateur transport/répartition pourrait être indicative de deux choses : un court-circuit au niveau du transport ou la possibilité d'un écroulement de tension. Sur le réseau de transport, la tension nominale de fonctionnement est plafonnée à 400kV avec un niveau limite de 380 kV, sur les indices de robustesse le niveau de tension de 360 kV était déjà indicatif d'une urgence de niveau 3. Donc, au dessous de 360kV dans le réseau de transport est une valeur d'urgence et donc, de possibilité de décider les îlotages.

- Une mesure de fréquence en dessous de 48 Hz avec un temps court de validation (100-200 ms). Si la fréquence du système est suffisamment basse, l'îlotage devrait être décidé automatiquement, tenant en compte que le système est proche d'un black-out total et en ayant l'objectif de continuer le service d'une partie des clients de la distribution.
- Une dérivée de fréquence trop importante :

$$\left| \frac{df}{dt} \right| > 0,5 \text{ Hz/s} \quad (\text{Eq.26})$$

La **phase 2** ou contrôle et conduite des sous-systèmes formés. Un outil d'aide à la décision de l'opérateur, placé dans les postes sources, est nécessaire. Ces outils devraient garantir les fonctions suivantes:

- Application de la procédure d'étude pour la faisabilité des îlotages (§ figure 4.4)
- Evaluation des indices de robustesse des îles afin de décider le passage en îles
- Changement de seuils des protections pour faciliter les îlotages
- Contrôle des sous-systèmes isolés: Telecontrôle de la production décentralisée afin d'assurer les contraintes de qualité sur la tension et la fréquence ;

La **phase 3** ou synchronisation des différents îlots afin de recomposer le système total. La synchronisation est une phase clé et critique car elle requiert les mesures de tension, angle de la tension et valeur de la fréquence. Les deux zones à synchroniser ensemble devraient avoir une faible différence dans les amplitudes et les phases signalées au point d'interconnexion entre les zones :

- Différence de tension entre les deux nœuds frontaliers des zones à synchroniser : les deux sous réseaux devraient avoir une petite différence de tension, de façon générale inférieure à 0.01 pu.
- Différence de l'angle de tension : une des conditions pour la fermeture d'une ligne entre deux nœuds de sous-systèmes consiste en une petite différence dans l'angle de la tension : une différence de phase ou d'angle trop importante pourrait engendrer des oscillations de puissance et une perte du système. Normalement, les différences d'angles dans un système dépendent des niveaux de tension et ils doivent être étudiés à travers des simulations dynamiques. Par exemple. 60 degrés pour 500 kV, 40 degrés pour 230 kV ou 20 degrés pour les systèmes à 115 kV [FREI-01]
- Différence des fréquences des deux zones : les deux sous réseaux devraient avoir une petite différence de fréquence, de façon générale inférieur à 0.01 pu

4.2.2.- Procédure d'étude de la faisabilité des îlotages intentionnels

L'objectif est de caractériser la faisabilité d'îlotage intentionnel d'une portion de réseau quelconque en spécifiant les conditions requises et en fournissant les résultats essentiels présumés.

Cette procédure d'étude comporte plusieurs étapes, la succession logique de ces étapes est donnée en vue de gagner du temps d'étude et pouvoir éliminer les cas impossibles sans avoir à en refaire l'étude. Le titre de chaque étape correspond au nom de chaque bloc du schéma logique illustré par la figure 4.4 :

- **Données nécessaires aux études des réseaux.** Pour réaliser complètement une étude de faisabilité de fonctionnement en mode îloté d'un réseau électrique local, il faut collecter le document « *Données nécessaires aux études de faisabilité d'un fonctionnement en mode îloté des réseaux électriques de distribution* » [ENA-04] :
 - **Le schéma unifilaire du réseau.** La topologie des départs MT susceptible d'îlotage doit être connue à l'avance. Ceci rend nécessaire l'affinage de l'observabilité des réseaux de distribution car normalement, les gestionnaires du réseau n'ont comme données que celles relatives aux puissances consommées ou produites par les réseaux MT.
 - **Les moyens de production disponibles sur le réseau :**
 - **Informations globales**
 - Capacité totale de production disponible sur le réseau ;
 - Réserve totale primaire possible (régulation de fréquence);
 - Réserve statique sur le réseau (production [MW], temps de mise en service[h]);
 - Les limites maximale et minimale de puissance réactive produite ou consommée.
 - **Informations détaillées :**
 - *Machines synchrones* : Capacité à contrôler la tension et la fréquence (statisme de la machine, les paramètres et le schéma du régulateur de tension et fréquence, le type de système d'excitation utilisé et les limites maximales de la tension d'excitation, toutes ces données étant disponibles pour toutes les machines équipées avec des systèmes de réglage) ; Puissance active nominale ; Puissance apparente nominale ; les paramètres des machines (réactances transitoires, synchrones, sub-transitoires, constantes de temps.
 - *Machines asynchrones*
 - type ;
 - puissance disponible ;
 - gestion du réactif ;
 - paramètres machine (les réactances statoriques, mutuelles, etc)
 - entre autres.

- *Onduleurs*
 - type ;
 - puissance apparente ;
 - capacité à contrôler la tension et la fréquence

Paramètres machine
Puissance apparente (MVA)
Tension nominale (kV)
Puissance nominale de l'alternateur (MW)
Puissance nominale de la turbine (MW)
Inertie (MWs/MVA)
Résistance de l'enroulement statorique (pu)
Réactance directe (pu)
Réactance quadratique (pu)
Réactance transitoire directe (pu)
Réactance transitoire quadratique (pu)
Réactance subtransitoire directe (pu)
Réactance subtransitoire quadratique (pu)
Constante de temps transitoire directe (s)
Constante de temps subtransitoire directe (s)
Constante de temps transitoire quadratique (s)
Constante de temps subtransitoire quadratique (s)

Tableau. 4.1.- Spécifications de paramètres des machines

○ **Les données des transformateurs**

Tension nominale (primaire/ secondaire) [kV]	Puissance nominale apparente [MVA]	Pertes Cuivre [%]	Tension de court circuit [%]	Résistance		Réactance		Courant nominal (20kV) [kA]
				[ohm]	[pu]*	[ohm]	[pu]*	

Tableau. 4.2.- Spécifications de paramètres des transformateurs

○ **Les paramètres des lignes électriques**

Section et type conducteur	Sommet Départ	Sommet Arrivée	$R_{directe}$		$X_{directe}$		L [km]	$I_{admsible}$ [kA]
			[ohm/km]	[p.u]*	[ohm/km]	[p.u]*		

Tableau. 4.3.-Spécifications de paramètres des lignes

○ **Etat de charge maximal annuel**

- Total de la puissance active consommée ;
- Total de la puissance réactive consommée

Nom charge	Puissance active [MW]	Puissance réactive [MW]	Tension [kV]
------------	-----------------------	-------------------------	--------------

Tableau. 4.4.- Spécifications de paramètres des charges

- Les valeurs de la puissance active et réactive consommées par chacune des charges, et le niveau de tension de raccordement
- Décrire le type de charge en donnant les valeurs des paramètres : alpha, bêta, gamma et delta, qui permettent de décrire le comportement des charges lorsque la tension au nœud de raccordement et la fréquence dans le réseau varient. Les formules utilisées dans les études de stabilité, qui expriment la variation de la puissance active et réactive en fonction de tension et de la fréquence sont données ci-dessous:

$$P = P_0 * \left(\frac{U}{U_0}\right)^\alpha \cdot \left(\frac{f}{f_0}\right)^\gamma \tag{Eq.27}$$

$$Q = Q_0 * \left(\frac{U}{U_0}\right)^\beta \cdot \left(\frac{f}{f_0}\right)^\delta \tag{Eq.28}$$

Où :

P_0 et Q_0 – les puissances active et réactive issues après le calcul des répartitions des charges ; U_0 – la tension dans le nœud issue après le calcul des répartitions des charges ; f_0 – la fréquence de référence ; $\alpha, \beta, \gamma, \delta$ – coefficients qui expriment la dépendance des charges en fonction de la tension et de la fréquence.

- **Description des protections sur le réseau**
 - Protections découplage des machines (type, valeurs des seuils et des temporisations) ;
 - Protections des machines (type, valeurs des seuils et des temporisations) ;
 - Protections des transformateurs (type, valeurs des seuils et des temporisations) ;
 - Protections des installations des consommateurs (type, valeurs des seuils et des temporisations) ;
 - Protections réseau (type, valeurs des seuils et des temporisations) ;
 - Schéma de liaison à la terre ;
 - Seuils de délestage fréquence métrique (qui sont fixé pour le fonctionnement en interconnecté) – donner les types, les valeurs des seuils et les temporisations ;

- **Possibilité de réglage de tension et fréquence.** A partir des données du réseau présentées antérieurement, on vérifie s'il y a dans le réseau étudié au moins une machine qui dispose des régulateurs de tension et de fréquence. A cette étape, on indique si on dispose rapidement d'une réserve disponible de puissance active et de puissance réactive (avec les automatismes de réglage associés). S'il n'existe aucune possibilité de réglage de la tension (en amplitude et en fréquence), on conclut que le réseau n'admet pas une possibilité de fonctionnement en mode îloté maintenu. Par contre, si une machine peut assurer le réglage primaire de la tension et de la fréquence, on continue l'étude de faisabilité d'îlotage.

- **Définition de l'état de charge à étudier.** A partir des valeurs des charges maximales annuelles données dans la première étape, pour une charge envisagée (ex : 85% ou 100% de la charge annuelle) et étant donné les possibilités actualisées de production, on vérifie s'il y a un équilibre cohérent entre la production et la consommation d'énergie électrique. Pour obtenir cet équilibre, un ajustement peut être réalisé sur la production comme sur la consommation : par exemple, l'utilisation de moyen de production supplémentaire non programmé au préalable ou la modification de la courbe de charge (possibilité de délestage de certaines charges par exemple). Une réserve statique de puissance active est utile dans les deux sens (production et consommation) pour réagir aux variations fréquentes des puissances à l'échelle du réseau local.

- **Calcul de la répartition des charges.** Pour le cas d'étude (équilibre production et consommation au global), on fait le calcul de la répartition des charges pour déterminer la tension dans chaque noeud du réseau (module et argument), les puissances active et réactive transitant sur les lignes et dans les transformateurs, les pertes de puissance active et réactive dans le réseau. La tension dans chaque noeud doit être dans les limites admissibles (par exemple pour $U_n=20\text{kV}$, les limites admissibles sont $\pm 1 \text{ kV}$) et les courants circulant sur les lignes ne doivent pas dépasser les valeurs admissibles (valeurs maximales thermiques). Si la tension ou le courant dépassent ces limites, une nouvelle

adaptation de la charge ou de la production doit être analysée (approche statique, modification de consigne de production ou délestage éventuel de charge).

- **Vérification du système de protection.** Le fonctionnement en îlotage d'un réseau local demande la participation des producteurs décentralisés pour couper les défauts. Compte-tenu de l'évolution des caractéristiques électriques du réseau, un système de protection supplémentaire flexible et la présence d'une intelligence capable de mettre à jour les valeurs des seuils des protections pour différentes configurations du réseau s'avèrent nécessaire. Cette étape consiste à évaluer les performances du système de protection existant avec les conditions requises en mode îloté. Une solution possible d'adaptation des protections peut reposer sur des bases de données (diverses configurations prévues initialement) et l'identification de la situation en temps réel pour mettre à jour le système de protection adéquat).
- **Le système de protection spécifique pour le fonctionnement en îlotage.** La protection classique de départ ne convient pas pour protéger le réseau public. Compte-tenu de la distribution des moyens de production, un nouveau système doit coordonner rapidement les ouvertures et fermetures des disjoncteurs de sorties de ces moyens de production. Les zones pouvant être maintenues îlotées, dans l'avenir elles seront dotées d'une protection de découplage spécifique, éventuellement variable en fonction des conditions de fonctionnement, par exemple avec un retour aux paramètres actuels de protection lorsque la zone est reconnectée au réseau total. Des interrupteurs sont généralement présents sur les départs HTA, permettant l'isolation lors de travaux de maintenance ou en présence d'un court-circuit permanent détecté et localisé. Ces interrupteurs peuvent être à commande manuelle ou télécommandés. Une illustration est fournie sur la figure 4.3. Pour un défaut dans le point A, les protections situées dans les point B, C et D détectent le défaut et la protection la plus rapide sera le fusible situé dans le point B (fusible localisé dans le tableau de répartition BT, dans le poste MT/BT). Les autres disjoncteurs sont temporisés à l'ouverture et sont réglés pour un seuil de courant MT plus élevé (sélectivité par seuil et par temporisation. Un défaut situé dans le point E, sera détecté par les protections de départ et le disjoncteur de départ (le point D, sur la figure ci dessous) sera l'organe de coupure du courant de défaut. Le fonctionnement en îlotage maintenu demande le changement du plan de protections. Les interrupteurs de réseaux n'ont pas le pouvoir de coupure. Ainsi pour une cellule MT, la protection du réseau public MT requiert une participation collective des producteurs décentralisés afin de couper le défaut. Deux solutions principales sont abordées dans cette étude d'îlotage maintenu. Une solution économique reposant sur le système existant à ce jour : le distributeur accepte une coupure du réseau îloté dès apparition d'un défaut permanent sur le réseau HTA. Une deuxième solution plus riche (à la fois sur le plan de sélectivité et coût du système) consiste à insérer divers disjoncteurs dans le réseau HTA dans le but de tronçonner convenablement lors de l'apparition d'un défaut HTA.

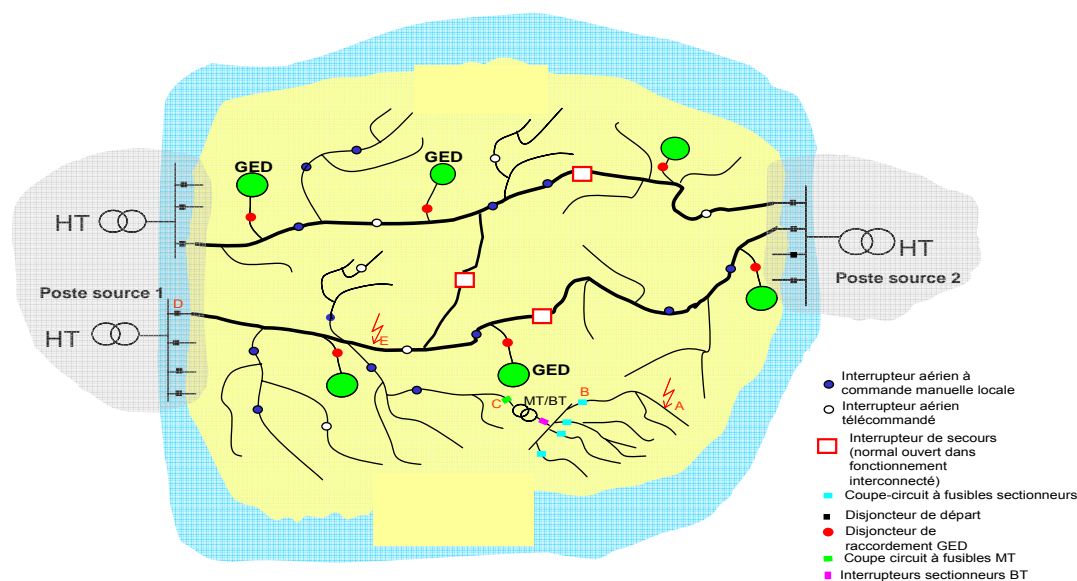


Figure. 4.3.- Appareillage de coupure et interrupteurs sur les réseau de distribution

Les problèmes posés par l'îlotage concerne donc la sélectivité entre les diverses protections possibles, la contribution effective des divers moyens de production au courant du défaut, le régime de liaison à la terre du neutre au niveau des cellules (normalement le régime du neutre est imposé au sein du poste source par un raccordement adéquat du neutre du transformateur HT/MT à la prise de terre du poste source), l'adaptation du plan de protection pour diverses configurations et tailles du réseau (système d'information de la cellule performant requis), la prise en compte au moment de la planification du réseau du plan de protection et des phases de reconstitution progressive au sein de la cellule (suite à un black-out par exemple), compte tenu de la valeur limitée de la réserve primaire de chaque producteur et de ses capacités de démarrage en autonomie (black-start).

- **L'étude de la stabilité aux petits signaux.**
- **Liste des évènements catastrophiques.** Pour le cas d'étude avec possibilité de fonctionnement en mode îloté au point de vue statique et au point de vue des protections, on analyse le problème comme suit : on établit une liste des évènements cohérents avec le réseau étudié (ex. : pertes des lignes, des transformateurs, de charges, courts-circuits sur les lignes, dans les nœuds, variations des charges, etc.) pour analyser la réponse du réseau à ces évènements. Cette liste est réalisée à partir des données présentées dans la première étape d'étude. Chaque évènement doit être vérifié pour voir s'il constitue un évènement clairement catastrophique pouvant conduire à l'arrêt du fonctionnement du réseau.

- **Recherche des situations critiques.** Pour les événements considérés comme non catastrophiques pour le fonctionnement du réseau, on garde principalement les événements jugés critiques. Pour chacun de ces événements, des simulations sont lancées afin de vérifier l'état de criticité sur le plan dynamique. Ainsi, la liste des événements critiques et leurs caractéristiques sont susceptibles d'être modifiées en fonction de ces simulations. Cette étape est donc bouclée avec l'étude de la stabilité transitoire (étape suivante).
- **L'étude de la stabilité transitoire.** Pour étudier l'impact de chaque événement retenu, on vérifie si le système retrouve un point d'équilibre acceptable après la perturbation. Plus précisément, on vérifie si les machines gardent le synchronisme entre elles et si la tension en chaque nœud du réseau reste dans les limites acceptables. Dans le cas d'une seule machine sur l'îlot, une limite de fréquence acceptable est définie ($49 < f < 51$ Hz). Si on trouve une situation d'instabilité aux grands signaux, l'événement analysé s'ajoute à la liste des événements catastrophiques. Il convient alors d'étudier un autre événement moins critique et de reprendre les simulations et l'analyse. Lorsque qu'il n'y a pas (ou plus) de problème en ce qui concerne la stabilité transitoire, l'étude continue.
- **Déclenchements intempestifs des protections de découplage.** Lorsqu'un événement se produit, les grandeurs du réseau (tension, fréquence, courants, etc.) ont des variations parfois importantes. Même si les grandeurs envisagées reviennent à la valeur initiale normale, pendant la variation due à l'événement considéré, elles peuvent dépasser certains seuils et temporisations des protections de découplage, provoquant ainsi le découplage de certains producteurs. Cette approche dans cette étape est amenée à évoluer dans l'avenir en fonction des spécifications futures des protections de découplage. La notion de déclenchement intempestif signifie que sans l'action de la protection, le système serait revenu à un état de fonctionnement normal pour toutes ses composantes. Nous supposons que la protection fonctionne correctement compte tenu des caractéristiques qui lui sont imposées (seuils et temporisations).
- **Analyse du déclenchement intempestif.** Compte tenu de la taille relative des producteurs par rapport à la taille du réseau étudié, il est important de vérifier les conséquences de ces éventuels déclenchements par simulation. A l'image de la boucle réalisée avec l'instabilité aux grands signaux, une approche analogue est faite pour tenir compte de ces protections dans la liste des événements catastrophiques.
- **Ilotage non remis en cause par cet événement.** Pour le cas où un événement ne conduit pas au déclenchement d'un élément du réseau, ou quand il conduit à un déclenchement non dangereux pour le fonctionnement normal du réseau, on conclut que le réseau îloté peut faire face à cet événement.
- **Synthèse des résultats pour l'îlot donné.**

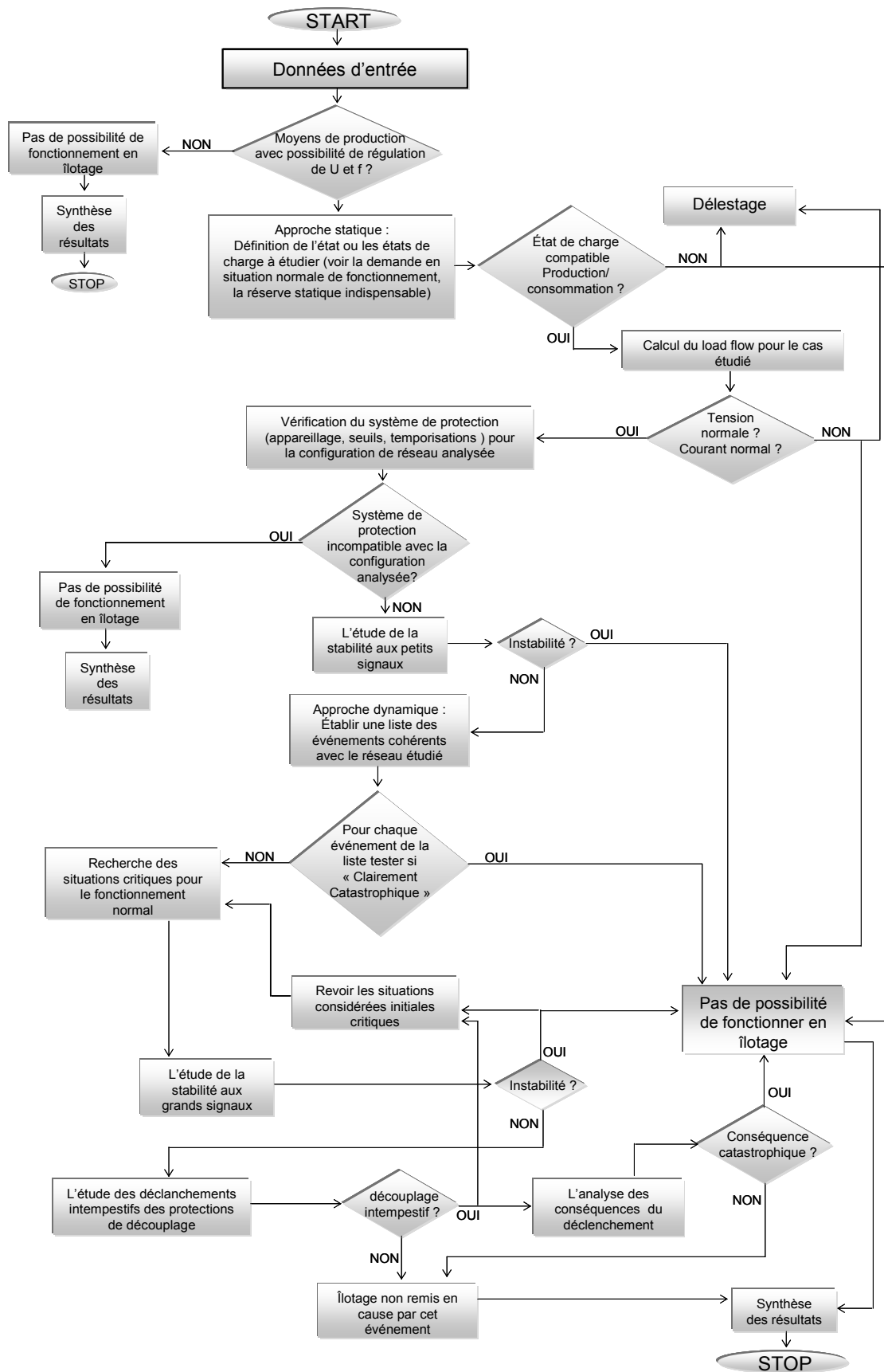


Figure. 4.4.- Schéma logique de la procédure d'étude de la faisabilité du fonctionnement en îlotage d'un réseau électrique de distribution [ENA-04]

4.2.3.- Limites d'insertion de l'énergie intermittente dans les îlotages intentionnels : variation des indices de robustesse pour les îlotages

Le schéma d'étude de la faisabilité de l'îlotage intentionnel reboucle bien les indices de robustesse qui ont été présentés dans le chapitre précédent (§ chapitre 3) sous forme d'organigramme. Néanmoins, l'événement de perte d'une partie de la production intermittente a une influence plus importante à l'échelle des îlots de distribution à cause de la distribution plus uniforme du vent dans les départs du réseau de distribution (proximité géographique).

Donc, l'insertion de production intermittente devrait être limitée de façon à ce que l'indice FD₂ (voir équation 29) prenne une valeur proche de 1 et de cette façon, la perte de l'énergie intermittente (en particulier d'origine éolienne) ne provoque pas une perte du système. Sur la base de l'indice FD₁, on a construit l'indice FD₂ car les conditions du réseau ne permettent plus, de façon générale, le raccordement des sources d'énergie avec protection de découplage très sensibles en tension et fréquence. Ce type de production décentralisée ne pourra pas être comptabilisé comme participante à l'équilibre production-consommation dans les îlots. Il ne faut pas oublier que les plages de variations de la fréquence pendant les phases d'îlotages vont plus loin que celles propres au fonctionnement interconnecté et de façon générale l'intervalle [47,5 Hz, 51 Hz] doit être retenu. Ces productions décentralisées très sensibles donneraient suite aux événements de raccordement et de déconnexion lors des déviations de tension et fréquence. Par contre, elles pourraient être utilisées comme des réserves si les tensions et les fréquences sont contrôlées dans une plage de variation nominale avec le risque, naturellement, d'effet domino et de découplage en cas d'alea (§ FD₁).

De cette façon, l'indice FD₂ compare la quantité de production décentralisée de nature intermittente, DG_x (MW) intégrée dans le système par rapport aux actions immédiates qui sont en place en cas d'alea : PR est la quantité de réserve primaire (en MW), IL, la quantité de charge interruptible qui est prévue au dessus de 47,5 Hz (en MW) et ALEA est une variation de puissance active (MW) provoquée par un événement.

$$(FD_2) = \frac{[(PR) + (IL)]}{[(DG_x) + (ALEA)]} \quad (Eq.29)$$

Un taux trop élevé d'énergie intermittente qui puisse être perdue par variation météorologique serait catastrophique pour l'îlot si celui ci ne dispose pas de réserves nécessaires pour faire face à une conduite optimale du sous-système.

Pertes actives	0.01 MW
Pertes réactives	-0.14MVar
Charge active	4.2 MW
Charge réactive	1.44 MVar
Puissance Apparente	4.44 MVA
Energie réglante primaire	2.1 MW/Hz
Courant équivalent (U=20 kV)	128.17 [A]

Tableau. 4.5 .- Résultats du load flow

Les valeurs des tensions dans les nœuds et les courants sur les lignes sont données sur la figure 4.6.

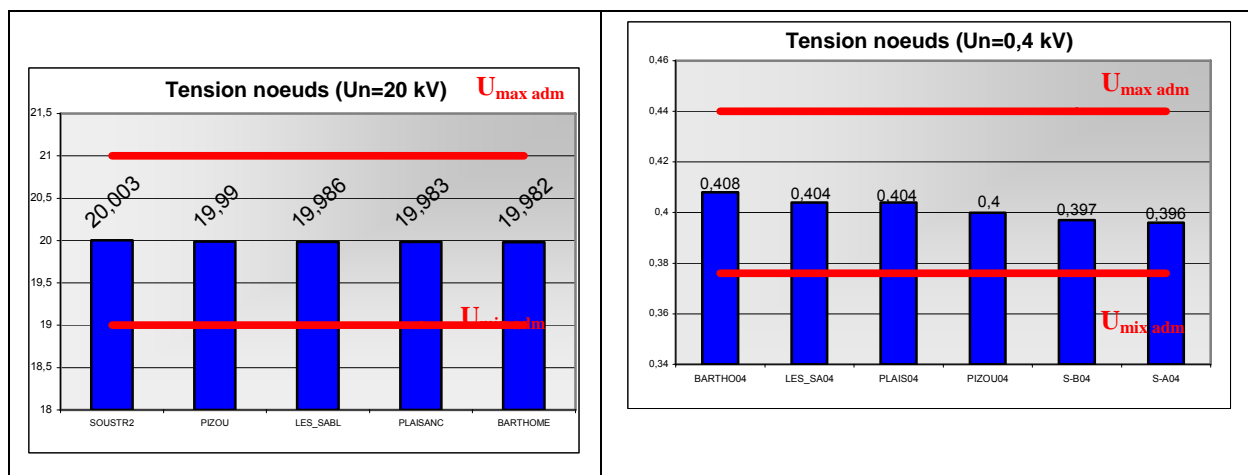


Figure. 4.6.- Les tensions dans les nœuds déterminés par le calcul de load flow

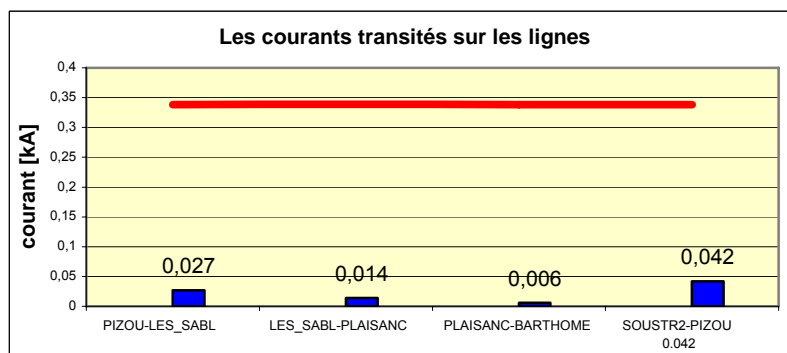


Figure. 4.7 .- Les courants sur les lignes

Pour l'état de charge et de production considéré, le calcul de répartition des charges montre que les courants sur le réseau restent dans les limites admissibles ainsi que les tensions aux divers points. Du point de vue statique, le réseau peut fonctionner en îlotage.

- **Calcul des courants de court-circuit (étape 5).** On calcule les courants de court-circuit pour les situations de fonctionnement : interconnecté avec le reste du réseau et îloté. On considère deux courts-circuits K_1 et K_2 (§ figure 4.5).

- **Fonctionnement interconnecté (Dd fermé):** Dans le calcul du courant de court-circuit on considère que la contribution de la source GED au courant est négligeable par rapport à la contribution du réseau situé en amont (ligne rouge sur la figure 4.5) :

Paramètres calculés	CC en K1	CC en K2
$I_{cc}(kA)$	2.64	13.05

Tableau. 4.6.- Calcul des courants de court-circuit, Dd fermé

- **Fonctionnement îloté (Dd ouvert) :** en situation de fonctionnement en îlotage, la machine va débiter dans la situation d'un court-circuit un courant $I_{cc} = 3 \cdot I_n$. Dans ce cas, le calcul du courant de court-circuit en K1 et en K2 est montré dans le tableau suivant :

Paramètres calculés	CC en K1	CC en K2
$I_{cc}(kA)$	0.5	9.27

Tableau. 4.7.- Calcul des courants de court-circuit, Dd ouvert

Cet exemple de calcul montre la nécessité du changement du plan de protection au niveau du réseau isolé. La valeur du courant de court-circuit triphasé franc niveau MT (réseau interconnecté) est cinq fois plus grande que la valeur du courant de court-circuit dans le même point mais dans le cas du réseau isolé. Pour un court-circuit au niveau du réseau BT le courant de court-circuit est 1.4 fois plus grand que le courant pour la situation de fonctionnement isolé du réseau. Ce résultat montre aussi la nécessité d'un changement du plan de protection, pour certains cas, au niveau du réseau BT. La présence de plusieurs sources dans le réseau peut conduire à une impédance de court-circuit au niveau BT de valeur approximative égale à celle calculée dans la situation du fonctionnement interconnecté. Comme on a déjà montré dans le chapitre précédent, l'une des tâches de l'intelligence de la zone est de changer convenablement les seuils des diverses protections dans le réseau en fonction de l'évolution du mode de fonctionnement ou de la configuration du réseau îloté.

- **L'étude de la stabilité aux petits signaux (étape 6).** A l'aide du logiciel Eurostag, on a simulé une petite perturbation (augmentation de charge de 5 %--0.0058 MW -- dans le nœud *Bartho04* MW) et on a calculé les valeurs propres du système, les résultats sont donnés dans l'annexe D. Après le calcul des valeurs propres, on conclut qu'il y a stabilité aux petits signaux, toutes les valeurs propres ont la partie réelle négative. La valeur nulle pour l'une des valeurs propres calculées n'est pas déterminante.

Les valeurs propres		
Nr	La partie réelle	La partie imaginaire
1	-189.396	0
2	-34.109	0
3	-22.072	0
4	-13.887	0
5	-10.309	0
6	-3.191	4.1738
7	-3.191	-4.1738
8	-1	0
9	-0.82225	0
10	-0.64508	-0.98547
11	-0.64508	0.98547
12	0	0

Tableau. 4.8.- Les valeurs propres calculées avec Eurostag (Cas 1 d'application)

- **Approche dynamique (étape 7).** On continue l'étude du notre réseau avec une analyse dynamique. A partir des données du réseau présentées, une liste des événements cohérents avec le réseau considéré peut être dressée :
 - La perte de la seule source sur le réseau ;
 - La perte d'un transformateur du réseau ($T_1 \dots T_7$) ;
 - La perte d'une ligne du réseau ($L_1 \dots L_4$);
 - Court-circuit triphasé niveau MT ;
 - Court-circuit triphasé niveau BT ;
 - La perte d'un consommateur ;
 - Variations de charge dans le réseau ;

Pour les protections du réseau et pour la topologie du réseau considéré, on peut évaluer les événements clairement catastrophiques. Ces événements correspondent à la perte de la machine, perte du transformateur associé, perte de la portion de ligne *Soustr2-Pizou*, court-circuit sur la MT quelque soit le point, variation de charge supérieure à 1,41 MW dans le nœud le plus éloigné de source.

Les courts-circuits MT sont catastrophiques dans notre cas, car les protections machines du seul producteur présent sur le réseau vont se déclencher.

Parmi les événements non catastrophiques, les situations critiques pour le fonctionnement du réseau sont recherchées. Compte-tenu de la dynamique du réglage de fréquence et des types des charges (variables avec la tension et la fréquence), une augmentation de 33 % de la charge totale (1,4 MW) dans le nœud *Bartho04* est critique et il s'agit du nœud le plus éloigné.

- **L'étude dynamique pour les événements non catastrophiques (étape 8).** Pour les situations critiques identifiées, une étude dynamique (y compris l'étude de stabilité aux grands signaux, l'étude des déclenchements intempestifs des protections de découplage, etc) est faite avec le logiciel Eurostag.

- Court-circuit triphasé dans le nœud S-A04 (BT) éliminé en 200 ms, par les protections présentes dans l'installation concernée.

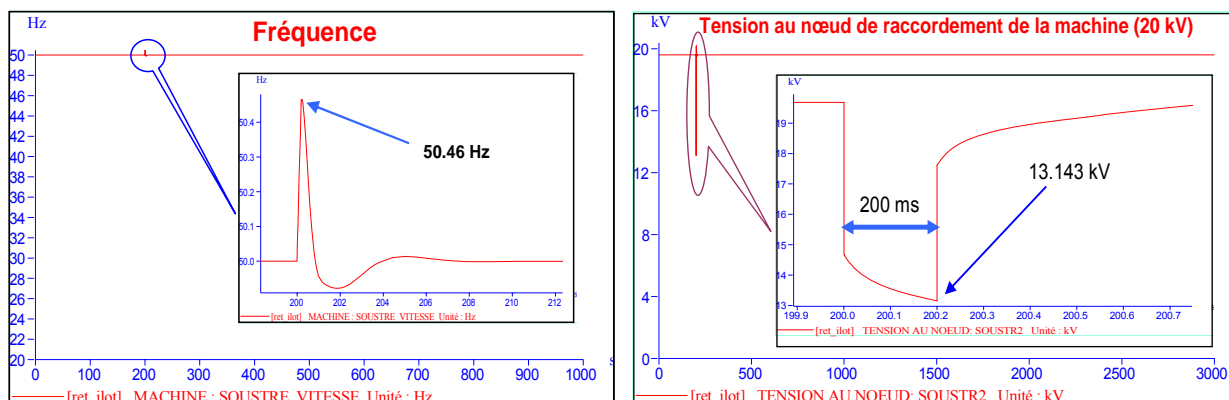


Figure. 4.8.- La variation de la fréquence respective de la tension dans le nœud de raccordement de la machine lorsqu'il y a un court-circuit dans les installations des consommateurs

L'analyse dynamique montre donc que, pour un court-circuit dans les installations des consommateurs (en BT), les protections associées déclenchant en 200 ms, le système arrive à trouver un nouveau point d'équilibre (la tension et la fréquence reviennent à des valeurs acceptables). Pour tous les courts-circuits en BT, les résultats obtenus sont similaires, le réseau continuant à fonctionner dans des conditions acceptables.

- **Augmentation de la charge active** Avec le logiciel Eurostag, on simule, à partir du régime permanent décrit précédemment, une variation de charge de 33% de la charge initiale (1,4 MW). Pour considérer le cas le plus critique, on simule cette variation de charge dans le nœud le plus éloigné de source (le nœud *Bartho04*), ainsi apparaissent les chutes de tension les plus importantes en régime de charge. La fréquence diminue conformément au statisme du réseau pour la variation de charge donnée (compte tenu de la diminution de la charge en chaque nœud résultant des diminutions de tension et fréquence)

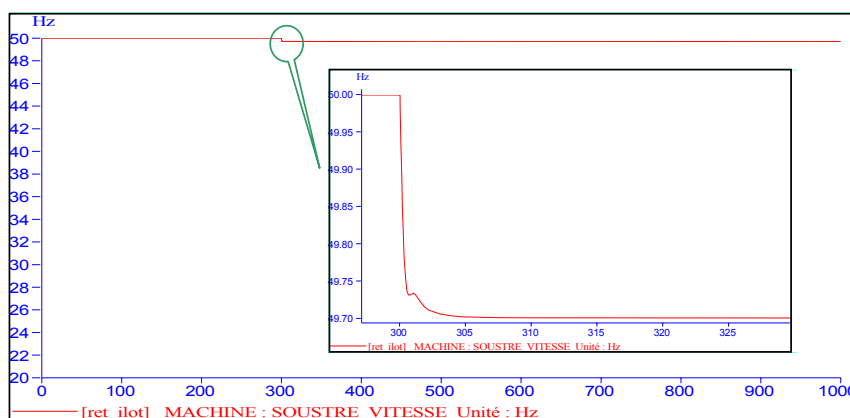


Figure. 4.9.- La variation de la fréquence correspondante à une variation de charge active sur le réseau

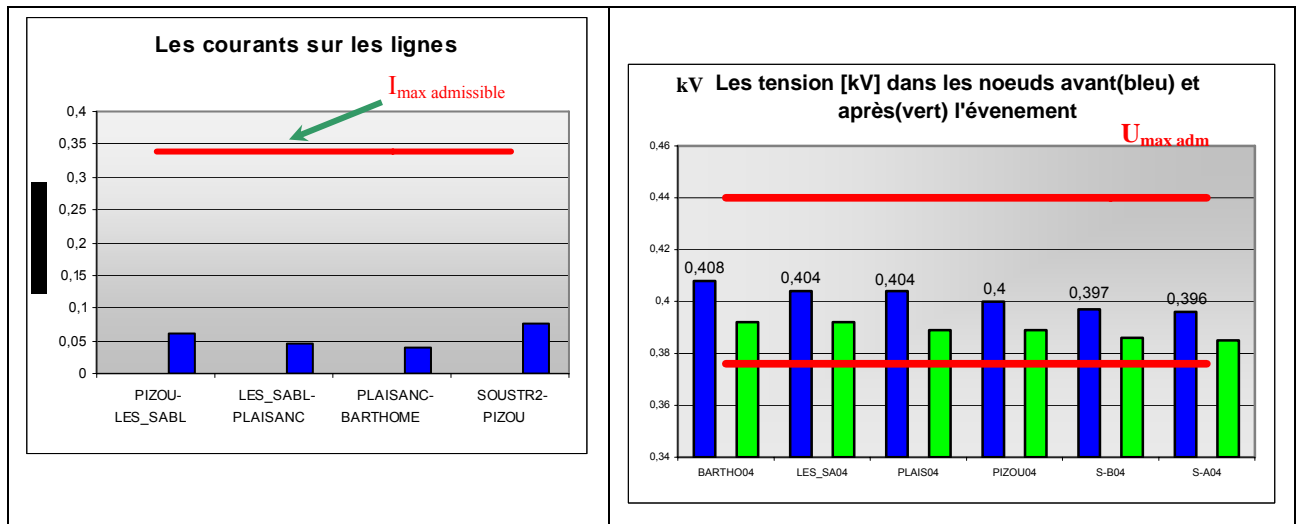


Figure. 4.10.- Les courants sur les lignes et les tensions dans les nœuds, pour une variation de la charge active sur le réseau

Sur les figures 4.9 et 4.10, on peut constater que, pour une variation de charge de 33% de la charge totale, le réseau trouve un nouveau point de fonctionnement (il n’y a pas de problème de stabilité aux grands signaux), les courants sur les lignes et les tensions ne dépassent pas les limites admissibles.

- **La perte du tronçon de ligne Pizou-Les Sables.** Parmi les événements cohérents avec notre réseau, un autre événement considéré comme critique est la perte de la ligne *Pizou - Les Sable*. La perte de cette ligne apporte une perte de 21% de la charge totale (70% de la réserve primaire). On peut observer sur la figure 4.11 que le système trouve un nouveau point d’équilibre acceptable, après l’événement considéré, la tension et la fréquence restent entre les limites acceptables.

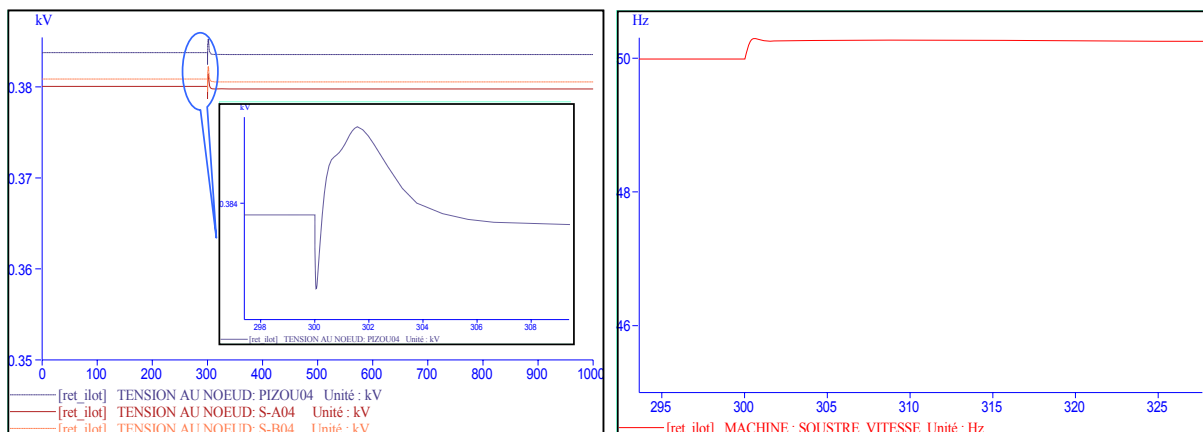


Figure. 4.11.- La variation de la tension dans les nœuds consommateurs et de la fréquence correspondante à la perte du tronçon de ligne *Pizou-Les Sables*

- **Caractérisation du réseau îloté (étape 13).** La capacité de production (7,6MVA) au niveau du réseau est supérieure à la demande ($S_{\text{charge}} = 4,19 + j 1,58 \text{ MVA}$), une augmentation de la charge plus petite que la réserve primaire pouvant être couverte par la source dans des conditions acceptables. Une puissance active de 1,08 MW est disponible dans le réseau et peut être utilisée pour une éventuelle connexion avec un autre départ (ex. par la fermeture d'interrupteur IT_2). Etant donnée la position de la source par rapport à la position de l'interrupteur, une éventuelle reprise de charge ne peut pas conduire à un dépassement du courant admissible sur un tronçon de ligne. La régulation de tension, considérée au niveau de la source, assure un plan de tension acceptable au niveau du réseau. Pour l'état de la charge analysée et compte tenu des limites du courant statorique de la machine synchrone, une puissance réactive de 4,94 MVA_r est disponible au niveau du réseau. Compte tenu de la configuration du réseau, des appareillages de coupure et des courants de défauts, des événements catastrophiques sont identifiés : court-circuit sur réseau MT, perte de la première ligne L1, perte du groupe ou du transformateur T_1 , variation de la charge dans le réseau supérieure à 1,32 MW. Suite à un défaut sur le réseau situé en amont de l'interrupteur IT_1 , ou suite à une interruption totale d'alimentation, le fonctionnement du réseau peut être repris avec IT_1 ouvert (par exemple la zone affectée par le défaut peut être isolée par l'ouverture de cet interrupteur). La charge active pouvant être reprise représente 78% de la charge totale. Après l'élimination du défaut, les charges situées en amont de l'interrupteur (entre le poste source du réseau interconnecté et l'interrupteur IT_1) sont reprises par la fermeture de l'interrupteur IT_1 , sachant que la taille de ces charges est plus petite que la réserve primaire du réseau (ainsi la variation de charge induite par cette reprise ne pose pas un problème de stabilité dynamique).

La reprise des autres charges par la fermeture de l'interrupteur IT_2 sera faite par des blocs de charge qui ne dépassent pas 1.4 MW.

Compte-tenu des caractéristiques de la régulation de la fréquence et des types des charges (la dépendance des charges de la tension et de la fréquence), une variation de la charge dans le réseau de 1.3 MW conduit à une diminution de la fréquence de 350 mHz.

4.3.1.2.- Cas 2

Dans cet exemple on considère un réseau plus complexe contenant trois sources. Le schéma du réseau, les données du réseau, la description des régulateurs de tension et de fréquence utilisés, la description des appareillages de coupure et les caractéristiques des protections sont donnés dans l'annexe E. Dans ce réseau, deux sources permettent le réglage de la tension et de la fréquence dans le nœud de raccordement. L'étude de la possibilité du fonctionnement en îlotage de ce réseau poursuit la procédure déjà présentée. La première étape étant déjà vérifiée, on peut donc passer directement à l'étape trois de notre procédure.

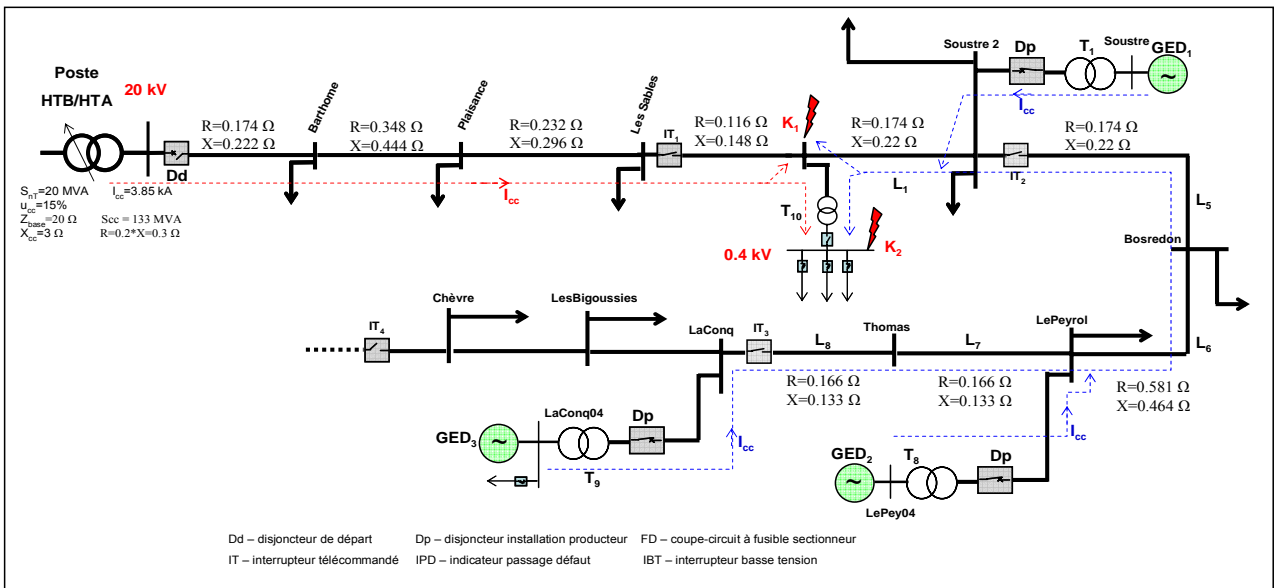


Figure. 4.12.- Le schéma du réseau étudié (Cas 2 d'application)

- **Approche statique.** Comme dans le premier exemple, on considère que les charges sont égales aux valeurs maximales annuelles. A l'aide du logiciel Eurostag on calcule la répartition des charges dans le réseau, les résultats sont donnés ci-dessous.

Pertes actives	0.02 MW
Pertes réactives	-0.4MVar
Charge active	9.49 MW
Charge réactive	3.48 MVar
Puissance Apparente	10.11 MVA
Energie réglante primaire	4.49 MW/Hz

Tableau. 4.9.- Résultats du load flow

Pour l'état de charge considéré, compte tenu de la capacité de production installée (10,9 MW, § Annexe E), on peut établir l'équilibre entre production et consommation ($P_{\text{totale consommée}} = 87\%$ de la capacité installée de production. Nous supposons donc un taux de disponibilité de 100% de la production installée pour la période concernée). Les valeurs des tensions dans les nœuds et les courants sur les lignes sont données dans les figures 4.13 et 4.14.

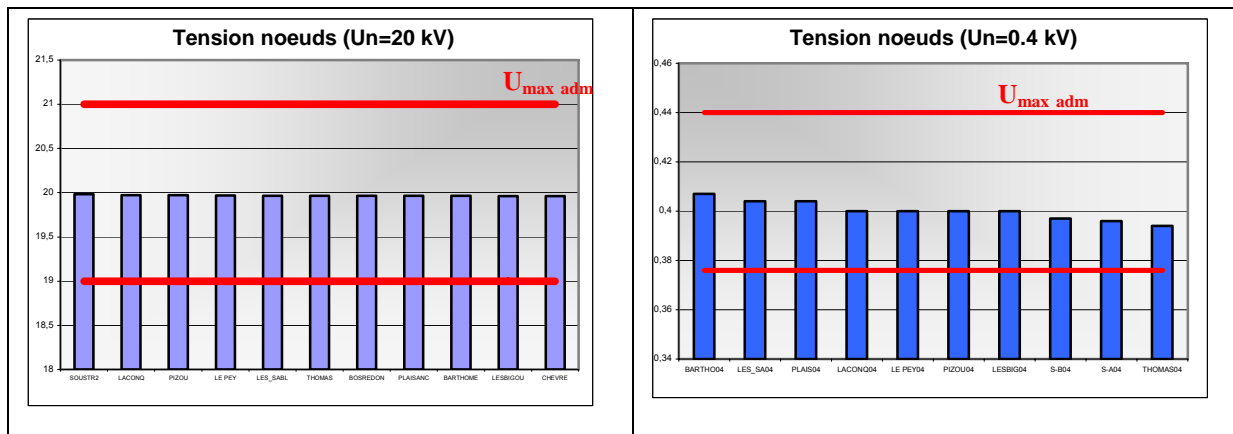


Figure. 4.13.- Les tensions dans les nœuds consommateurs

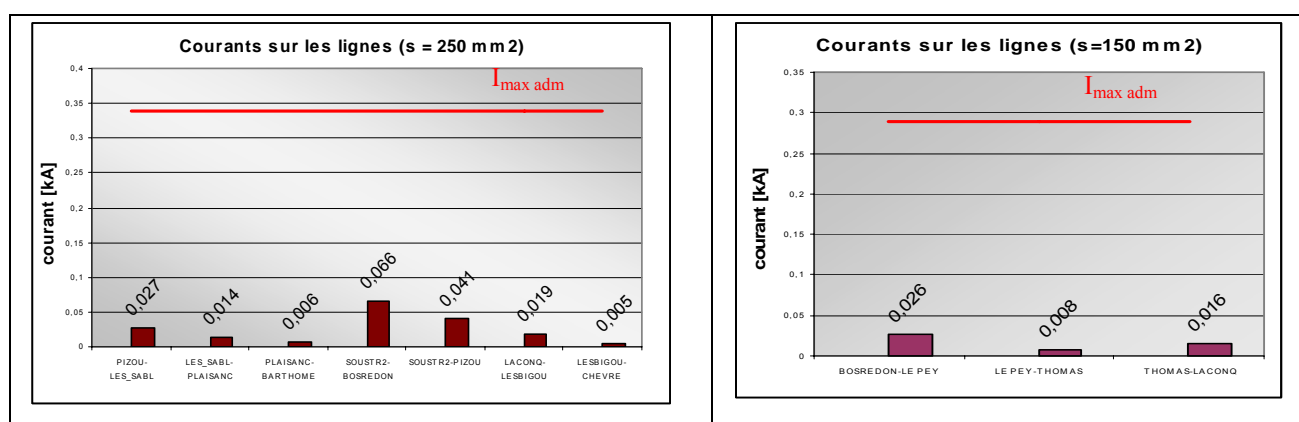


Figure. 4.14.-Les courants sur les lignes

Pour l'état de charge et de production considéré, le calcul de répartition des charges montre que les courants sur le réseau restent dans les limites admissibles ainsi que les tensions aux divers points. Du point de vue statique, le réseau peut fonctionner en îlotage.

- **Calcul des courants de court-circuit (étape 5).** Pour la configuration du réseau analysé, on calcule dans deux points du réseau les courants de court-circuit pour les deux situations de fonctionnement : interconnecté avec le reste du réseau et îloté. On considère les deux courts-circuits dans les points K_1 et K_2 (§ figure 4.12). Comme dans le premier cas d'application, on considère deux situations de fonctionnement :
 - Interconnecté avec le réseau amont, le disjoncteur Dd fermé, l'interrupteur IT_1 , IT_3 , IT_4 fermés et l'interrupteur IT_2 ouvert (voir sur la figure 4.12).
 - En îlotage, le disjoncteur Dd ouvert, les interrupteurs IT_1 , IT_3 et IT_2 fermés, l'interrupteur IT_4 ouvert.

Pour le court-circuit K_1 et K_2 dans la situation *interconnectée*, on néglige la contribution des sources GED_1 au courant de court-circuit (avec bleu sur la figure 4.12), par rapport à la

contribution du système en amont (*ligne rouge sur la figure 4.12*). Alors, la valeur du courant de court-circuit calculée dans le cas d'application traité antérieur, reste la même.

$$(I_{cc\ K1} = 2.64\text{ kA}, I_{cc\ K2} = 13.047\text{ kA}).$$

Pour la situation de fonctionnement *en îlotage*, les résultats de calcul des courants de court-circuit sont présentés dans le tableau 4.10.

Paramètres calculés	CC en K1	CC en K2
$I_{cc}(kA)$	0.882	10.89

Tableau. 4.10.- Calcul des courants de court-circuit, fonctionnement en îlotage

Pour un court-circuit au niveau du réseau BT, le courant de court-circuit est 1.2 fois plus grand que le courant pour la situation de fonctionnement isolé du réseau. Comme dans l'exemple précédent, ce résultat montre aussi la nécessité d'un changement du plan de protection, pour certains cas, au niveau du réseau BT.

- **L'étude de stabilité aux petits signaux (étape 6).** A l'aide du logiciel Eurostag, on simule une petite perturbation (augmentation de charge de 2 %-0.006 MW- dans le nœud Plais04 MW) et on calcule les valeurs propres du système, les résultats étant donnés dans l'annexe E. Après le calcul des valeurs propres, on conclut qu'il y a stabilité aux petits signaux, toutes les valeurs propres ayant la partie réelle négative. La valeur nulle pour l'une des valeurs propres calculées n'est pas déterminante.
 - **Approche dynamique (étape 7).** L'étude de notre réseau continue avec une étude dynamique. A partir des données du réseau présentées dans l'annexe E, une liste des événements cohérents avec le réseau considéré est dressée :
 - La perte d'une source (GED1, GED2, GED3) ;
 - La perte d'un transformateur du réseau ($T_1 \dots T_{11}$) ;
 - La perte d'une ligne du réseau ($L_1 \dots L_{10}$);
 - Court-circuit triphasé niveau MT ;
 - Court-circuit triphasé niveau BT ;
 - La perte d'un consommateur ;
 - Variations de charge dans le réseau ;
- Parmi ces événements, on peut évaluer les événements clairement catastrophiques pour le réseau.
- La perte des machines GED₁ et GED₂ ;
 - La perte des transformateurs associés (T_1 et T_2) ;
 - La perte des lignes L1 et L5 ;
 - La perte de la charge Bosredon (2.135 MW) et Soustre2 (1.371MW) ;
 - Court-circuit sur la MT quel que soit le point ;

- Variation de charge plus grande que la réserve primaire du réseau ;

La perte de la ligne L1 conduit à la perte d'une charge plus grande que la réserve primaire (1.421 MW) et le système perd le synchronisme. La perte de la ligne L₅ conduit à la séparation du réseau en deux parties : une partie qui contient la source GED₁ et une partie qui contient les sources GED₂ et GED₃.

Dans la première partie du réseau, la production est supérieure à la demande ($5.89 > 4.19$) et les caractéristiques de réglage ne permettent pas le maintien du synchronisme dans le réseau (la différence entre P_{charge} et $P_{\text{consigneGED1}}$ est plus grande que la réserve primaire de la source GED₁). Dans la deuxième partie, la puissance produite par les deux sources est inférieure à la demande, la différence étant supérieure à la réserve primaire de la source GED₂. Sans un délestage fréquentométrique cette partie du réseau ne pourra pas trouver un point de fonctionnement acceptable. Pour les événements considérés non catastrophiques, on cherche des situations critiques pour le fonctionnement du réseau. Une variation de charge dans le réseau conduit à une variation supplémentaire des charges dans chaque nœud due à la dépendance de la tension et de la fréquence. Cette dépendance permet le maintien du synchronisme dans le réseau pour des variations de la charge qui dépassent la réserve primaire totale du réseau. Dans l'étape suivante, on cherche via des simulations avec Eurostag, la variation maximale de la charge acceptée au niveau du réseau qui permette un fonctionnement acceptable.

- **L'étude dynamique pour les événements non catastrophiques (étape 8).**

- **Variation de charge sur le réseau.** En faisant plusieurs simulations, on trouve qu'une variation de charge active de 1.304 MW (13.75% de la charge totale du réseau) représente un événement critique pour notre réseau. Une variation de charge plus importante rend le réseau en impossibilité de fonctionner (perte de synchronisme). Sur les figures suivantes, on peut constater que le système trouve un nouveau point de fonctionnement acceptable, après cet événement (figure 4.15, gauche). La variation de la charge est égale avec 103.5% de la réserve primaire totale au niveau du réseau. La variation des charges due à la modification de la fréquence et de la tension dans les nœuds permet au réseau de continuer un fonctionnement normal.

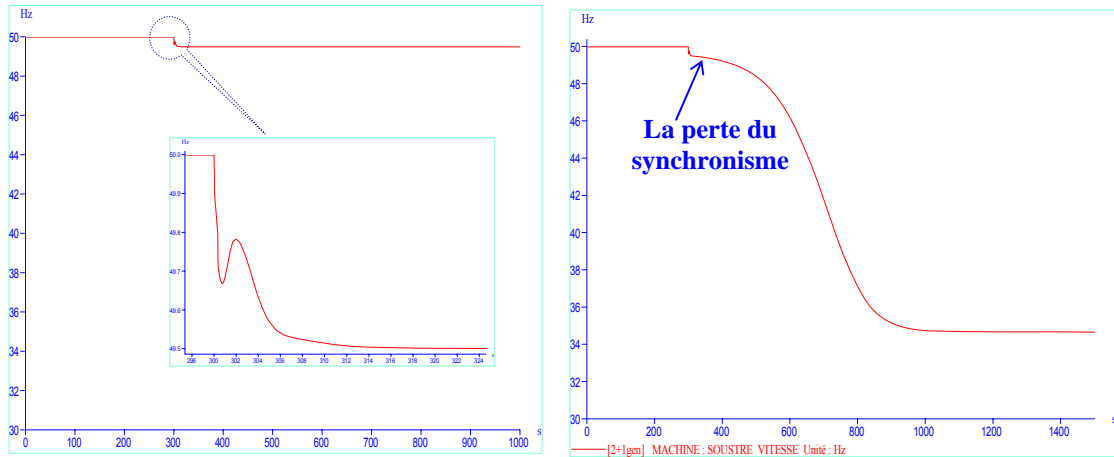


Figure. 4.15. -La variation de la fréquence correspondante à une variation de charge de 13.75% de la charge initiale sur le réseau (1.304MW, gauche) et pour une variation de 13.8% (droite)

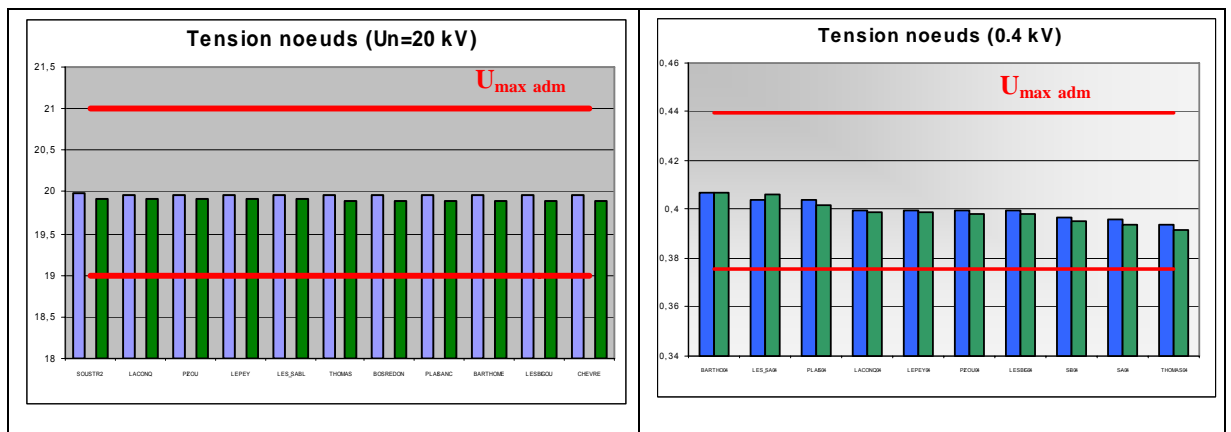


Figure. 4.16.- Les tensions dans les nœuds pour le cas avec variation de charge (vert) et le cas sans variation de charge (bleu)

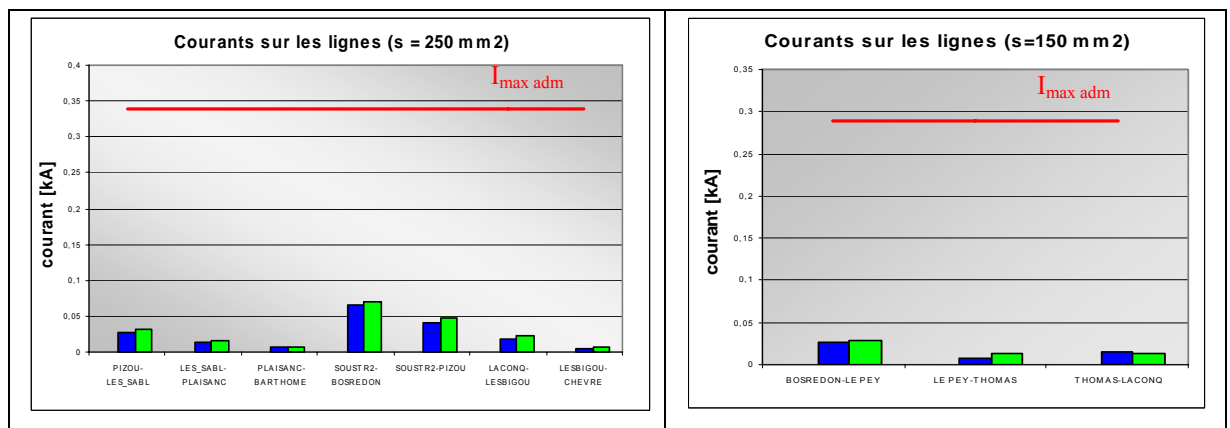


Figure. 4.17.- Les courants sur les lignes dans le cas avec variation de charge (vert) et le cas sans variation de charge (bleu)

On peut constater sur les figures 4.15, 4.16 et 4.17 que le nouveau point de fonctionnement est acceptable. La tension dans les nœuds et les courants sur les lignes restent entre les limites admissibles.

Si on considère que la variation de la charge est concentrée dans les nœuds d'extrémité du réseau (les pertes de puissance et les chutes de tension seront différentes en comparaison avec le cas antérieur): pour le nœud Bartho04, une variation de charge active de 1.37 MW (14.4% de la charge totale et 108% de la réserve primaire du réseau) est considérée comme critique ; pour le nœud Chèvre, une variation de charge active de 1.296 MW (13.66% de la charge totale et 102.8% de la réserve primaire du réseau) est considérée comme critique ;

Dans tous les cas, le réglage primaire de la fréquence est partagé entre les deux sources conformément à leur statisme de réglage et leur réserve primaire.

- o **La perte du tronçon de ligne L₆.** On simule l'ouverture de la ligne située entre les nœuds Bosredon – Le Peyrol. Le réseau initial est divisé en deux parties : une première partie qui contient la source GED₁ délimité par les consommateurs *Barthomme* et *Bosredon* (voir le schéma du réseau) ; dans cette partie de réseau, la consigne de puissance active de la source est 5.89 MW et la charge totale vaut 6.325 MW. La réserve primaire au niveau de la source GED₁ vaut 0.66 MW ; une deuxième partie qui contient la source GED₂ et GED₃ délimitée par les consommateurs *Le Peyrol* et *Chèvre*; dans cette partie de réseau la consigne de puissance active de la source GED₂ vaut 2.3 MW et celle de la source GED₃ vaut 1.3 MW. La réserve primaire au niveau de la source GED₂ vaut 0.6 MW et la charge totale vaut 3.165 MW. Sur les figures suivantes, on retrouve les résultats des simulations réalisées avec Eurostag.

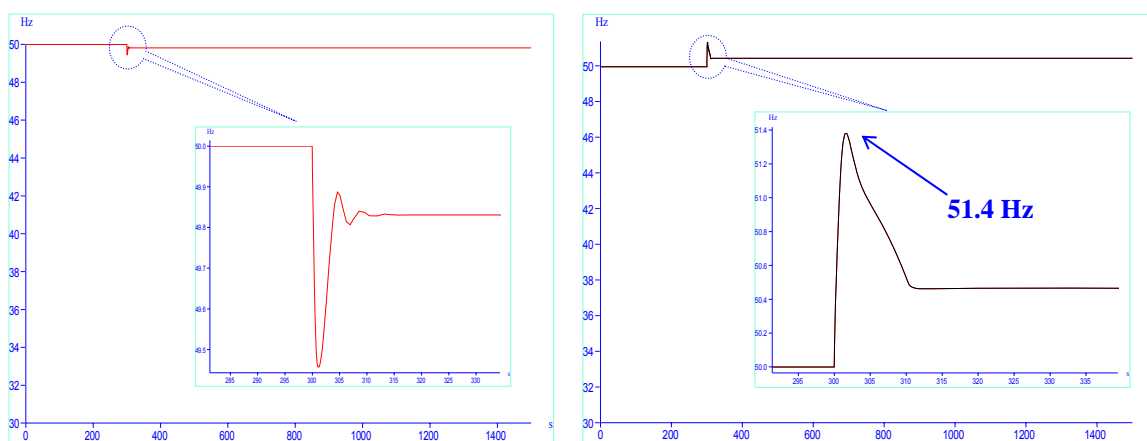


Figure. 4.18.- La fréquence dans les deux parties de réseau formées par l'ouverture de la ligne L₆ (gauche –le réseau qui contient la source GED₁, droite – le réseau qui contient la source GED₂ et GED₃)

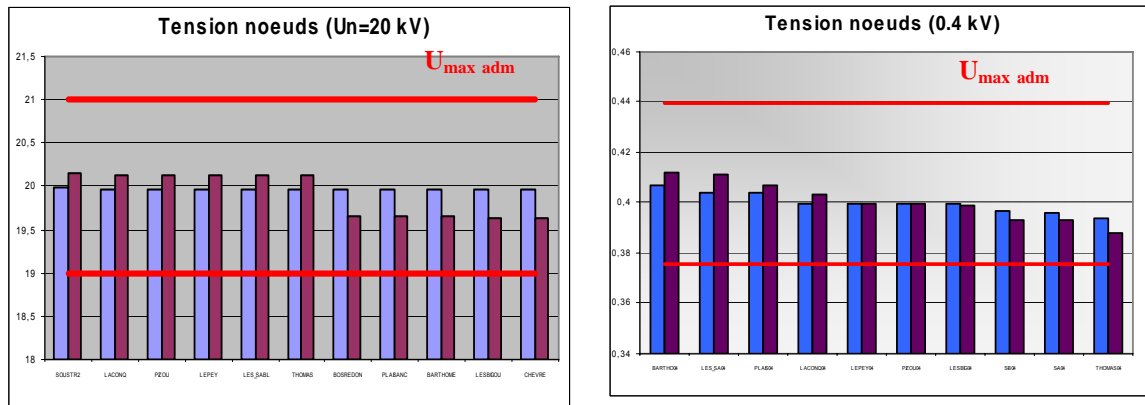


Figure. 4.19.- La tension dans les nœuds après l’ouverture de la ligne L₆ (avec rouge) et avant l’ouverture (avec bleu)

Après l’ouverture de la ligne L₆ les caractéristiques de réglage de la fréquence et la réserve primaire au niveau de chaque source permettent au réseau de continuer à fonctionner divisé en deux parties. Le nouveau point de fonctionnement est acceptable (au point de vue de la tension et de la fréquence). La fréquence, au niveau de la partie du réseau qui contient les sources GED₂ et GED₃ arrive à 51.4 Hz. La source GED₃ qui ne participe au réglage automate de la fréquence risque d’être déclenchée si les seuils des fréquences prévues sont inférieurs à 51.4 Hz.

- o **La perte du tronçon de ligne L₇.** On simule l’ouverture de la ligne située entre les nœuds *Le Peyrol-Thomas*. Le réseau initial est divisé en deux parties : une première partie qui contient la source GED₁ et GED₂ délimitée par les consommateurs *Barthomme* et *Le Peyrol* (voir le schéma du réseau) ; dans cette partie de réseau les consignes de puissance active des sources sont 5.89 MW pour GED₁ et 2.3 pour GED₂. La charge totale vaut 7.956 MW. La réserve primaire au niveau de cette partie de réseau vaut 1.26 MW ; une deuxième partie qui contient la source GED₃ délimitée par les consommateurs *Thomas* et *Chèvre* ; dans cette partie de réseau la consigne de puissance active de la source GED₃ vaut 1.3 MW et la charge totale vaut 1.534 MW. Par contre la source présente dans cette partie de réseau ne dispose pas d’une régulation automatique de la vitesse. Après simulations, on peut constater que la partie du réseau qui contient les deux sources GED₁ et GED₂ continue à fonctionner, le nouveau point de fonctionnement étant acceptable (la fréquence, les tensions dans les nœuds et les courants sur les lignes restent dans les limites acceptées. Par contre, dans l’autre partie de réseau, la demande étant plus grande que la production, la machine GED₃ sera accélérée et le sous - système ne peut pas trouver un nouveau point de fonctionnement stable (voir sur la figure 4.20, partie gauche).

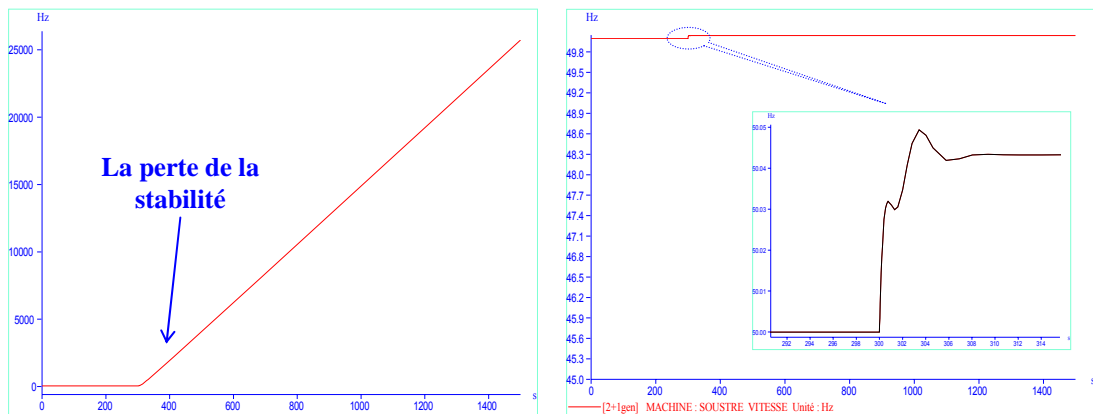


Figure. 4.20.- La fréquence dans les deux parties de réseau formées par l'ouverture de la ligne L_7 (gauche – le réseau qui contient la source GED_3 , droite – le réseau qui contient la source GED_1 et GED_2)

- o **Court-circuit triphasé dans le nœud S-A04 (BT) éliminé en 200 ms, par les protections présentes dans l'installation concernée.** On simule un court-circuit triphasé dans le nœud consommateur $S-A04$ (niveau BT), éliminé après 200 ms pour analyser si le système est stable vis-à-vis des grandes perturbations.

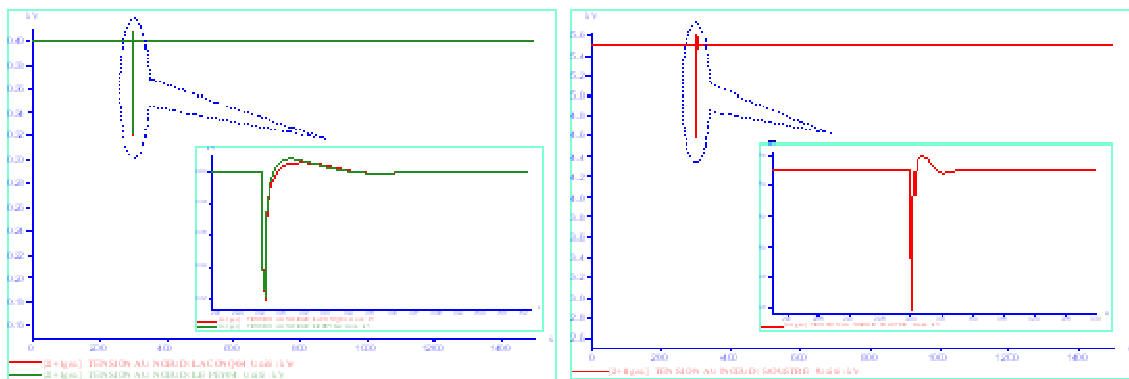


Figure. 4.21.- La tension dans les nœuds de connexion des sources GED_2 et GED_3 (gauche) et GED_1 après un court-circuit dans le nœud S-A04

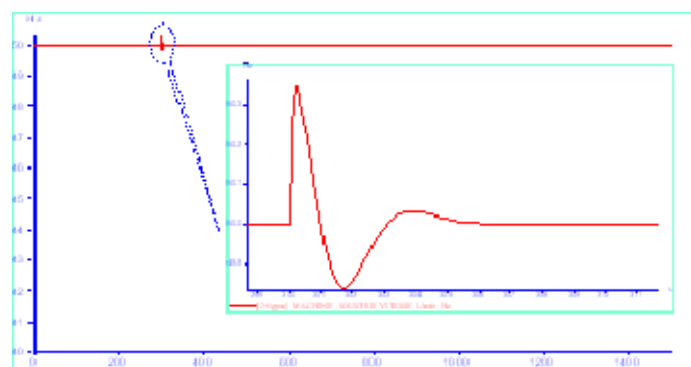


Figure. 4.22.- La fréquence dans le réseau pour un court-circuit dans le nœud S-A04



Figure. 4.23.- La vitesse de la machine GED₁ (rouge), GED₂ (vert) et GED₃ (bleu), dans le cas d'un court-circuit dans le nœud La Conq04, éliminé après 200 ms (gauche) et après 100ms (droite)

En conclusion, l'analyse dynamique montre que en cas de court-circuit dans les installations des consommateurs (en BT), les protections associées déclenchant en 200 ms, le système arrive à trouver un nouveau point d'équilibre (la tension et la fréquence reviennent à des valeurs acceptables).

Dans le cas d'un court-circuit dans le nœud *La Conq04* on constate que la machine GED₃ perd le synchronisme. Si le temps d'élimination du défaut est plus petit (100 ms), la source GED₃ ne perd plus le synchronisme et le réseau continue à fonctionner dans des conditions acceptables.

Pour tous les autres courts-circuits en BT, le réseau continue à fonctionner normalement après l'élimination du défaut.

- Caractérisation du réseau îloté (étape 13).** La capacité de production (12.63 MVA) au niveau du réseau est supérieure à la demande ($S_{charge} = 9.49 + j 3.48$ MVA), une augmentation de la charge active dans le réseau égale à 103.5 % de la réserve primaire totale du réseau peut être couverte par les sources dans des conditions acceptables. Une puissance active de 150 kW est disponible dans le réseau et peut être utilisée pour une éventuelle connexion avec une autre partie de réseau (ex. par la fermeture d'interrupteur IT₄). La régulation de tension considérée au niveau des GED assure un plan de tension acceptable au niveau du réseau. Pour l'état de la charge analysé et compte tenu des limites du courant statorique de la machine synchrone, une puissance réactive de 3.91 MVar est disponible au niveau du réseau. Compte tenu de la configuration du réseau, des appareillages de coupure et des courants de défauts, des événements catastrophiques sont identifiés : la perte des sources GED₁, GED₂ et des transformateurs associés, court-circuit sur réseau MT, perte des lignes L1 et L₅ et variation de la charge dans le réseau supérieure à 1.304 MW.

Suite à un défaut sur le réseau situé en amont d'interrupteur IT₁, le fonctionnement du réseau peut être repris avec IT1 ouvert (par exemple : la zone affectée par le défaut peut être isolée par l'ouverture de cet interrupteur). La charge active pouvant être reprise représente 90% de la charge totale. Après l'élimination du défaut, les charges situées en amont de l'interrupteur (entre le poste source du réseau interconnecté et l'interrupteur IT1) sont récupérées par la fermeture de

l'interrupteur IT_1 , sachant que la taille de ces charges est plus petite que la réserve primaire du réseau (ainsi la variation de charge induite par cette reprise ne pose pas un problème de stabilité dynamique).

Suite à un défaut sur le réseau MT situé entre les deux interrupteurs IT_1 et IT_2 , le fonctionnement du réseau peut être repris avec IT_2 ouvert. La charge active qui pourra être reprise par les sources GED_2 et GED_3 représente 39% de la charge totale (en gardant une réserve primaire au niveau de la source GED_2 de 0.6 MW). Après l'élimination du défaut, une synchronisation (angle, tension en module et argument) entre la source GED_1 et les sources GED_2 et GED_3 est nécessaire pour éviter les faux couplages.

Suite à un défaut sur le réseau MT situé entre les deux interrupteurs IT_2 et IT_3 , le fonctionnement du réseau peut être repris avec IT_2 ouvert et IT_1 fermé. GED_1 peut reprendre 44% de la charge totale. Après l'élimination du défaut, des mesures de synchronisation (angle, fréquence et amplitude de tension), entre la source GED_1 et les sources GED_2 et GED_3 , seront nécessaires.

Si le défaut niveau MT, est situé entre les interrupteurs IT_3 et IT_4 le fonctionnement du réseau peut être repris par les sources GED_1 et GED_2 , l'interrupteur IT_3 étant ouvert. La charge qui pourra être reprise représente 78% de la charge totale. Le calcul du courant de court-circuit pendant îlotage montre la nécessité d'un seuil de protection plus faible qu'en situation interconnecté. Un court-circuit dans le nœud *La Conq04* devra être éliminé par les protections installées au niveau BT en 100 ms, pour éviter la perte de la stabilité dynamique au niveau du réseau ;

Compte-tenu des caractéristiques de la régulation de la fréquence et des types des charges (la dépendance des charges de la tension et de la fréquence), une variation de la charge dans le réseau de 1.304 MW conduit à une diminution de la fréquence de 500 mHz

4.3.2.- Evaluation des indices de robustesse pour les îlotages intentionnels

Dans le cas d'étude IDEA_CRISP_39buses, on a simulé les conditions d'îlotages intentionnels dans le cas d'insertion de 30% de GED à partir d'équivalents dynamiques, sans délestage de puissance au niveau de la distribution.

- Phase 1 : Perte des centrales GEN1, GEN2 et GEN3, en totalité. La variation de la fréquence est de -0,55 Hz/s et donc, l'îlotage intentionnel de deux réseaux de distribution est décidé.

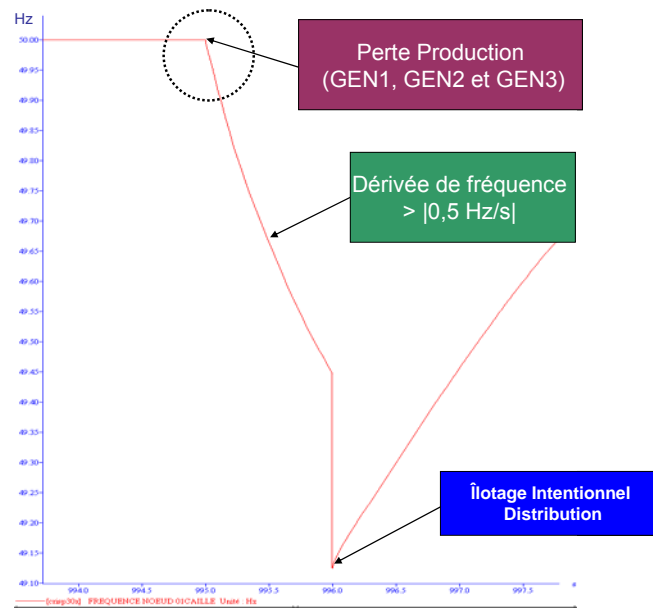


Figure. 4.24.- Ilotage intentionnel : Phase1

- Phase 2 : Suite à la décision opérateur, îlotage maintenu des réseaux de distribution communicant à travers la boucle de répartition

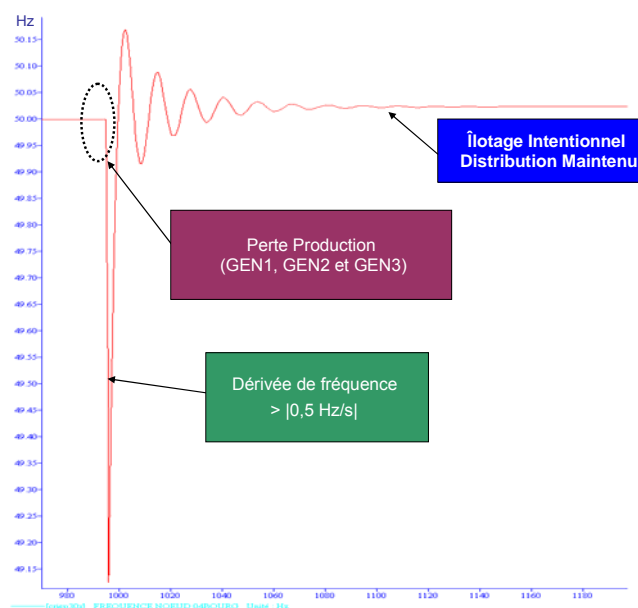


Figure. 4.25.- Ilotage intentionnel : Phase2

- Phase 3 : Reprise du système interconnecté, la différence de fréquence avant de la synchronisation est de 0.05 Hz. Les sous-systèmes permettent la reconnexion de la répartition sur le transport.

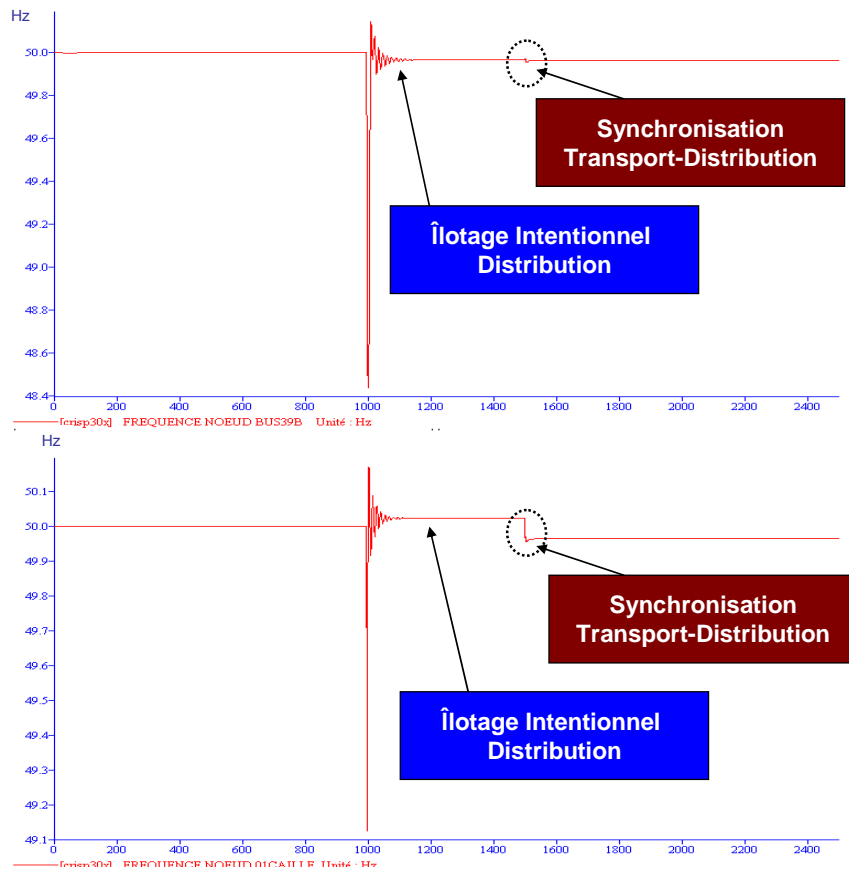


Figure. 4.26.- Ilotage intentionnel : Phase3

- Variation de puissance $FD_2 < 1$, variation de charge de 0,5 MW dans un nœud des réseaux de distribution

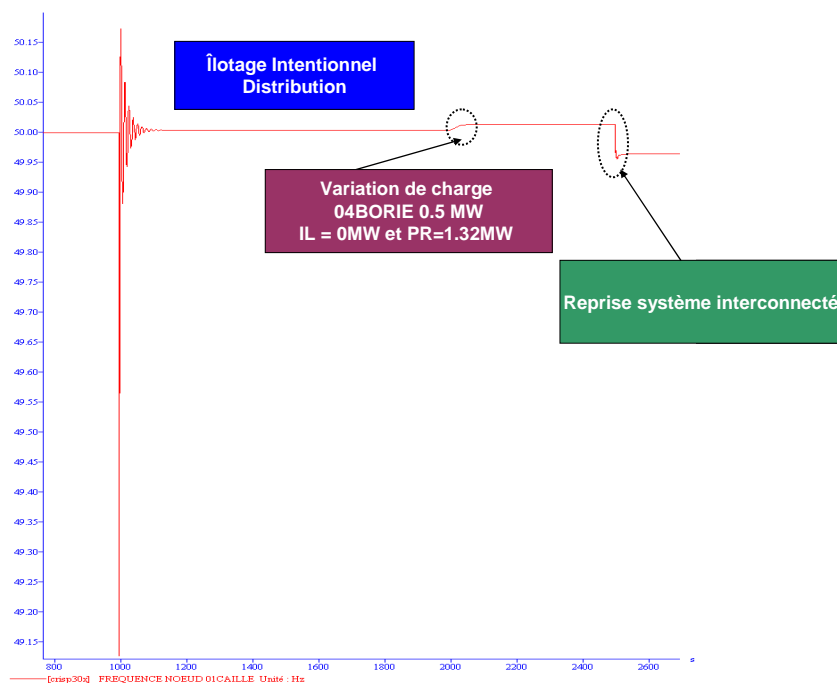
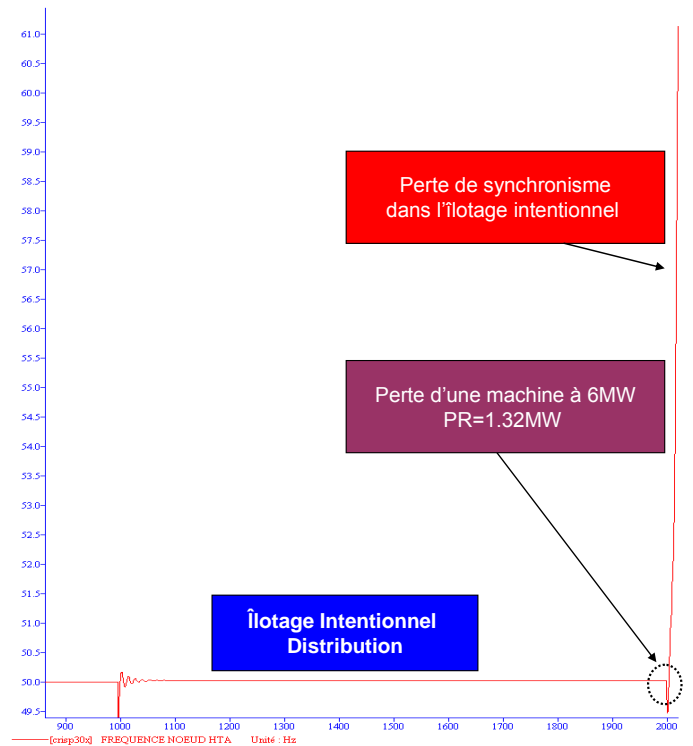


Figure. 4.27.- Variation de puissance ($FD_2 < 1$)

- Perte de production décentralisée $FD_2 > 1$. Dans le sous-système formé par les réseaux de distribution et la boucle de répartition, on perd une machine à 6 MW, ce qui a pour effet la perte de synchronisme du système, car $FD_2 > 1$. Le système ne peut pas supporter l'incidence.



4.4.- Conclusions

Les évolutions mondiales des systèmes électriques, avec les plans d'insertion d'une grande quantité d'énergie renouvelable non conventionnelle pour les années à venir (éolien essentiellement) obligent les opérateurs à adopter de nouvelles stratégies de contrôle et de conduite du système en cas d'incidents et perturbations. Ainsi, l'intégration des nouvelles sources d'énergie facilite-t-elle la distribution des ressources de puissances actives et réactives en créant des zones autosuffisantes ou autonomes. Ces zones sont potentiellement des barrages à la propagation des incidents majeurs externes..

Malheureusement, les équilibres Production-Consommation sont des conditions nécessaires à la faisabilité des îlotages. Cependant, les études dynamiques des sous-systèmes montrent qu'elles ne sont pas les seules conditions qui garantissent la pérennité des îlots, pendant le fonctionnement en îlotage intentionnel. D'autres contraintes doivent être prises en compte afin que les îlotages intentionnels soient robustes et performants, comme le rapport FD_2 entre la quantité d'énergie intermittente et les réserves primaires ou les études de faisabilité des îlotages s'avèrent des outils clés pour les études des îlotages intentionnels et en définitif, des supports essentiels d'aide à la décision des opérateurs.

Il faudrait donc bien tenir compte des conditions techniques critiques et nécessaires pour planifier les îlotages intentionnels. A terme, tels modes de fonctionnement pourraient être automatisés sous la forme d'une intelligence distribuée, dans les principaux postes sources du transport à la répartition, et devenir ainsi des moyens de sécurité. Néanmoins, de telles évolutions ne pourraient pas être mise en place sans les investissements nécessaires pour déployer les outils d'intelligence distribuée qui permettent le contrôle à distance des protections, charges, générations et de la configuration des îlots (synchronisation pour la reprise du système interconnecté).

Le principal apport de cette étude concerne la définition des phases nécessaires à l'îlotage intentionnel et les critères techniques à imposer aux sous-systèmes sous forme de schémas d'étude et l'indice de robustesse FD_2 qui limite l'insertion de l'énergie intermittente. Ces études ont fait partie du projet européen CRISP et sont les résultats d'une collaboration avec différentes personnes du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble et IDEA. Bogdan Enacheanu [ENA-04], [ENA-05] et Christophe Andrieu ont collaboré à cette étude par leurs travaux de recherche sur la faisabilité de l'îlotage et les limites techniques que les protections existantes dans le réseau actuel posent à de tels modes de fonctionnement.

L'avenir et l'évolution des systèmes vivants comme les réseaux électriques nous met à l'aulne de la pratique, principalement au niveau de la distribution dans une perspective d'automatisation des postes sources et des composants dispersés (interrupteurs, protections entre autres) et d'une nouvelle stratégie de planification des départs de la distribution à forte pénétration de système distribués d'énergies distribuées.

Chapitre 5 : La régulation de l'énergie en présence de la Production d'Energie Décentralisée

« Il faut être comme l'eau, elle s'adapte toujours dans n'importe quelle circonstance. Etre comme l'eau, voila le chemin. »

5.1.- Introduction

L'apparition ces dernières années de la production décentralisée a signifié un changement dans le sens traditionnel des systèmes de puissance et de l'énergie. Comme, on a pu constater dans le chapitre 2, la production décentralisée a engendré différents impacts sur les systèmes interconnectés d'énergie ce qui n'est pas toujours satisfaisant du point de vue de la robustesse du système globale : voir les difficultés qui peuvent être entraînées sur le plan dynamique (réglage du système en fréquence et en tension, sélectivité des protections dans les réseaux de distribution, etc).

Néanmoins, l'apparition de la production décentralisée pourrait offrir une *opportunité* dans le but de changer les méthodes traditionnelles de conduite du système en effectuant des apports majeurs :

1) **Augmentation des réserves primaires d'énergie** : dans un marché d'énergie libéralisé, les acteurs centralisés ou décentralisés doivent concourir dans des conditions équivalentes. Tous les acteurs devraient apporter des réserves en proportion de leur puissance nominale. Donc, la limitation traditionnelle de participation à la réserve primaire ne devrait pas être restreinte aux générateurs en deçà d'une certaine puissance et toute la génération devrait y participer. En cas d'incapacité technique pour fournir une telle énergie réglante, elle devrait être rachetée pour qu'à tout moment donné, cette réserve primaire soit disponible. De cette façon, des niveaux minimaux de réserves primaires seraient garantis et l'intégration de la production représenterait une augmentation de la réserve primaire globale donc une plus petite sensibilité de la fréquence face aux aléas de puissance (voir chapitre 3).

2) **Augmentation des réserves secondaires et tertiaires d'énergie**: augmentation de la capacité de réaction du système. Le parc de puissance installée est plus grand donc, les réserves mobilisables sont incrémentées.

Type de centrale	Temps de démarrage
Centrales Thermiques Classiques	Quelques heures
Centrales Nucléaires	De 20 à 30 heures
Turbines à gaz	Quelques dizaines de minutes
Groupes Hydrauliques	Quelques minutes
Turbines Eoliennes	Très rapides
Piles à Combustible	Très rapides
Panneaux Photovoltaïques	Très rapides
Cogénération	Dépend du processus industriel

Tableau. 5.1.-Temps nécessaire pour le démarrage de différentes centrales

3) **Augmentation de la flexibilité du système** : les énergies renouvelables pourront être les énergies de base du système de telle façon que l'énergie hydraulique, réserves rapides, serait gardée pour ajuster l'équilibre offre/demande.

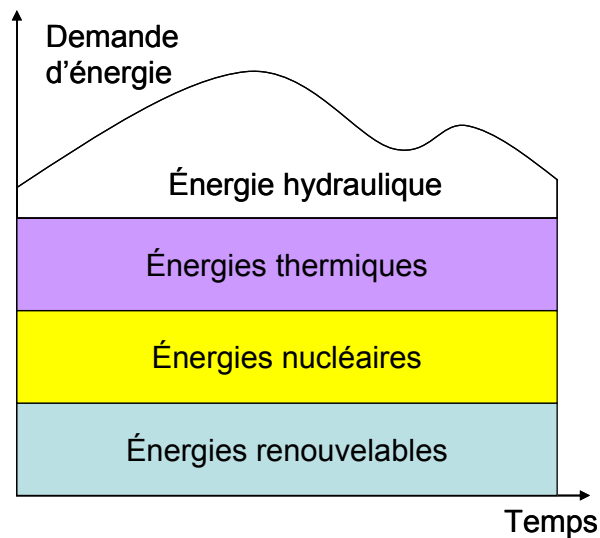


Figure. 5.1.- Ordre d'utilisation de l'énergie selon sa nature

4) **Équilibres offre/demande par zones afin de constituer des îles autonomes** : *Générateurs centralisés avec la mission de compenser les énergies intermittentes.* La superposition des équilibres de zones donne lieu aux équilibres nationaux et internationaux avec un système interconnecté et solidaire.

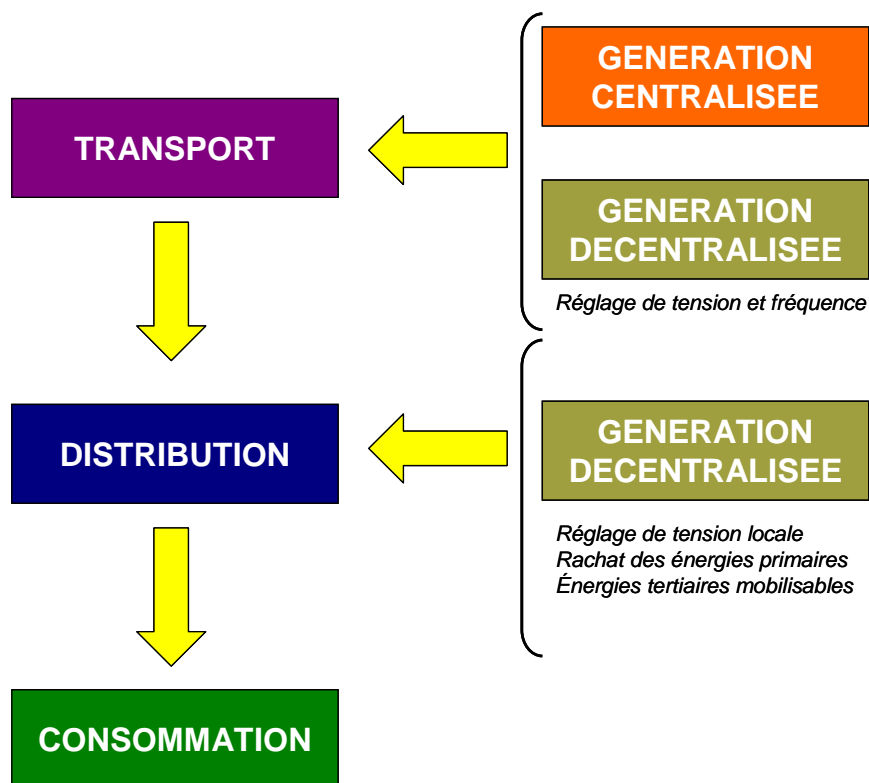


Figure. 5.2.- Génération centralisée compensatrice des énergies intermittentes au niveau du transport

Le concept des *Générateurs dits de compensation* correspond aux générateurs spécifiques, avec une certaine puissance réservée pour compenser la production décentralisée utilisée en vue de régler soit la fréquence soit la tension. Les réserves primaires, secondaires ou tertiaires doivent être constantes car l'interconnexion du système l'exige. Par exemple : la France doit garantir une marge de réserve primaire de 750 MW. Les réserves à l'échéance de 2 heures doivent être garanties pour assurer une marge définie pour des périodes de 2 heures (2300 MW). En outre, le réglage dans un système interconnecté est tel que en cas d'incident majeur dans un des pays interconnectés, l'interconnexion augmente la robustesse globale du fait de la solidarité et du partage de l'énergie réglante. Suite à l'incident, le pays où l'incident est apparu doit rétablir son équilibre national afin de reconstituer les échanges internationaux. Donc, les méthodes de détermination des réserves primaires devraient être reformulées pour faire face à un système plus complexe à cause de l'intégration de la production décentralisée. Notamment, il faut prendre en compte les inconvénients que l'intermittence et les protections de découplage présentent devant les excursions de la tension et la fréquence.

Du coup, la réserve primaire devrait être incrémentée pour tenir compte d'une marge spécifique de compensation de la production décentralisée notamment avec les nouveaux aléas possibles avec l'intermittence et le reste de la production décentralisée, plus précisément celle de grande puissance qui est connectée aux réseaux de répartition et du transport.

$$\text{Réserves Primaires} = (\text{Réserves Primaires Traditionnelles}) + (\text{Réserves Primaires de Compensation de la Production Décentralisée}) \quad (\text{Eq.30})$$

Les méthodes de détermination de la quantité de réserves primaires supplémentaires pour compenser la production décentralisée seraient les résultats des différents critères:

- Simulations dans un système avec différentes quantités de réserve primaire ;
- Bon fonctionnement du système face aux nouveaux événements possibles ;
- Méthode technico-économique pour allocation des réserves primaires : optimisation des coûts de cette allocation

5) Interaction dynamique entre les différents générateurs : L'action des faibles inerties pourrait empêcher une bonne régulation globale du système. C'est pour cette raison et pour les limites propres aux sources intermittentes qu'il est proposé de mettre en place un marché de réserves primaires afin que seulement les générateurs d'une inertie similaire contribuent au réglage global de la fréquence en cas de difficulté technique. Sinon, la diversité des réactions dynamiques des générateurs pourrait provoquer un mauvais comportement dynamique du système. Les générateurs ayant une faible inertie ont une réaction

dynamique très rapide qui pourrait donner lieu à des survitesses et des oscillations entre génération centralisée et décentralisée.

6) **Valeur Ajoutée de la Production Décentralisée et Facturation de l'énergie:** plus de réserves, moins de pollution, manque d'investissements des entreprises car pas d'avantages tangibles. Les productions décentralisées dont *l'énergie est verte* ou non polluante sont payées au prix réel de leur valeur.

Technologies	Capacité électrique (MWe)	Coût (€KWe)	Coût total (€ kWh)
Eolienne (off –shore)	100	1500 – 2000	0.050 – 0.120
Cogénération	40	550 – 850	0.040 – 0.057
Eolienne (on –shore)	15	900 – 1300	0.040 – 0.090
Hydraulique	5	900 – 1000	0.020 – 0.030
Turbine	5	800 – 850	0.053 – 0.057
PV	5	6000 – 10000	0.750 – 1.000
PAC (Pile à combustible)	5	1100 – 1600	0.080 – 0.100
Turbine	0,05	~ 300	0.030 – 0.050
PAC	0,05	~ 900	0.090 – 0.150

Tableau. 5.2– Coût d'investissement par unité d'énergie dans différents cas de production décentralisée (source: rapport CIGRE WG 37-23 et Projet Européen Sustelnet)

Par contre, les producteurs centralisés sont taxés par rapport à leur taux d'émissions/résidus engendrés et ils participent partiellement à la génération de *l'énergie verte*. Bien évidemment, les profits de ce type de génération seront diminués de façon appréciable. Ceci pourrait provoquer deux effets :

- D'une part, les producteurs ne vont pas vouloir produire ou bien ils vont forcer les prix pour continuer à conserver les mêmes profits. L'intervention des régulateurs semble nécessaire pour empêcher les actions déloyales des acteurs.
- D'autre part, les entreprises seraient économiquement convaincues de passer à l'énergie verte. Les opérateurs de transport paieraient les ajustements de la puissance dont les générateurs dits de compensation. On pourrait retenir une proposition d'une nouvelle facturation des différentes énergies en ajoutant le prix lié aux conséquences causées :

$$\begin{aligned}
 \text{Prix Energie (€kWh)} = & \text{Prix Production [Combustible primaire utilisé+ Part} \\
 & \text{proportionnelle du coût d'investissement + Coût exploitation] (€kWh) +} \\
 & \text{Prix émissions de gaz à effet de serre (€kWh * g CO}_2 \text{ émises) + Prix résidus} \\
 & \text{à traiter (€kWh * g de matériel à traiter) + Prix de désinstallation (€kWh)}
 \end{aligned}
 \tag{Eq. 31}$$

Type d'énergie	Coût économique	Conséquences sur l'environnement	Prix réel
Energie hydraulique	Faible	Sans conséquences graves	Rentable
Energie éolienne	Haut	Sans conséquences graves, intermittente	Rentable
Energie thermique	Moyen	Effet de serre, polluante	Pas rentable à long terme
Energie nucléaire	Très Faible	Radiation, graves effets si accidents, résidus sans stockage final	Pas rentable à long terme
Autres énergies renouvelables	Très Haut	Sans conséquences graves	Rentable à long terme

Tableau. 5.3- Comparaison des prix réels des énergies tenant compte des conséquences sur l'environnement

Les nouveaux objectifs à prioriser dans le marché de l'énergie seraient donc :

- L'efficacité énergétique
- La réduction de l'utilisation des combustibles non renouvelables (gaz, charbon, combustibles fossiles...);
- La maximisation de l'utilisation des énergies renouvelables ;

7) **Associations des productions décentralisées – Centrales Virtuelles**: Groupe de producteurs proposant sur un marché d'énergie une certaine quantité d'énergie.

Ce n'est qu'une voie pour faciliter la vente de l'énergie. En fait, une entité ou centrale virtuelle produirait une quantité d'énergie en respectant les contraintes d'exploitation du réseau (distribution, répartition ou transport). L'inconvénient de ce type d'association est la complexité que telles agrégations pourraient introduire aux opérateurs de la distribution ou du transport.

5.2.- La nouvelle philosophie de la régulation de l'énergie

La production décentralisée devrait pouvoir donner de la *souplesse* au système de transport qui est vieux et dans certains cas congestionné. Ainsi, la solution contre les incidents majeurs passe par faire un système plus *flexible* et comme conséquence de cette flexibilité, plus robuste.

La robustesse d'un système pourrait être améliorée en changeant quelques paramètres du plan journalier comme par exemple, l'augmentation des réserves ou l'incrément des délestages de charge en cas d'urgence. Ces mesures semblent efficaces pour diminuer le niveau de risque du système mais sont coûteuses et ne peuvent jamais tout prendre en compte. Donc, en cas de défaillance du système la panne partielle ou totale est inévitable.

Si nous nous permettons une petite digression via la philosophie orientale, notamment le taoïsme, cette dernière propose comme solution aux problèmes de la vie quotidienne l'adaptabilité ou la flexibilité de l'individu face aux situations et aux imprévus. Ainsi, les structures rigides ne seront pas un exemple à suivre car ils seront toujours vulnérables. En faisant le système plus robuste, on n'éliminerait pas la vulnérabilité car comme pour beaucoup de choses, la dualité dialectique est à la base de ces concepts : robustesse - vulnérabilité, force - faiblesse...les dualités voyagent dans le même train et dans certains cas il n'est pas possible d'avoir un terme sans l'opposé. Changer ainsi la perspective et trouver le bon côté des événements est toujours une leçon d'actualité.

Dans le cas des réseaux électriques, on essaie de faire de systèmes plus fiables et robustes, on ajoute des générateurs ou des lignes mais, la vulnérabilité est toujours latente et elle ne pourra jamais être éliminée à cause des différents intérêts économiques des acteurs qui sont en jeu et de la nature aléatoire et imprévisible des perturbations.

Par contre, l'amélioration de l'adaptabilité et de la flexibilité des réseaux électriques face aux problèmes se propose comme la seule solution efficace pour limiter les éventuels problèmes aux zones directement impliquées dans la panne. D'autres similitudes peuvent être établies entre les réseaux électriques et le nouvel âge ou les philosophies orientales. Toutes les voies de recherche spirituelle parlent de la recherche de soi même dans l'intérieur, et de l'indépendance du bonheur de soi par rapport aux conditions extérieures. Donc, le chemin passe par être bien avec soi même et contribuer de cette façon à l'harmonie globale de la planète. Et bien, quoiqu'il en soit, quoiqu'il en fasse, *le soi intérieur est* et ça c'est la façon de dépasser l'inacceptable ou les graves perturbations extérieures ou obstacles qui ne sont que le *miroir* de la personne. La similitude est évidente, la création des zones autonomes et l'indépendance énergétique par rapport aux conditions extérieures sont une garantie de la vie et de la continuité des sous-systèmes. Le terme « *autonome* » fait référence à quelqu'un ou quelque chose qui dicte ses propres règles, donc qui n'est pas dépendant des directives ou de paramètres extérieurs. Ceci est le cas des différents opérateurs régionaux, nationaux qui ne peuvent pas contrôler directement le fonctionnement des composants appartenant à d'autres entités.

Spiritualité	Equivalence Réseaux Electriques
Ne pas désister, Tomber et se lever	Black-start, Reprise du système
Etre intérieur	Zone autosuffisante, Auto-nourrissante
Indépendance des conditions externes	Autonomie, Indépendance énergétique
Harmonie	Continuité de service, Surpasser les perturbations
Intuition, Vibration	Mesures de l'existence d'incident majeur
Colère, Peur, Angoisse...	Incident, Perturbation à dépasser
Résistances intérieures	Limites du système, Performances techniques à faire évoluer
Moment présent, Acceptation de ce qui est	Acceptation des pannes partiales (Brownout)
Energie	Courant électrique

Tableau. 5.4- Comparaison entre spiritualité et réseaux électriques : Les réseaux électriques comme être vivants.

La flexibilité devrait donc se différencier d'autres concepts tels que la robustesse ou l'adaptabilité. Ensuite, afin de bien marquer ces différences quelques définitions scientifiques sont établies selon la littérature intellectuelle:

- **Flexibilité** : capacité de réponse aux événements imprévus (non dimensionnés dans le planning du système) au travers de changements ;
- **Adaptabilité** : capacité d'un système pour dépasser les changements prévus ;
- **Robustesse** : caractéristique du système à dépasser les perturbations par l'immunité, l'absence de sensibilité aux perturbations ou la capacité de résister à surpasser des changements. Bien évidemment ce qui est soutenu dans ces travaux, un système robuste ne peut pas l'être que si il est flexible et donc adaptable

Donc, la conclusion de cette introduction est évidente, le système électrique sera amélioré dans la mesure où il évolue dans le sens de la flexibilité, c'est à dire, en incrémentant sa capacité de réponse aux imprévus. Et ça ne sera qu'en faisant un système flexible que le système deviendra plus robuste ou imperturbable. Une des voies pour augmenter la flexibilité et à la fois la robustesse serait *l'augmentation de la réserve primaire du système*.

Face à la simplicité de cette conclusion, il est néanmoins important de mettre en regard le coût réel de l'énergie et la complexité du nouveau système. En effet, cette complexité est un élément clé : les systèmes les plus simples sont souvent les plus robustes. Un système complexe devient imprévisible et peu fiable. La flexibilité est un atout, certes, sauf si elle entraîne une trop grande complexité, où si elle repose sur une grande dépendance aux Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (voir chapitre 6).

5.3.- Nouvelle organisation du système interconnecté

5.3.1.- Fonctionnement de Régulation de l'énergie proposé

Le nouveau fonctionnement de Régulation de l'énergie demanderait la participation de tous les générateurs à la réserve primaire du système. Ceci entraîne une amélioration directe de la robustesse du système selon l'indice FD et FD_1 ou FD_2 . Les principales innovations seraient les suivantes :

- **Production Décentralisée participant à la Réserve Primaire.** La production décentralisée serait obligée de participer à la réserve primaire dans un rapport minimal de sa puissance nominale. De façon minimale, 2% peut être envisagé pour qu'une telle obligation ne soit pas trop onéreuse ou bloquante par rapport à l'intégration des nouvelles sources d'énergie. Si les sources décentralisées ne disposent pas de capacité technique ou autre empêchement pour fournir le niveau minimal requis, les producteurs devraient aller au marché des réserves primaires pour les obtenir.

Nature de l'énergie	Pourcentage de Participation par rapport à la Puissance Nominale
Production Décentralisée	2% min.
Production Centralisée	4-5% min.

Tableau. 5.5- Pourcentage de participation à la Réserve Primaire selon le type de Génération

- **Marchés d'énergie primaire payante par l'opérateur du transport.** L'opérateur de transport a entre autres mission celle assurer la bonne conduite du système et pour ceci il doit contrôler les paramètres propres à la qualité de l'énergie comme la fréquence et les niveaux de tension. Dans un marché libéralisé comme le marché de l'énergie, tous les acteurs présents (distribution, génération, transport) ont pour but l'augmentation des profits. Ainsi, l'opérateur du transport devrait payer à la génération pour tous les services qui lui sont rendus entre autres les réglages ou contrôles.
- **Marchés d'énergie secondaires et tertiaires :** ils sont déjà payés dans beaucoup de pays à travers différents mécanismes d'ajustement.

5.3.2.- Production Décentralisée participante à la Réserve Primaire

Pour comparer le comportement dynamique des systèmes avec et sans GED participant à la Réserve Primaire, on a pris le cas d'étude du chapitre 2, c'est-à-dire, le système IDEA_CRISP39noeuds et on a intégré les deux réseaux de distribution (STN) et 18 équivalents dynamiques à 100 MW, dont 30% d'insertion de production décentralisée.

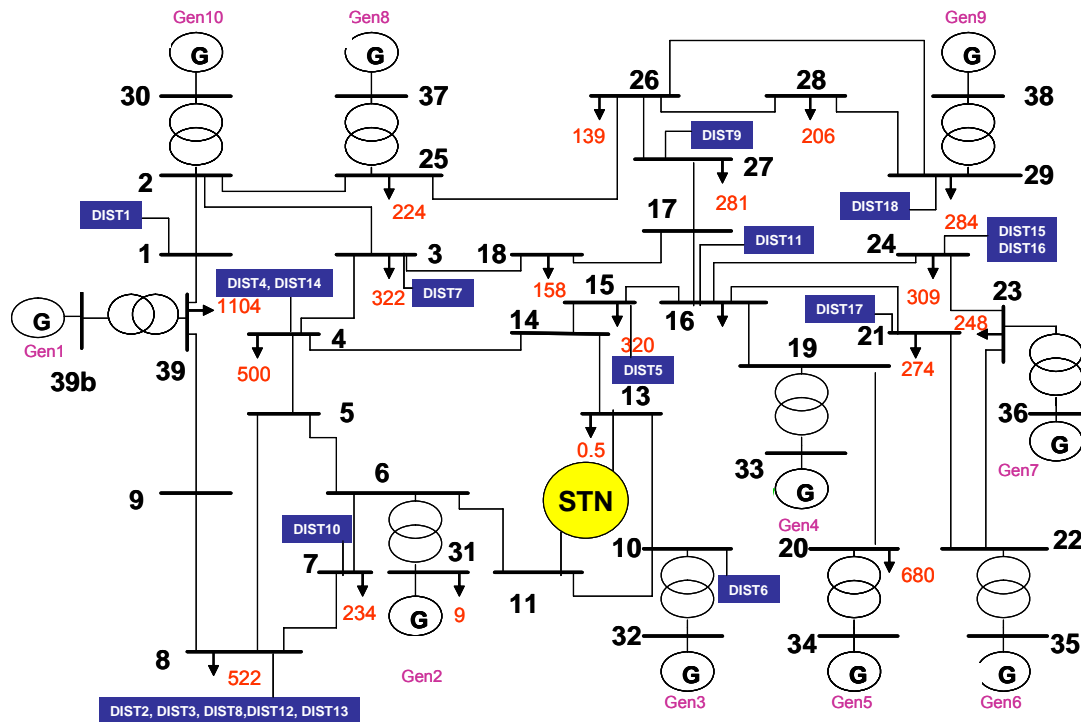


Figure. 5.3.- Cas d'étude pour l'étude de la participation de la Production Décentralisée à la Réserve Primaire

Pour ajouter une participation à la réserve primaire de la production décentralisée, on a mis une régulation de vitesse du type de transport (CHRISM02), mais avec des limitations de puissances qui bloquent la contribution des unités de production décentralisée à 2% de leurs puissances nominales. On a donc dans notre système trois types de contribution à la réserve primaire : les nucléaires et thermiques (5%), les hydrauliques (20%) et la production décentralisée (2%).

Dans les simulations, deux cas ont été comparés : GED avec et sans contribution à la réserve primaire. Les systèmes ont été soumis aux différentes perturbations influant des déviations de fréquence : perte de génération, variation de charge et courts-circuits dans le système de transport

- Variation de charge du nœud BUS39 (+ 500MW).** L'augmentation de la réserve primaire de 36 MW améliore (2% des équivalents dynamiques, 1800 MW) le comportement dynamique du système et diminue la déviation de la fréquence.

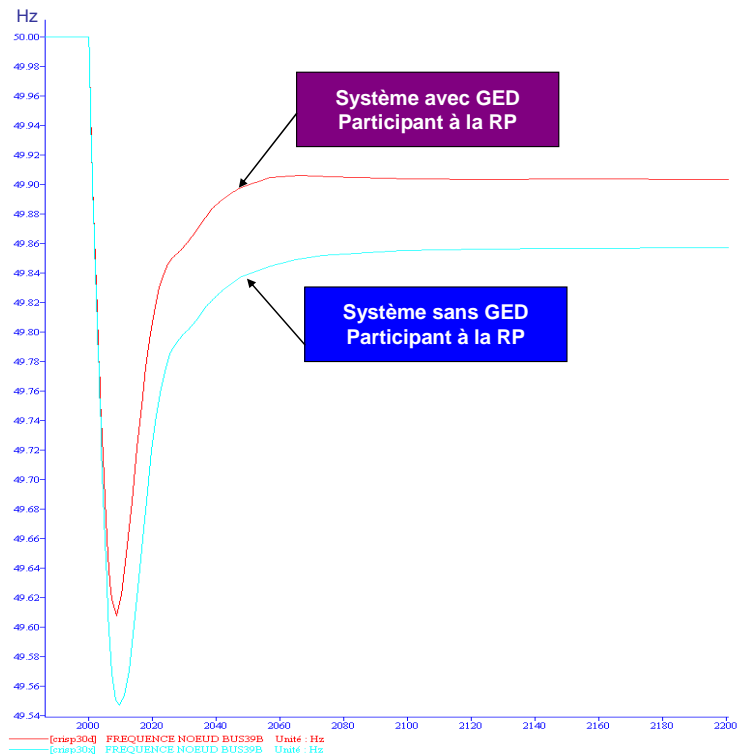


Figure. 5.4.- Comparaison des systèmes sans et avec GED participant à la RP : variation de charge +500MW

- Court-circuit dans le réseau de transport.** Le comportement dynamique lors de courts-circuits dans le transport (ligne BUS3-BUS4) est similaire.

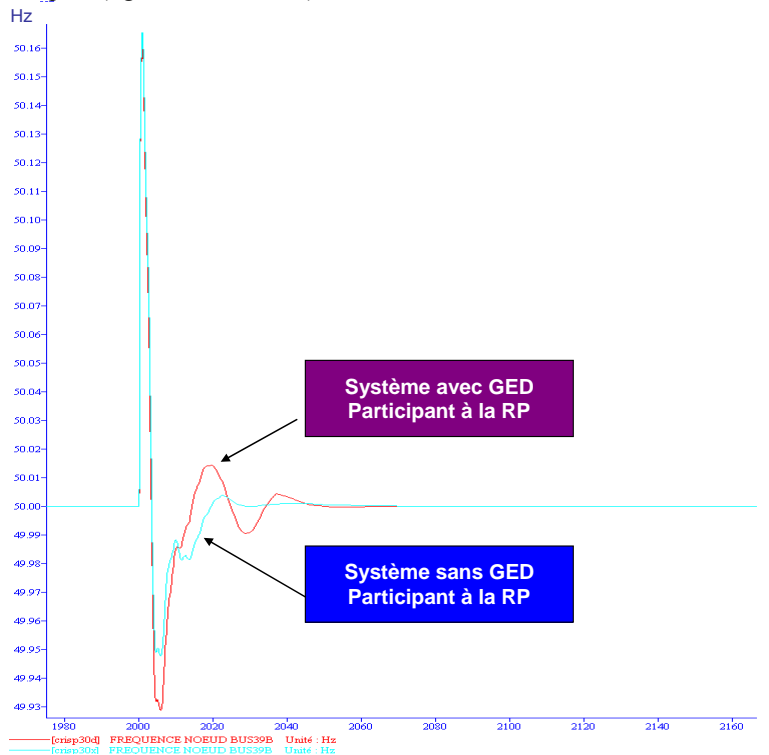


Figure. 5.5.- Comparaison des systèmes sans et avec GED participant à la RP : court-circuit dans le transport

- **Perte de Génération.** L'augmentation de la réserve primaire améliore la tenue du système lors des déviations de puissance. Dans la figure 5.6, les comportements de deux systèmes avec et sans GED sont comparés lors de la perte de GEN2 (- 233,6 MW et - 147,3 MVar).

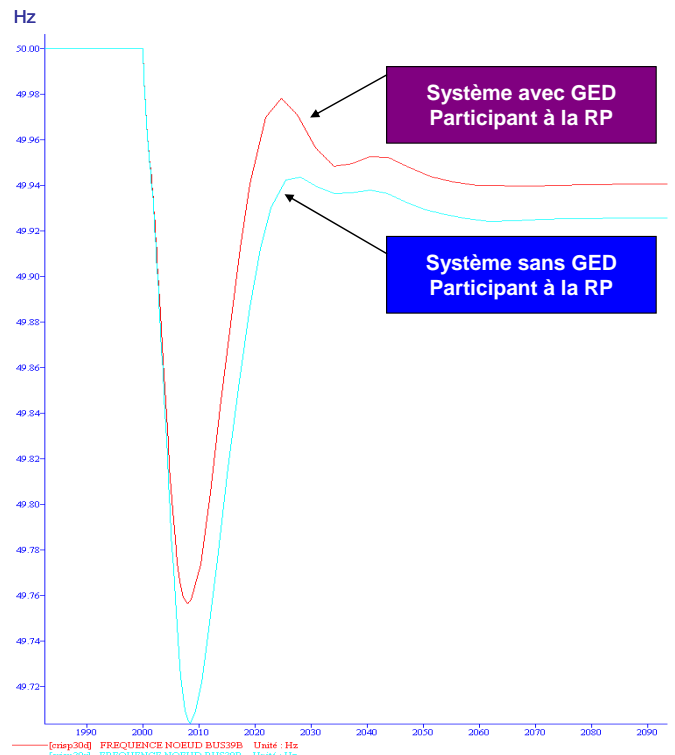


Figure. 5.6.- Comparaison des systèmes sans et avec GED participant à la RP : perte de génération

5.4.- Conclusion

Ce chapitre a montré que le système peut être complètement changé dans les années à venir. L'ouverture des marchés de réserves dont les réserves primaires devraient faciliter une augmentation de la robustesse des systèmes et une plus grande flexibilité face aux imprévus.

Par contre, les opérateurs du système qui nécessitent les réserves primaires des grandes centrales devraient être prêt à payer les générateurs de compensation et les coûts liés à la conduite en temps réel. D'un autre côté, les productions décentralisées devraient apporter au système une partie de la réserve primaire soit directement s'ils en ont les capacités techniques soit en rachetant aux grandes centrales leur contribution à la réserve primaire globale et en la revendant à l'opérateur de transport.

Ces contributions ne sont pas négligeables, si on pense à l'éolien, par exemple : 10 GW représenterait 0,2 GW d'augmentation de la réserve totale donc une meilleure robustesse de l'interconnexion et une plus faible déviation de la fréquence en cas de perturbation.

Chapitre 6 : Communications pour les systèmes électriques : application des Nouvelles Technologiques de la Communication et de l'Information

« S'il existait des dieux, comment pourrais-je supporter ne pas en être? »
Nietzsche

6.1. -Introduction

Les récentes évolutions dans les systèmes d'information et de télécommunication nous ont amenés à réaliser des études sur ces systèmes plus communément nommés NTIC (*Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication*). Depuis la démocratisation d'Internet, de nombreux services, que l'on utilise dans nos vies quotidiennes, ont évolué. Ainsi, de nouveaux services d'achat ou de vente, de transfert d'information ou de communication ont suivi l'évolution du « tout numérique ». Le système électrique, vecteur d'une énergie indispensable pour tous ces systèmes doit suivre ces avancements technologiques. Il doit donc évoluer pour proposer des améliorations pour ses clients et pour la société en général. Les demandes sont multiples et concernent tout aussi bien des aspects sociétaux comme la maîtrise de la demande de l'énergie et la possibilité d'accéder à notre consommations en temps réel depuis chez nous, mais aussi, des aspects techniques comme, les nouvelles possibilités de fonctionnement du système (détection et localisation automatique de défauts, îlotage intentionnels contre les grandes pannes électriques, accès des nouveaux participants aux marchés de l'énergie entre autres).

Le terme NTIC est un terme assez général qui est employé très largement dans la littérature mais qui doit être défini conceptuellement. Cette définition doit contenir une liste des opérations automatisées ou semi-automatisées qui lui accordent un sens. Ces opérations seront détaillées dans ce chapitre mais, ils peuvent être résumées dans trois axes principaux: *acquisition* et compilation de *l'information*, sa *communication* et son *traitement* ou *computérisation*.

Bien évidemment, ces trois axes sont déjà utilisés dans les réseaux électriques et par extension, sur le système électrique. Il nous a paru, donc, pertinent d'inclure un *état de l'art des principaux NTICs* liés au système électrique et ceci sur le plan technique (composants d'un système SCADA, performances des medias pour chaque application entre autres) plutôt que sur un plan commercial (fichiers EDI, communication entre les acteurs du marché de l'énergie, pools de l'énergie entre autres).

Pour compléter cet état de l'art, deux NTICs proposés dans le cadre du *projet européen CRISP* sont décrits pour les applications de détection et localisation de défauts et pour les îlotages intentionnels au niveau de la distribution. Dans le cas de la détection et localisation de défauts, un outil d'aide à la décision a été développé et une maquette de simulation des communications entre différents composants NTICs nécessaires a été réalisée. C'est le résultat d'un travail de collaboration entre *l'INPGrenoble* et, *IDEA* (Christophe Andrieu, Bertrand Raison, Delcho Penchov, Bogdan Enacheanu, Alexandre Martin et Miguel Angel Fontela) et *BTH* (Rune Gustavsson, Per Mellstrand et Björn Törqvinst) au sein de ce projet européen *CRISP*. Le concept d'autocicatrisation développé à ce moment là est poursuivi pas le même consortium au sein d'un nouveau projet européen (STREP, 6^{ème} PCRD) nommé INTEGRAL. Ce projet a pour but d'intégrer ces fonctions d'autocicatrisation à des fonctions de gestion de la production décentralisée avec un objectif commun : une meilleure utilisation des ressources locales pour le réseau de distribution.

6.2.- Définitions des NTICs

Comme il a été dit, le terme NTICs est très largement utilisé pour beaucoup d'applications : téléphones portables, internet, sites webs d'achat ou de vente de produits ou services, sécurité des personnes et des biens. Cette ampleur d'application fait que le concept sous-jacent n'est pas très précis. Nous avons donc tenté de trouver une définition de ce terme associé aux systèmes électriques. Les NTICs peuvent être définis largement comme :

« Toute technologie impliquée dans l'acquisition, le stockage, le traitement et la distribution de l'information par le biais de moyens électroniques (incluant radio, télévision, téléphone et ordinateurs) ».

Ainsi, trois processus élémentaires se retrouvent dans les NTICs [TOR-01] et [FON-04] :

- L'acquisition de l'information,
- La transmission et la communication de l'information entre différentes entités,
- Le traitement de données ou computerisation de l'information (incluant le stockage, l'analyse et la visualisation de l'information).

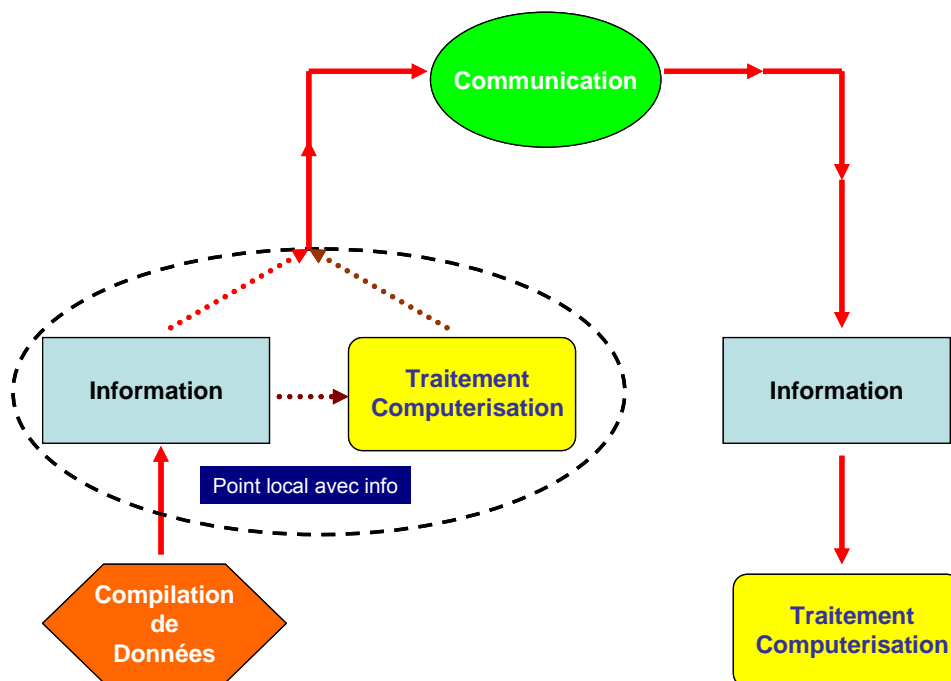


Figure. 6.1.- Acquisition Information / Communication / Computerisation

Le système de communication est responsable de la transmission des informations. Différents media de communication sont employés pour leurs transferts. L'information est codée sous différentes formes (analogiques ou numériques) puis elle est envoyée vers les différents centres régionaux ou nationaux où elle peut être convertie et stockée dans d'autres formats. Le processus de communication est considéré comme fini une fois que les données (informations) sont stockées.

La computérisation ou traitement des données consiste dans l'utilisation de l'information ou données déjà disponibles afin d'analyser le système électrique. Elle devient un système d'aide à la décision pour l'opérateur. La computérisation peut être menée localement (là où l'information est stockée) ou avec communication avec une seconde entité qui traitera à distance ces données. Ce traitement inclut donc la coordination des différents agents et acteurs. Elle est faite principalement sur des calculateurs ou encore des logiciels qui peuvent être exécutés sur des PCs ou des automates.

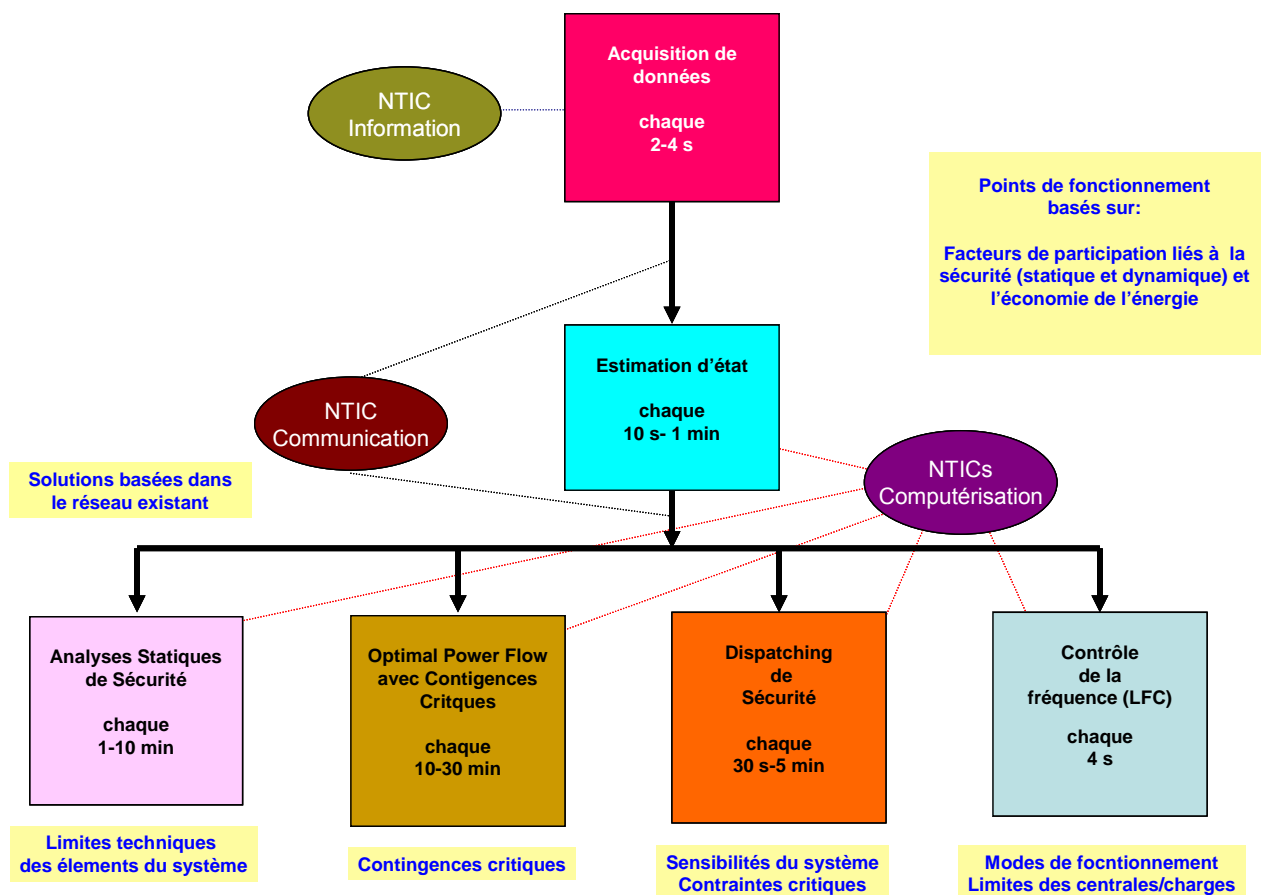


Figure. 6.2.- Différents NTICs du système électrique

Ces trois concepts sont appliqués dans le domaine des réseaux électriques. Quelques exemples des NTICs caractéristiques des réseaux électriques, montrés dans la figure 6.2, sont les suivants :

- **Information** : le système d'information est celui propre au système SCADA de compilation et visualisation de défauts.

- **Communication** : le système de communication est composé de tous les medias de transmission. Notamment, il est à détailler la redondance des communications entre les niveaux supérieurs des systèmes SCADA pour assurer le bon transfert des ordres et changements décidés par les opérateurs.
- **Traitement de données ou Computérisation** : tous les outils automatiques ou d'aide à la décision qui sont développés pour faciliter une conduite technique optimale (§ figure 6.2). Par exemple : l'estimation d'état, les analyses statiques de sécurité, l'optimal power flow avec des contingences critiques, le dispatching de sécurité ou le contrôle de la fréquence (*LFC, load frequency control*).

6.3.- Description du système des Communications du Système Electrique

L'utilisation des nouveaux développements des technologies de l'information et de la communication (NTIC) devrait permettre l'amélioration de l'efficacité de la conduite et opération du système électrique au travers de l'augmentation de son observabilité et sa dispatchabilité. Les communications doivent garantir des niveaux de fiabilité et sécurité suffisants pour assurer la qualité et la disponibilité nécessaire des informations. Le système de communication d'un système électrique peut être composé de différents types de media de communication [FIN-00], [LUQ1-94], [LUQ2-94], [MAR-01], [SHA-03]:

- Réseaux filaires comme les lignes téléphoniques et les réseaux de données de type Ethernet, LANs, WANs et Internet.
- Réseaux sans fils terrestres qui incluent les téléphones portables GSM et ATM (Asynchronous Transfer Mode), les systèmes à ondes radios, et les micro-ondes (signaux de radio entre l'intervalle de fréquence 150 MHz et 20 GHz).
- Courants porteurs. C'est le media de communication souvent utilisé normalement pour les fonctions de protection et de transmission du signal tarifaire, entre autres. Ce type de media n'offre pas la possibilité d'une communication fiable pour les longues distances. De plus, la communication avec des sites isolés peut ne pas être maintenue pendant les perturbations (courts-circuits entre autres).
- Réseaux des satellites. Ils représentent un autre segment des systèmes de communication qui peuvent apporter des services supplémentaires au système électrique. Entre autres : images détaillées d'un point géographique, synchronisation temporelle des signaux électriques par les signaux GPS (*Global Positioning System*)

Les temps d'envoi des messages dépendent des liens physiques employés. Quelques exemples pour les liens propres des réseaux de mesures entre longues distances (*Wide Area Measurement Networks*) sont montrés dans le tableau 6.1 [NAD-02]:

Lien physique de Communication	Temps d'envoi associé aller simple (ms)
Câble de fibre optique	100-150
Lien numérique par onde	100-150
Courant porteur (PLC)	150-350
Lignes de téléphone	200-300
Satellite	500-700

Tableau. 6.1.- Temps d'envoi associé pour les réseaux de mesure entre longues distances

Autre paramètre qui caractérise les performances des media de communication : la vitesse de transmission, normalement mesurée en bip/s ou bps. Le tableau 6.2 montre quelques chiffres clés [QIU1-02]:

Transmission media	Vitesse de transmission
Internet avec modem (RTC)	40 kbps selon le type de liaison
Radio	9.6 kbps
Courant porteur (Power Line Carrier) bas débit	1.2 kbps

Tableau. 6.2.- Vitesse de transmission des media couramment utilisés dans les systèmes électriques

Bien que quelques opérations du système électrique, comme la re-synchronisation d'une partie du système, pourrait prendre quelques heures même des jours, l'application des liens de communication à haute vitesse est nécessaire pour les opérations en temps réel. Les besoins des informations en temps réel s'expliquent par la nature physique du vecteur électricité : l'électricité peut être difficilement stockée et donc, à chaque instant, l'opérateur doit s'assurer de l'équilibre Production - Consommation aux pertes près. Cela implique des besoins en :

- Acquisition des données pour la génération, transport et distribution d'énergie.
- Communications entre les différents sites, postes sources, centres de contrôle et acteurs du marché.
- Information en temps réel pour le marché de l'énergie et les services météorologiques.
- Partage de bases de données communes d'information entre centres de contrôle/dispatching.
- Contrôle du système de protections
- Contrôle et conduite de la fréquence et de la production des différents générateurs.
- Délestage des charges basé sur des analyses de contingences
- Contrôle des moyens tels que les FACTS qui peuvent être responsables de l'amortissement d'oscillations de puissance entre groupes de production

Ce sont quelques exemples en terme de besoin d'information pour la conduite en temps réel du système électrique. Les systèmes de communications sont utilisés non seulement aux centres de contrôle, aux protections mais aussi à la maintenance, la planification et même au relevé des consommations.

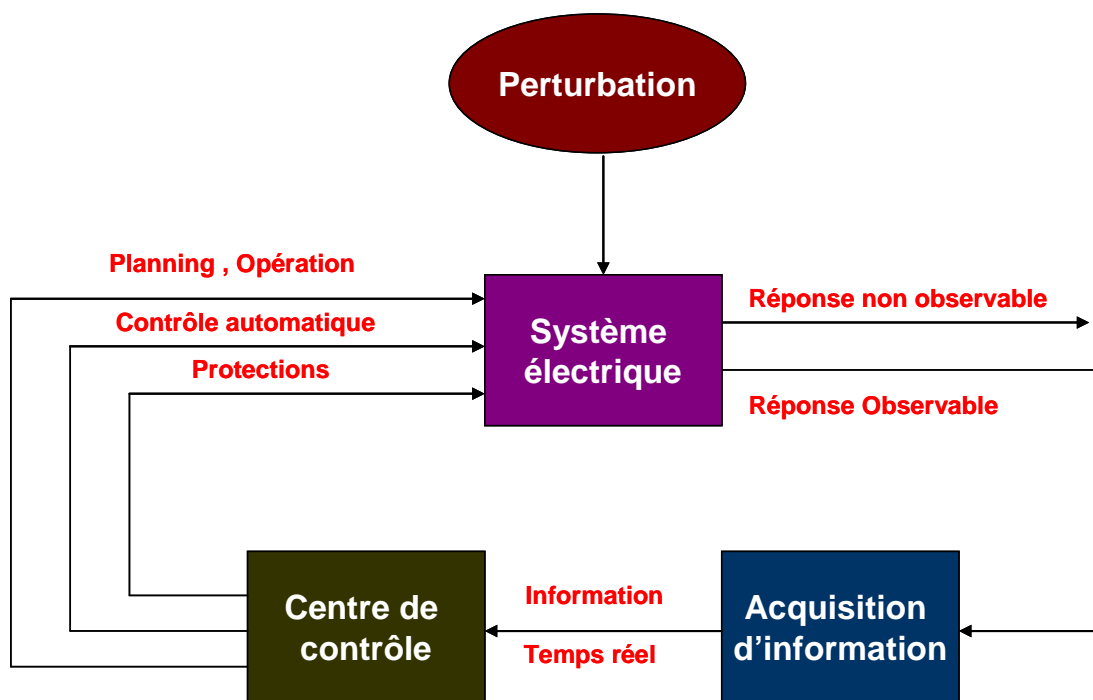


Figure. 6.3.- Le cycle de mesures, information et création des décisions

Les différentes tâches qui doivent être effectuées dans un système de puissance ont des besoins différents en terme de volume/quantité d'informations à transmettre. Le tableau suivant introduit les différents volumes de données à traiter et le temps de réponse pour quelques actions significatives du système [AMI-01] :

Opération	Volume de données	Temps de Réponse
Délestage de charges	Bas	Secondes
Relais Adaptable	Bas	Non disponible
Acquisition et Transfert de Données	Haut	Secondes
Reconfiguration du réseau	Bas	Minutes (en manuel)
Contrôle Appareillages (FACTS, Transfo...)	Moyen	Secondes (en manuel)
Enregistrement des Défauts	Moyen	Minutes
Contrôle des Générateurs	Bas	Secondes
Plan de Défense National	Haut	Non applicable

Tableau. 6.3.- Besoins en volume de données et en temps de réponse de différentes opérations du système électrique

Afin d'illustrer plus précisément les besoins de vitesse de transmission et volume de données à envoyer pour une tâche du système électrique, le tableau suivant montre les performances requises pour le système de protection [QIU1-02]:

Type de Relais	Débit de données		Latence
	Actuel (kbps/s)	Futur (kbps/s)	
Protection de Courant	160	2500	4-8 ms
Protection Différentielle	70	1100	4-8 ms
Protection de Distance	140	2200	4-8 ms
Délestage de charges	370	4400	0.06-0.1 s

Tableau. 6.4.- Volume des données dans les systèmes de protection

Le tableau 6.4 montre une comparaison des estimations des performances requises aujourd'hui et celles estimées dans le futur avec des nouvelles applications. La différence en volume de données ne correspond pas à une augmentation du nombre des données électriques à transmettre, mais à une estimation de l'évolution des medias de communication pour transmettre des valeurs plus échantillonnées et plus précises [KHA1-02]. Dans cette référence, les données du délestage des charges font référence seulement à la mesure à point critique. En réalité, les données de délestage doivent être corrélées sur N points, donc le volume des données doit être multiplié par ce facteur pour obtenir le volume total des données à véhiculer.

De plus, les postes sources deviennent de plus en plus complexes suite à la mise en place des nouveaux services et automatismes locaux. L'information doit être transmise en deçà de quelques millisecondes afin d'assurer un fonctionnement correct des protections et autres contrôles commandes. L'application de LANs et WANs dans les postes sources est une tendance de plus en plus employée. L'utilisation des WANs (*Wide Area Networks*) entre postes sources et entre les postes sources et le(s) centre(s) de contrôle permet maintenant aux exploitants (*utilities*) le partage des données des différents sites et différents niveaux de tension [CIG1-03], [KEZ-03]. Ceci entraîne logiquement l'augmentation des données transmises à travers le système SCADA (§ Annexe F).

La transmission des données et informations doit être réalisée avec soin afin de prévenir l'intrusion des agents externes malicieux qui pourraient menacer et mettre le système en danger. Les outils les plus communs de sécurité pour garantir le fonctionnement normal du système (authentification, autorisations, encryptage, firewalls...) dépendent des systèmes de base utilisés (UNIX, Java, Microsoft.NET...) des serveurs et media de communication. Il est à noter que les utilisateurs de type banques ou opérateurs de télécommunication ont un effort de recherche soutenu dans ce domaine et développent depuis quelques années des solutions toujours plus performantes.

Un standard important pour les contrôles du système électrique et ses communications est le IEC/TR 62210 [IEC-04]. Il traite les applications de la supervision computerisée, du contrôle, des mesures et du système de

protection informatique dans les entreprises électriques (*utilities*). Il traite aussi des points liés aux protocoles de communications utilisés, les accès et l'utilisation des systèmes d'information et il balaye aussi les menaces au système, sa vulnérabilité et les conséquences des attaques extérieures, les contre-mesures et actions possibles afin de sécuriser la situation actuelle.

Un autre paramètre prépondérant dans les communications entre différentes entités est le choix des protocoles. Ils sont la sémantique qui permet la communication entre les outils et ouvrages existants dans le système. Malgré des efforts de normalisation importants (*IEC 61850*), on constate de nombreux protocoles différents. ICCP, TCP/IP, Modbus, Profibus, X25, LON, UCA d'EPRI sont les plus répandus. Il existe presque autant de protocoles que de fabricants de matériels. La plupart du temps, cette variété de protocoles ne présente pas un grand problème car il existe des éléments qui traduisent les informations d'un protocole à l'autre (*Gateways*) [MCD-01].

Dans le cas des communications entre RTUs et les IEDs, les protocoles les plus utilisés sont : DNP3, Modbus, Modbus Plus, EPRI UCA2 comme le montre la figure 6.4

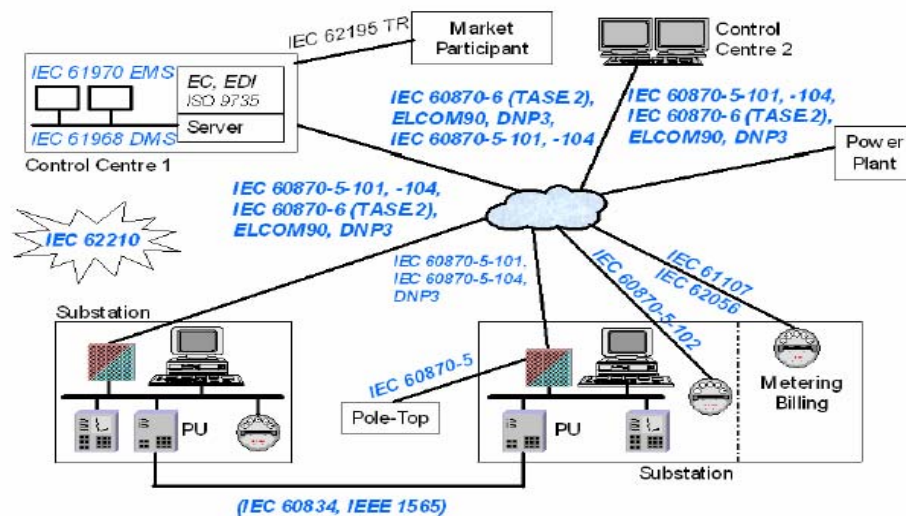


Figure. 6.4.- Standards des systèmes électriques de communication

L'intégration des services avec un seul réseau de communications de type Internet est une possibilité sérieusement envisagée pour minimiser les coûts de télécommunication et augmenter les flux d'information entre les différentes applications de l'opérateur du système. Le point critique pour l'utilisation de ces réseaux est la Qualité de Service (*QoS*).

En effet, ce protocole autorise des congestions/collisions dans le réseau de communication et donc une perte ou un retard d'informations possible. Le tableau 6.5 résume les mêmes besoins des systèmes de protection, SCADA et téléphones [CIG2-03].

Type de service	Besoins en terme de Communications
Télé-protection	Délai de transmission < 5-10 ms Fiabilité, 99,99%
Télé-contrôle/SCADA	Délai de transmission environ 1s
Téléphonie	Haut niveau de disponibilité 99,99%

Tableau. 6.5.- Performances générales requises dans les applications des systèmes d'énergie

Différents études de la CIGRE Study Comitee 35 [CIG2-03], [CIG3-03], [CIG4-03] ont évalué l'utilisation des NTICs dans un système électrique. Le tableau suivant montre les principales conclusions émises :

Liaison	Temps de propagation	Variation du temps de propagation	Probabilité de blocage de la liaison	Bit Erreur	Bande
Câble	5-10 μ s/km	\ll 1ms	Basse (erreur humaine)	Sans Objet	Quelques kHz \ll 64 kbps
Courant porteur	3.3 μ s/km	\ll 1ms	Basse (erreur humaine)	$< 10^{-3}$	> 64 kbps
Micro-ondes	3.3 μ s/km (+1-2 ms/terminal)	\ll 1ms	Basse (erreur humaine)	$< 10^{-3}$	> 64 kbps
Fibre optique	5 μ s/km	\ll 1ms	Basse (erreur humaine)	$< 10^{-6}$	> 64 kbps
GEO Satellites	250-280 ms (aller/retour)	Données non disponibles	Données non disponibles	$< 10^{-3}$	> 64 kbps
LEO Satellites	10-30 ms (aller/retour)	\gg 1ms	Données non disponibles	$< 10^{-3}$	> 64 kbps
ATM networks	5 μ s/km +7ms de traitement , +0.5 ms/switch ATM	< 3 ms	Données non disponibles	$< 10^{-6}$	> 64 kbps
IP networks	Pas déterministe; Sans garantie	Sans garantie	Erreur de routage	$< 10^{-5}$	> 64 kbps
Ethernet 100 MB LAN	1-3 ms hub partagé < 1 ms switched hub 6-12 ms WAN	Quelques ms, Sans garantie	Erreur des adresses	$< 10^{-5}$	> 64 kbps

Tableau. 6.6.- Performances des systèmes de télécommunication

6.4.- Projet CRISP : tests des NTICs

Dans le cadre du projet européen CRISP ; quelques tests et expérimentations ont été réalisés sur l'application des NTICs dans les réseaux électriques. Ces applications vont des outils pour coordonner les systèmes de protection (rendre les réseaux autocicatrisants) à la coordination des intelligences distribuées pour faciliter la conduite future du système (par exemple : les flotages intentionnels qui améliorent la continuité du service et les processus de restauration du système interconnecté [HA-06]) ou encore au lien entre la dynamique du marché de l'énergie et la dynamique technique des systèmes électriques.

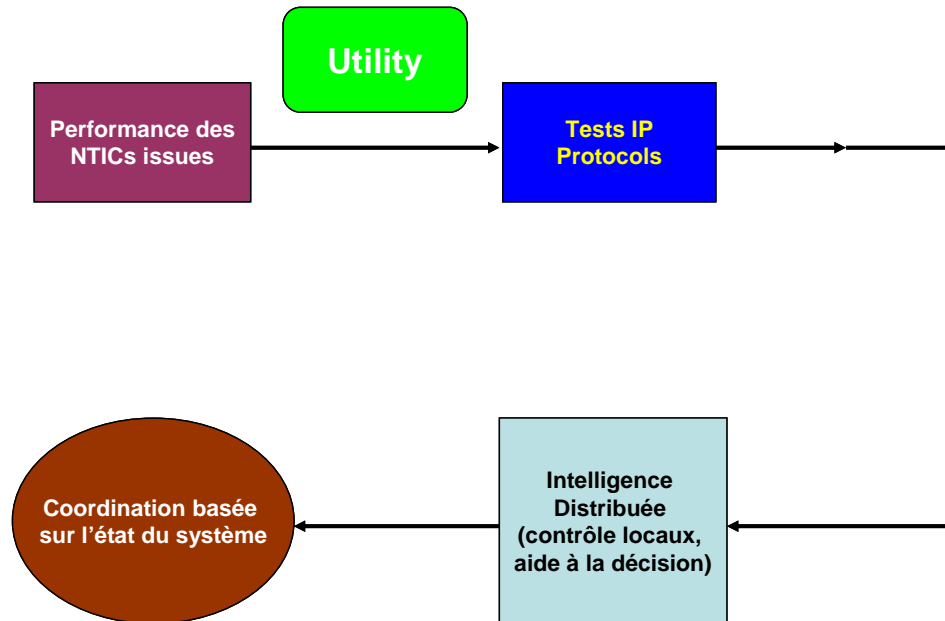


Figure. 6.5.- Objectif des tests sur les réseaux IP

Le principal objectif de ces tests a été la caractérisation des performances des NTICs sur des fonctions de conduite du réseau de distribution en présence de production décentralisée. Les NTICs ont préalablement été définis comme une composition des trois fonctions élémentaires : acquisition de l'information, communication entre différents points et le traitement/computérisation. Les tests se sont focalisés sur les communications au sein d'un réseau Internet de type IP. Ce réseau IP représente le réseau des NTICs qui relie les différentes entités et unités d'acquisition des données de l'*utility ou opérateur*. Traditionnellement, la communication a été effectuée avec des liaisons point à point. L'utilisation des liaisons basées sur les réseaux IP chez les opérateurs implique la disposition de l'information et des données dans un réseau unique où les chemins de passage des messages ne sont pas connus à l'avance et dépendent dynamiquement du niveau de congestions des liaisons. La distribution de l'intelligence proposée avec l'insertion des réseaux IP devrait améliorer le temps de traitement central de l'information en réalisant des calculs distribués. Il est ainsi plus simple d'utiliser un programme pour estimer l'état d'une partie du système et ensuite, comparer les résultats à certains nœuds. Le verrou majeur est la coordination des contrôles des différentes intelligences distribuées afin d'améliorer le fonctionnement du système.

La connexion à des capteurs et moyens de réglage à un unique réseau privé représente un changement complet de la philosophie d'un système SCADA. Le lecteur pourra se référer aux études IEEE 1615 Working Group et les CIGRE SC 35. Sur la figure 6.6, il est montré la communication entre différentes postes sources et les départs à travers le réseau commun de communication.

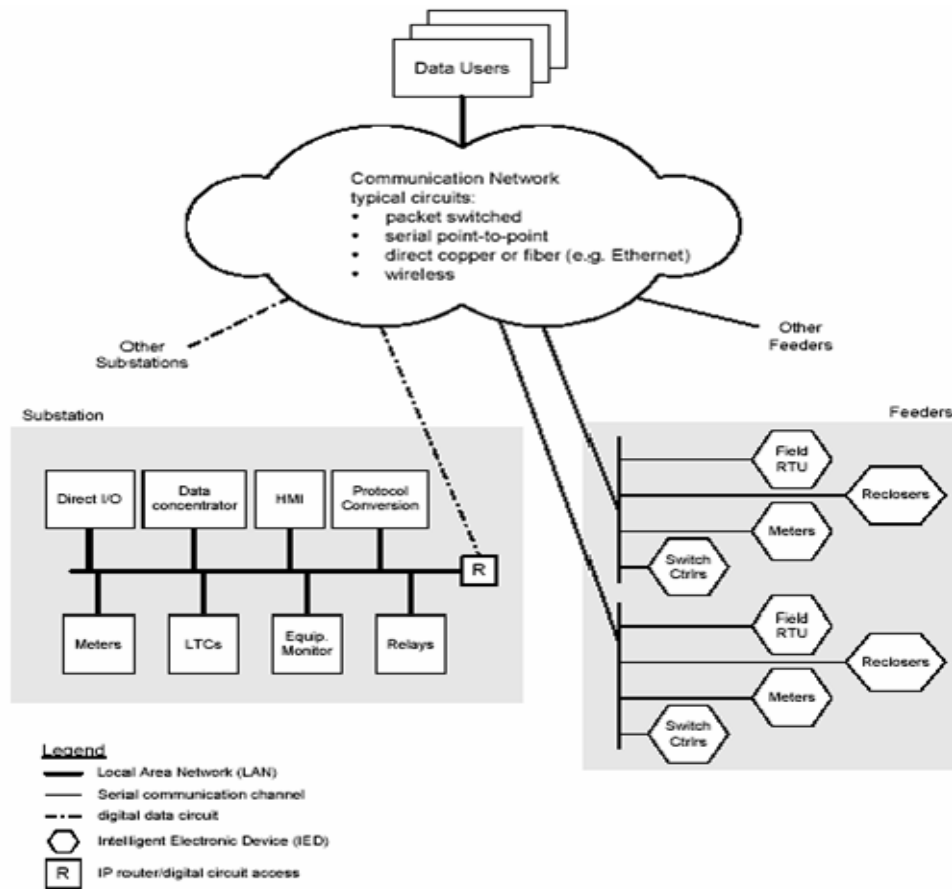


Figure. 6.6.- Proposition de structure de télécommunication issue des études du Working Group IEEE 1615

L'architecture des tests du projet CRISP est composée des 3 parties distinctes pour les différentes applications possibles :

- Architecture des réseaux des ordinateurs interconnectés et maîtrise des transits d'information entre eux ;
- Fichiers de données d'échange des différentes applications ;
- Outils d'aide à la décision (outil de localisation de défaut, contrôle de cellules de distribution, procédure de coordination de la restauration entre autres).

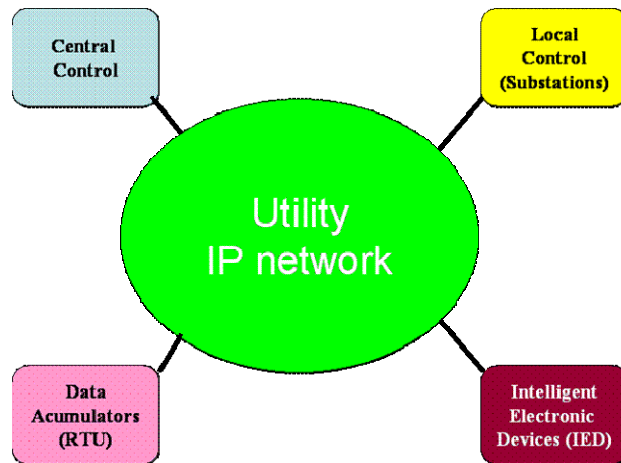


Figure. 6.7.- Nouvelle architecture du système SCADA pour la communication et le contrôle commande

Dans le cas du système de protections, les entrées nécessaires pour les tests des NTICs sont les fichiers log obtenus à partir du simulateur temps réel ARENE concaténés par des capteurs émulé par des PC et les fichiers des outils d'aide à la décision. Diverses questions se sont alors posées :

- En ce qui concerne les protocoles: sur le protocoles TCP/IP, l'utilisation du protocole UDP a été envisagée mais l'absence d'accusé de réception est gênante : les messages sont-ils bien arrivés à leur destination ?
- Comment simuler les couches basses des protocoles : les différents media de communication (ADSL, radio entre autres) qui ont leurs propres protocoles pour le transfert des données d'un point à autre, donc la transmission des données. La simulation de ces medias a été faite comme il est indiqué sur la figure 6.8:

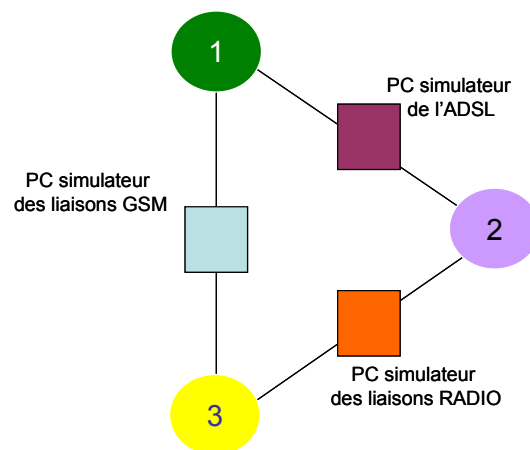


Figure. 6.8.- Liaisons physiques simulés par des PCs entre nœuds du réseau IP (1,2,3...)

- La modification des performances du réseau de communication a aussi été réalisée grâce à ces PCs intermédiaires (Performance-Protocols-Throughout (bytes/s) - Latency (s) - Pertes (losses) - Congestions).

- La modification de la priorité des messages: insertion de numéros spéciaux dans les entêtes des messages pour qu'ils puissent être reconnus par les routers et que le message soit transmis plus rapidement.
- La simulation des Congestions des liaisons a aussi été réalisée : surcharge des réseaux IP. Ces congestions pourraient avoir des effets négatifs en terme de temps d'envoi (latency) et en terme de vitesse (throughout en bytes/second). Si la vitesse est réduite, le temps d'envoi est aussi réduit et inversement. La réduction de la vitesse peut impliquer la perte des messages, ces pertes font que les messages soient envoyés de nouveau jusqu'à sa réception et donc, le temps d'envoi est sérieusement augmenté. Ces aspects (pertes, latency, throughout) sont les points critiques si les contraintes pour les communications sont très strictes comme il est le cas des communications pour les systèmes de protections des réseaux électriques.

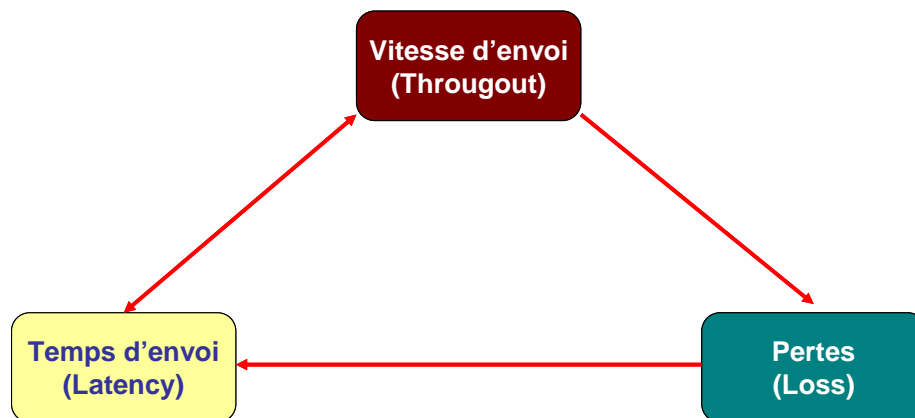


Figure. 6.9.- Performances demandées

6.4.1.- Implémentation des composantes NTIC pour la détection et localisation des défauts

Les différents besoins dans le domaine des NTICs pour l'utilisation des outils d'aide à la décision sont décrits dans les paragraphes suivants [AND-01] et [AND-02]. Ces NTICs ont été implémentés en langage C afin de les intégrer au sein des tests du projet CRISP.

6.4.1.1.- Composants NTIC associés aux IPD directionnels (Indicateurs de Passage de Défauts)

Les NTICs associés aux IPD directionnels ont différentes fonctions à remplir. Ces fonctions peuvent se résumer comme il suit :

- Compilation des états des IPD
 - Détection de l'état ON ou OFF (ceci peut être converti en binaire 1 ou 0 où 1 est représenté un défaut permanent détecté)
 - Détection de la direction où le défaut détecté est placé : ON ou OFF (ceci peut être converti en binaire 1 ou 0, 1 est représentative d'un défaut permanent détecté vers le poste source ou en aval)
- Envoi de ces états de l'IPD directionnel à l'outil d'aide à la décision (HTFD, Help Tool for Fault Detection [DUC-05]).

Les composants NTICs vont prendre les informations des IPD, les traiter et les convertir au bon format pour ensuite les envoyer à l'outil d'aide à la décision (HTFD, *help tool for fault detection*) qui sera chargé de croiser toutes les informations. La communication devrait être basée sur une conception maître – esclave : l'envoi des informations à un nœud existant sur le poste source. Le NTIC lié aux IPD aurait, dans ce cas, juste un rôle de transmission de l'information à l'outil d'aide à la décision de l'opérateur pour que cet outil, HTFD, puisse faire des analyses plus approfondies

Les fabricants de ce type de produits donnent un délai de plusieurs dizaines de secondes pour les produits existants. Dans le futur, des temps plus réduits pour la compilation des données à partir de l'occurrence d'un défaut, environ 100 ms sont attendus avec le développement des nouveaux appareils. Avec ce type futur d'IPD, une validation spécifique des informations deviendrait nécessaire afin de valider l'état d'un défaut permanent et éviter des fonctionnements inappropriés sur défaut non permanent.

Les communications sont supposées amener les fichiers dans les temps mentionnés ci-dessus. Une solution possible est l'utilisation d'un réseau IP privé. Ceci permet aussi de définir une adresse IP à chaque IPD. Ce réseau IP aurait comme avantages la résolution des congestions, le renvoi des messages en cas d'erreurs. Une autre solution possible est envisagée : l'utilisation de courant porteur.

6.4.1.2.- Composant NTIC associé à un enregistreur de Défauts (ED) ou système de protection

Le composant NTIC associé aux enregistreurs de défauts (ED) a ses propres fonctions qui peuvent être résumées comme suit :

- Compilation des fichiers COMTRADE des protections numériques une fois que un défaut est détecté (Standard IEC60255-24),
- Conversion le fichier COMTRADE dans un format de données approprié pour les computérisations
- Identification du type de défaut (triphases, biphasés, monophasé, à la terre)
- Evaluation les paramètres nécessaires pour l'outil HTFD
 - 3-phase: amplitude moyenne du courant des trois phases
 - 2-phase: amplitude moyenne du courant des trois phases.
 - 1-phase: amplitude moyenne du courant de la phase en défaut type, tension de la phase en défaut, courant homopolaire estimé ou mesuré, tension homopolaire estimée ou mesurée
- Envoi les paramètres à l'outil HTFD

L'objectif des composants NTICs associés aux enregistreurs de défauts est double : d'un côté la décentralisation du traitement des données et du type de défaut. Ce prétraitement permet d'estimer la zone en défaut et d'évaluer des caractéristiques du défaut et, par ailleurs, la transmission des informations adaptées à l'outil HTFD. Ce prétraitement décentralisée réduit le temps total du procès sur des axes: volume faible de données à traiter et réduction des données à envoyer au HTFD. Une évaluation de la distance de défaut aurait pu être réalisée mais semblait très coûteuse en ressource système et est donc réalisée par l'outil HTFD.

Le point le plus critique de ce composant NTIC est la conversion du format de données, le format COMTRADE qui prend quelques minutes pour être créé. La quantité de données est un autre point critique puisque on peut avoir besoin des trois tensions et des trois courants avec un échantillonnage à 1 kHz.

6.4.1.3.- Composant NTIC associé aux disjoncteurs (DI)

Le composant NTIC associé aux disjoncteurs a ses propres fonctions qui peuvent être décrites comme il suit:

- Compilation les états des disjoncteurs ou transmission du changement d'état des disjoncteurs
 - Etat ON ou OFF (1 ou 0)
- Envoi l'état à l'outil HTFD (intéressé par l'état de du disjoncteur à ce moment donné)

La mise à jour des données peut être faite de façon asynchrone, ainsi, un changement d'état du disjoncteur est constaté. Le temps attendu pour la mise à jour et transmission de l'information est d'environ 100 ms : temps entre l'état connu par le NTIC local et l'état connu par le NTIC HTFD. La distance entre ces deux composants NTICs peut être grande (jusqu'à environ 40 km). Le réseau peut être composé de quelques dizaines de disjoncteurs contrôlés dans un réseau.

Le composant NTIC envoie aussi l'information relative aux changements de la topologie du réseau (configuration du réseau). Un message d'alerte à haute priorité serait lancé pour attirer l'attention de l'opérateur ou de l'outil HTFD par rapport aux changements apparus.

6.4.1.4.- Composant NTIC associé à l'outil d'aide à la décision HTFD

Le composant NTIC associé à l'outil HTFD est le plus complexe de ceux détaillés dans cette application de détection et localisation de défauts. Il représente le cœur de la solution proposée. Le composant NTIC HTFD croise les données et fait des analyses combinées. Il a besoin d'une interaction claire avec l'opérateur, en lui fournissant les principaux résultats du diagnostic de défauts et compilant, pour lui, l'information la plus importante par rapport aux caractéristiques de la topologie (mise à jour si nécessaire). Les actions principales qu'il est supposé faire sont les suivantes :

- Compilation des données des autres composants NTIC
- Mise à jour de la topologie du réseau si nécessaire
- Si un défaut est détecté
 - Combiner les analyses avec les données IPD et les enregistreurs de défauts (localisation de défauts)
- Donner l'information traitée à l'opérateur
- Proposer une réponse aux défauts permanents détectés (nouvelle configuration du réseau)
- Envoyer l'information aux autres HTFD associée aux mêmes cellules

L'objet principal des composants NTICs HTFD est la compilation des informations des autres composants NTICs. La compilation des données est réalisée sous un format spécifique de données qui peut être changé pour mener les analyses propres des NTICs HTFDs. Donc, l'information cumulée par le NTIC HTFD doit avoir des formats fixes pour garantir une bonne utilisation des données transmises. Avec ces informations, le NTIC HTFD annonce la localisation du défaut sur le réseau et le type de défaut qui sont envoyés à l'opérateur et aux autres NTIC HTFD pour reconfiguration du réseau pour isoler le tronçon impacté par l'incidence au minimum possible.

Le composant NTIC HTFD a besoin des trois rôles des NTICs : information, communication et traitement des données. Une unité microprocesseur, PLC (Programmable Logic Control) ou un ordinateur est nécessaire pour faire tourner les algorithmes de localisation. L'utilisation d'un réseau IP spécifique semble être le choix optimal pour ce type d'applications. Un placement correct peut être le poste source avec applications LAN comme réseaux Ethernets de 100 Mbps ou plus. Ce système LAN devrait être suffisamment efficace pour supporter l'arrivée de toutes les données sans problèmes. Néanmoins, la taille de la cellule pouvant impacter le nombre d'objets communicants, une étude est nécessaire au cas par cas.

La communication avec l'opérateur est normalement développée avec un réseau WAN (Wide Area Network), comme les réseaux IP

6.4.1.5.- Rôle de l'opérateur

Le rôle principal des opérateurs est de prendre les décisions pour entreprendre les actions pertinentes si le système électrique est en danger. Une des actions possibles est le changement des états des interrupteurs et disjoncteurs dans le réseau. Le composant NTIC HTFD doit informer l'opérateur et lui proposer quelques réponses possibles aux incidents en cours. Si le processus est réalisé en moins de 10 secondes, la séquence de localisation du défaut pourrait être intégrée dans la séquence de re-enclenchement classique, réduisant le temps de localisation et les pertes dues à l'énergie non fournie car le défaut serait isolé sur le tronçon minimum de réseau. Dans cette perspective, le rôle de l'opérateur est vu comme s'il s'agissait d'un composant NTIC et permettrait une action plus rapide de localisation de défauts et isolation de la partie du réseau impacté.

- Compilation des données des HTFD : sections où on peut attendre la localisation du défaut, type de défaut
 - Procédure séquentielle en cas de choix sur la localisation du défaut

Dans le cas de plusieurs localisations possibles du défaut, la procédure à suivre est le test/essai des localisations retenues en aveugle (situation à éviter autant que possible). A l'aide d'un outil de simulation, l'opérateur pourrait étudier la cohérence des situations proposées par l'outil de reconfiguration du réseau

6.4.1.6.- La Maquette BTH-IDEA

Les différents composants NTICs ont été intégrés dans un démonstrateur (voir la figure suivante) afin de tester et vérifier leurs performances sur un réseau IP

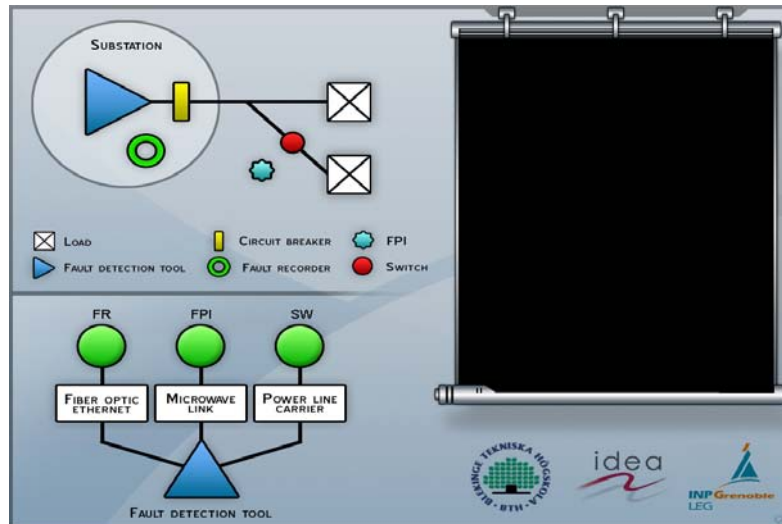


Figure. 6.10.- Interface du démonstrateur pour les tests des composants NTICs sur un réseau TCP/IP

Le démonstrateur est un assemblage de PCs, certains fonctionnant comme émulateurs de capteur à des nœuds et d'autres fonctionnant comme passerelles de communication (communications entre les serveurs, les IPD communicants, les enregistreurs de défaut et les interrupteurs télécommandés) et l'outil d'aide à la décision (HTFD). Les PCs ont comme système opérateur FreeBSD. Les performances des différentes liaisons de communications telles que la *latency* ou le *throughput* sont émulés sur des PCs. Ils fonctionnent donc comme des liens à travers *dummynet* de FreeBSD et la méthode de *bridging*.

Les outils de visualisation et de contrôle ont été implémentés en programmation C et exécutés dans un PC-nœud du système. L'interface homme machine de la maquette est montré sur la figure 6.10.

Deux constantes de temps ont été évaluées lors des tests pour les séquences de communication : le temps pour la transmission des fichiers de données et le temps nécessaire pour l'ensemble de (transmission + communication). Sans baisse des performances du réseau de télécommunication et compte tenu des caractéristiques du réseau électrique et du nombre d'organes communicants, le temps total de communication est plus grand que le temps nécessaire pour le transfert des fichiers. Les fichiers transmis sont utilisables avant que les messages *d'acknowledgement* entre PCs soient remis au destinataire.

Si la même machine a envoyé plusieurs messages dans un délai très court, les PCs restent connectés et les messages sont successivement envoyés jusqu'à ce que le drapeau de fin du dernier message (FP) soit passé.

Des valeurs typiques dans la vitesse d'envoi des données (Kbit/s) ont donné, pour la maquette, des valeurs typiques de temps de latency ou temps d'envoi (TL). Ces résultats sont présentés au tableau 6.7. L'envoi d'un fichier de données simple prend en total environ $5*TL$ pour toutes les séquences de communication (de la synchronisation à la déconnexion). Par contre, le temps requis pour la transmission d'un fichier type est d'environ $3*TL$.

Vitesse (Kbit/s)	TL (ms)
1000	8
565	11
140	10
40	18
12	50
10	57
9.6	66

Tableau. 6.7.- Temps d'envoi (TL) mesure l'envoi d'un message à différentes vitesses (performances du PC *bridge/media* émulsés)

Dans la maquette, si aucun *bridge* n'est utilisé, le temps de latence trouvé est de 0,2 ms. Le lancement d'un appel de communication ou une demande d'écriture des données dans un fichier prend environ 4 ms pour chacun. Ce temps doit être ajouté au temps d'établissement de la communication. La figure suivante donne les temps mesurés dans le cas d'envoi d'un ordre émis par l'outil d'aide à la décision (HTFD) à un interrupteur du réseau électrique avec une liaison directe TCP/IP entre eux à 10 Mbits/s.

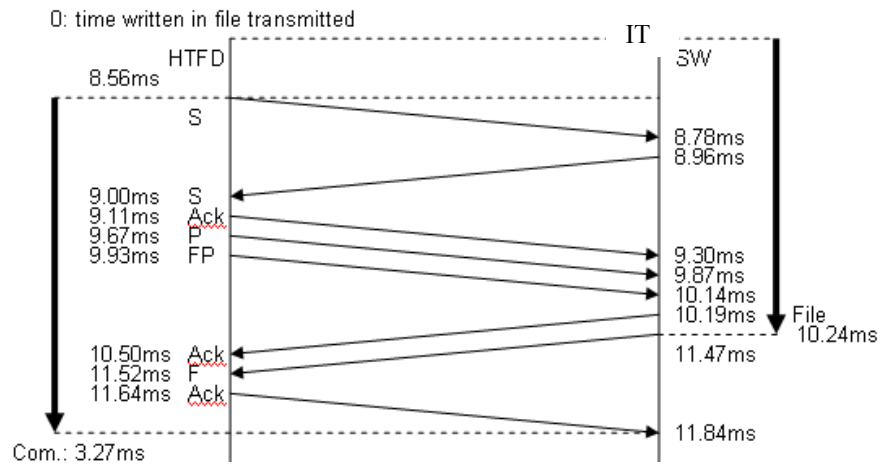


Figure. 6.11.- Messages échangées pour envoyer les données de l'outil d'aide à la décision à l'organe de manœuvre télécommandé avec une liaison à 10 Mbit/s

La figure suivante montre le même cas de test mais avec une liaison à 9.6 kbits/s (type modem minitel).

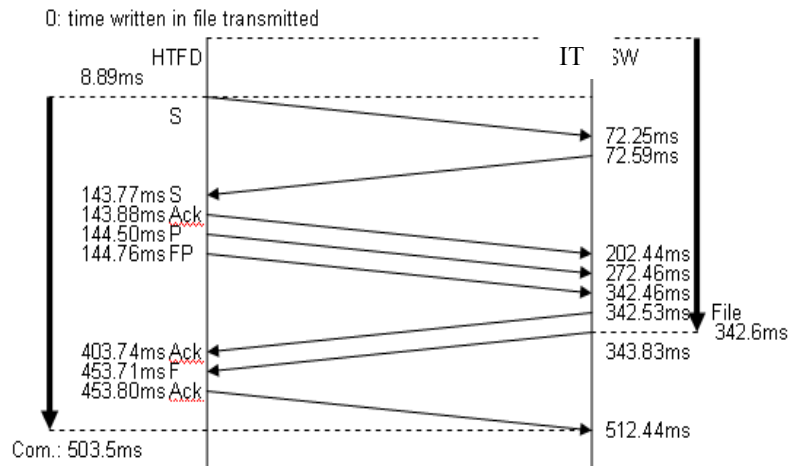


Figure. 6.12.- Messages échangées pour envoyer les données de l'outil d'aide à la décision à l'organe de manœuvre télécommandé avec une liaison ralentie à 9.6 Kbits/s

Le but de ce test était l'évaluation du temps total nécessaire pour la localisation du défaut. Comme il a été mentionné la latency ou temps d'envoi pour la transmission du message réel peut être plus ou moins élevée selon la capacité du processeur du PC qui émet et la fréquence de la liaison de communication. Dans le déroulement des tests, les performances ces médias de communication semblent acceptables, pour cette application, dans les utilisations industrielles de reconfiguration automatique après défaut avec la stratégie retenue.

6.4.2.- Implémentation des composantes NTIC pour les îlotages intentionnels des réseaux de distribution

Une deuxième application des NTICs a été soulevée lors du projet européen CRISP : les NTICs nécessaires pour coordonner et échelonner les opérations lors d'îlotages intentionnels des réseaux de distribution.

La description des NTICs pour l'opération en îlotage est faite à partir des différentes informations nécessaires. Les niveaux plus bas servent à compiler les informations nécessaires et les transmettre aux niveaux supérieurs pour leur analyse. Trois niveaux peuvent être différenciés dans le traitement de l'information :

- Niveau 1 : Collection de l'information dans les éléments essentiels du réseau : générateurs, charges, protections et interrupteurs télécommandés. Les transits de l'information sont bidirectionnels car ces composants peuvent changer leur point d'opération au cas où ceci devient nécessaire pour le bon déroulement du fonctionnement en îlot autonome.
- Niveau 2 : Analyse des informations transmises par le niveau 1. Ce niveau 2 de traitement de l'information a pour but le contrôle du fonctionnement en îlot pendant son déroulement.
- Niveau 3 : Composant NTIC principal qui veille à la formation initiale des îlots et analyse en temps réel sa robustesse en alertant les contrôles à propos des opérations de restauration.

L'opération en îlotage n'est pas possible sans l'utilisation de certains moyens de communication et d'information qui permettent la coordination du système et la décision de la formation des îlots afin de garantir la robustesse en terme de continuité du service par zones (soit distribution, répartition et/ou transport).

Ainsi, la formation de l'îlotage passe par trois phases :

- La détection des conditions d'équilibre production/consommation et les capacités dynamiques de suivi de charge qui permettent de décider la sauvegarde de quelques parties du système et éviter le black-out total.
- Le maintien de ces zones autonomes.
- La coordination dans la restauration du système, c'est-à-dire la synchronisation et le couplage du plus grand nombre possible de ces îlots élémentaires.

Les îlotages par zones devraient être conseillés par le gestionnaire du système de transport, car la formation des îlots a une forte influence dans le fonctionnement du réseau de transport. En effet, il soulage le rôle de tampon du réseau de transport pour les charges de la zone et diminue les appels de puissance lors de la reconstruction du réseau. Une coordination entre le gestionnaire de transport et les gestionnaires de la distribution semble nécessaire. En effet, ce sont ces derniers qui devront contrôler les zones îlotées dans la distribution et bien se coordonner avec le gestionnaire du réseau de transport pour la création de ces îlots qui pourraient partager des ouvrages communs de distribution, répartition et même transport.

Les composants NTIC ou intelligence distribuée qui paraît nécessaire pour l'îlotage sont les suivants :

- NTIC principal pour évaluer les conditions de formation des îlots à travers l'application des méthodes d'intelligence artificielle [HA-06], les îlots devraient garantir différents critères techniques tels que :
 - Un équilibre production consommation (délestage de charges si une compensation est nécessaire) ;
 - Evaluation d'un critère de robustesse afin de garantir l'existence des réserves tournantes et non tournantes pour l'opération en temps réel de l'îlot une fois créée et assurer dynamiquement une part des aléas possibles (voir FD₁).
 - L'évaluation de la quantité de production intermittente disponible dans l'îlot et son influence dans l'opération de cet îlot (voir FD₂ et RTM).

Ce NTIC principal devra parcourir les différentes zones élémentaires du réseau de distribution (entre deux organes télécommandés) en cherchant la vérification des critères exposés précédemment et donc conseiller la formation des différents îlots. Il est chargé aussi du contrôle de la restauration locale de l'électricité et de la participation à la restauration globale du réseau. Autres fonctions principales que ce NTIC principal doit garantir sont les suivantes :

- Contrôle de la fréquence du système ;
- Contrôle de la tension du système ;
- Contrôle du système de protection des îlots ainsi que de ses paramètres ;
- Contrôle de la reconfiguration du réseau, adaptation des îlots pour sa formation, vérification des critères d'interconnexion avec différents îlots pendant la restauration du système ;

6.4.2.1.- Composant NTIC dans les générateurs

Les générateurs constituent des éléments clé pour le réglage de la fréquence et de la tension. Donc, le transit des informations devra être bidirectionnel. D'un côté, ils informent les niveaux supérieurs (contrôle de la fréquence et de la tension) et d'autre côté, ils reçoivent des messages par rapport à des points de fonctionnement optimaux pour suivre une prévision de charge ou d'aléa dans la production intermittente.

Les générateurs vont envoyer trois types de messages, un vers le contrôle de fréquence et de tension, un second vers le contrôle des protections pour assurer un bon fonctionnement pendant l'opération en îlotage et finalement un troisième vers le contrôle de la configuration pour informer de leur état.

- Messages pour les contrôles de tension et fréquence : envoi de puissances actives et réactives et des capacité à ajuster (à la hausse ou à la baisse) sa puissance.
- Messages pour le contrôle des protections : type de protection de découplage, seuils de déclenchement et temporisation adjointe.
- Messages pour le contrôle de la configuration : état du générateur.

Les générateurs vont recevoir trois types de messages, un vers le contrôle de tension, un autre du contrôle de fréquence et autre du contrôle des protections pour assurer un bon fonctionnement pendant l'opération en îlotage.

- Ordres provenant du contrôle de la tension pour changer la tension imposée à la sortie des générateurs PV, ce qui constitue une action suite aux contrôles secondaires ou tertiaires de la tension.
- Ordres provenant du contrôle de la tension pour changer la puissance réactive imposée à la sortie des générateurs PQ, ce qui constitue une action suite aux contrôles secondaires ou tertiaires de la tension.
- Ordres provenant du contrôle de la fréquence pour changer la puissance active générée à la sortie des générateurs, ce qui constitue une action suite aux contrôles secondaires ou tertiaires de la fréquence.
- Ordres provenant du contrôle des protections pour adapter les seuils de la protection de découplage au fonctionnement en îlots. La plage de variation de la fréquence n'est pas limitée à l'intervalle normal du fonctionnement interconnecté (comme exemple la législation française prévoit une variation de la fréquence entre 46-52 Hz en cas d'îlotage de la France par rapport au réseau UCTE). En effet, une mauvaise disposition des protections de découplage pourrait empêcher le

fonctionnement en île si l'évolution de la fréquence souffre des longues excursions hors les intervalles normales (49.5-50.5 Hz).

6.4.2.2.- Composant NTIC dans les charges interruptibles

Les charges pilotables (*interrumpible load, IL*) sont des éléments qui peuvent jouer un rôle majeur dans les contrôles de fréquence et de tension. Même s'il semble difficile, aujourd'hui, de contrôler et visualiser toutes les charges d'un départ de la distribution et qu'il semble plus raisonnable d'ajuster la génération en conséquence, un pilotage intelligent d'une fraction des charges pourrait aider au maintien en équilibre des îlots.

Ils informent au contrôle de la fréquence et de la tension de leur possibilité de se déconnecter (ajustement de quelques kilowatts) du réseau et donc, de faire varier la tension localement et globalement la fréquence de l'îlot.

- Le message des charges interruptibles inclut la puissance active et réactive des charges et le temps nécessaire pour la déconnexion totale.

En données d'entrée, ils pourraient recevoir des données du type besoin en délestage pour des contraintes en tension ou en fréquence :

- Ordre provenant du contrôle de la fréquence pour changer son état (déconnexion/ connexion) ;
- Ordre provenant du contrôle de la tension pour changer son état (délestage basé sur la tension en cas d'absence des ressources pour la gestion du profile de tension) ;

6.4.2.3.- Composant NTIC dans les protections

Ce NTIC doit renvoyer les informations concernant les protections présentes dans le système. Une classification est nécessaire pour différencier les différents types de protections (disjoncteurs, fusibles entre autres). Les protections devront avoir aussi une capacité de communication bidirectionnelle.

Le fichier à envoyer à partir des protections assurera l'envoi des :

- Informations sur les différents seuils d'enclenchement de chaque protection à être envoyé au contrôle des protections dans le fichier;

Les entrées possibles pour les protections pourraient être :

- Ordres provenant du contrôle des protections pour changer les seuils des protections en tension, fréquence et les différentes temporisations d'opération.

6.4.2.4.- Composant NTIC dans les interrupteurs

C'est le même message que celui de la détection de défaut. Ils doivent envoyer les états, ouvert ou fermé, des interrupteurs ou switch et interpréter les ordres de reconfiguration provenant de l'outil principal.

6.4.2.5. - Composant NTIC IODI (Islanding Operation Distributed Intelligence): Outil principal

L'outil principal des composants NTIC nécessaires pour réaliser le fonctionnement en îlot est l'outil IODI qui devrait évaluer tout d'abord les conditions techniques alertant d'un passage en fonctionnement en îlotage pour sauver le système en sous-ensemble juste avant du blackout total. Une fois que les indicateurs sur la fréquence ou sur la variation temporelle de la fréquence sont détectés, le IODI devra conseiller ou décider (en cas d'automatisation) l'îlotage intentionnel. La robustesse des îlots devrait être aussi validée avant de décider sa formation, il ne semble pas très utile de former un îlotage non robuste qui ne pourrait pas être pérenne dans le temps. Il faut donc des analyses statiques et dynamiques, indices de robustesse des îlots pour assurer leur robustesse face aux aléas pouvant venir les impacter. Les informations et conclusions des analyses et évaluations des indices de robustesse devront sans doute permettre à l'opérateur de prendre les actions pertinentes pour modifier la configuration des sous-ensembles et pouvoir générer des îlots robustes et pérennes.

6.4.2.6. – Agents intelligents pour l'opération en îlotage

Le composant NTIC principal de l'opération en îlotage est IODI (*Islanding Operation Distributed Intelligence*). Il a un rôle de conseil ou aide à la décision de l'opérateur en identifiant les différentes zones qui vérifient le critère d'îlotage (basé sur l'existence des réserves nécessaires pour un fonctionnement correct dans un intervalle de fréquence acceptable). Ce composant principale IODI peut être conçu avec une certaine autonomie/automatisation par rapport à l'opérateur de distribution. Ainsi, il pourrait être mise sous la forme d'un agent intelligent qui pourrait ordonner directement l'îlotage de la zone de distribution au cas certaines conditions soient vérifiées. Pour ceci, l'IODI prendrait la forme d'un *utility-based agent*.

Ce composant pourrait travailler en anticipation pour valider ses décisions possibles. L'objectif de l'agent est de quantifier, vérifier et surveiller que certaines conditions (*utility condition*) se remplissent (robustesse sous forme des réserves pour garantir des bonnes fréquences et tensions dans les sous-systèmes). Il faut ajouter que les *agents* ne sont ni plus, ni moins que du code implémenté dans un langage informatique et qui contiennent les algorithmes et les instructions nécessaires pour agir automatiquement aux différents états d'un environnement (ici le réseau électrique).

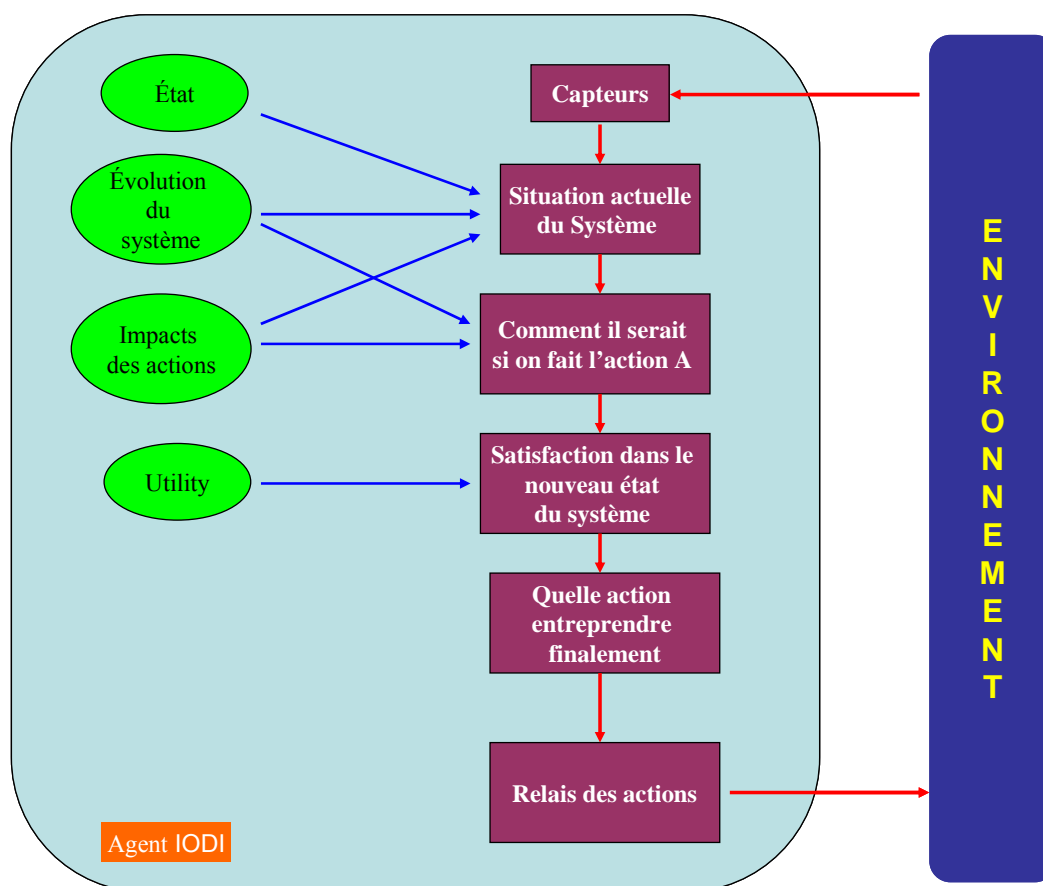


Figure. 6.13.- Agent Utility-based

Dans la participation des différentes îlots à la restauration du système, la communication entre différents agents est obligatoire pour pouvoir fusionner les îles et incrémenter, avec la supervision de l'opérateur de la distribution (DNO), la taille de l'île jusqu'à l'état d'interconnexion (coordination du DNO, opérateur de la distribution avec le TSO, opérateur du transport).

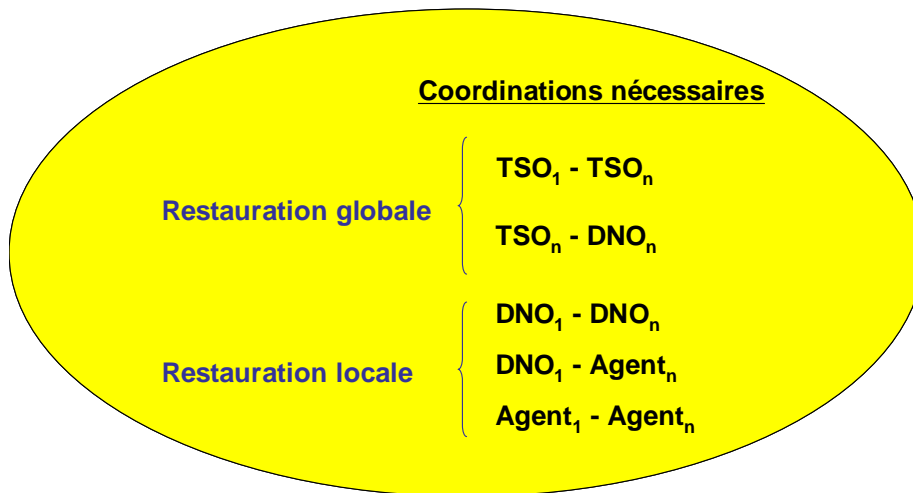


Figure. 6.14.- Différentes coordinations nécessaires dans la restauration du système avec l'utilisation des agents IODI

Les agents des îlots de distribution adjacents doivent échanger des informations concernant les îlots à fusionner automatiquement (réserves, évaluation de la robustesse du nouveau sous-système, FD_x et RTM).

Soit les nouvelles îles sont contrôlées par un de deux IODI soit le contrôle passe à l'opérateur (DNO, TSO) : ce type de changement (de IODI à DNO ou TSO) dans les contrôle pourraient affecter la stabilité du système.

6.5.- Améliorations avec l'insertion des NTICs pour la Production Décentralisée

Les principales conclusions de l'insertion des NTICs dans les réseaux électriques sont énumérées dans les paragraphes suivants :

- **Amélioration de l'observabilité.** L'insertion nouvelle de production décentralisée dans les réseaux de distribution implique une amélioration des ressources disponibles pour contrôler le système. Ces changements dans le contrôle des réseaux sont intimement liés au télécontrôle de la production décentralisée. Ces contrôles ont besoin d'une acquisition des données en temps réel [GUS-01]. L'énergie éolienne est une énergie intermittente qui rend difficile l'opération des systèmes électriques due aux réserves qui sont nécessaires pour compenser les aléas des éoliennes. L'observabilité des énergies intermittentes implique certains défis techniques comme:
 - Rapports en temps réel des données critique (chaque 2 secondes) ;
 - Une infrastructure de communications très performante ;
 - Prévion de la consommation de la charge et productible des éoliennes (vitesse du vent).
 - Interfaces des nouveaux centres de production avec le marché, les acteurs du marché et les opérateurs des réseaux.
 - Historique des données de production, incidences, vent, entre autres.
 - Alarmes et transmission des alertes en cas d'incidence critique. Normalement, les générateurs éoliens doivent supporter jusqu'à 25 m/s. En deçà de cette vitesse, les générateurs peuvent être déconnectés du réseau afin d'empêcher des problèmes de casse mécaniques. Une perte importante de production éolienne pourrait devenir, dans le futur, une incidence critique pour le système électrique.

L'amélioration de l'observabilité du système ne devrait pas se limiter au réseau de distribution. Pendant les derniers incidents majeurs comme le blackout des Etats-Unis, des problèmes de visualisation des alertes ont provoqué le déclenchement des événements initiateurs. D'un côté, les changements dans le software devraient être planifiés pour abolir ce type de défauts et empêcher la perte de paramètres et messages d'alerte. D'un autre côté, l'existence de systèmes d'information redondants pourrait permettre d'arriver à un système parfaitement observable à tout instant.

- **Amélioration de la dispatchabilité.** La dispatchabilité du système n'a pas été améliorée avec la production décentralisée puisque, les projets plus importants d'installation de production décentralisée sont basés sur la cogénération et l'énergie éolienne qui dépendent, pour leur production, de conditions externes au réseau électrique. Ainsi, les puissances produites à partir de ce type d'énergies doivent être intégrées dans la production journalière et, certaines fois, cela ne sera pas possible de les intégrer dans le dispatching (J-1) à cause de la variation des conditions climatiques. L'amélioration des prévisions météorologiques constitue un des plus importants verrous scientifiques à faire évoluer pour augmenter la dispatchabilité de la production décentralisée.

La dispatchabilité globale de la production décentralisée pourrait être améliorées par biais de l'association des générateurs. Par exemple : les systèmes hybrides comme les éoliennes couplées avec moteurs diesel ou un stockage d'énergie (volant d'inertie, batterie de puissance...) sont une piste à exploiter pour assurer la dispatchabilité des centres de production. Ces systèmes hybrides pourraient garantir l'offre à tout instant. Les éléments secondaires de stockage ou production rentreraient en jeu au moment où la source primaire d'énergie ne serait plus capable de fournir la puissance désirée. Ces sources secondaires d'énergie sont chères et cet inconvénient limite son introduction. Autre paramètre critique est le temps maximal pour lequel les sources secondaires doivent palier l'absence de source primaire d'énergie.

Cette mutualisation des générateurs a amené à la définition des « centrales virtuelles ». Une centrale virtuelle peut être définie comme un groupe de générateurs d'une même zone géographique (ou non) qui sont supposé produire ensemble une puissance donnée (active et réactive). Des optimisations internes à cette association sont possibles afin de respecter les contraintes de raccordement imposées par les opérateurs de transport ou de la distribution tout en minimisant, par exemple, le recours aux énergies fossiles. La répartition des puissances entre les différents générateurs dépendra donc de leur disponibilité et de l'optimisation économique au sein de la centrale virtuelle. Le concept de réserve serait aussi obligatoire afin d'éviter des sanctions pour puissance non fournie. Ces réserves devraient être considérées comme des capacités de réserves secondaires et tertiaires utilisables aussi dans l'opération intra-journalière.

- **Amélioration de la stabilité des générateurs.** Autre aspect important de la contrôlabilité de la production décentralisée est la capacité de reconnections automatiques après la déconnexion. Des nouvelles études des turbines éoliennes ont été développées afin d'assurer une reconnexion rapide en cas de déconnexion et la tenue au creux de tension. Quelques turbines éoliennes ne sont pas télécontrôlables et la reconnexion doit se faire de façon manuelle ce qui n'est pas très rapide et impose le déplacement des techniciens.

Les nouveaux aspects liés au contrôle sont liés à la décentralisation de l'intelligence qui implique une distribution des possibilités du système de contrôle et de la contrôlabilité des sous-systèmes

créés, back-up des contrôles globaux en cas de fractionnement et la restauration subsidiaire du système global.

L'intelligence distribuée pourrait être employée pour d'autres utilisations en temps réel : le contrôle des centrales virtuelles, les optimisations locales (plans de tension, minimisation des pertes) pour changer les consignes de la production décentralisée.

- **Amélioration des niveaux supérieurs des SCADAs.** La coordination des différents acteurs du système électrique est critique. Dans le derniers blackouts, cette coordination des opérateurs nationaux n'a pas fonctionné correctement. La coordination des niveaux supérieurs des SCADAs est un verrou à lever [FON-02]. Dans le cas du blackout de l'Italie, la coordination (N-1) entre pays était défailante. Autre cas où la coordination entre TSOs n'a pas fonctionné : le blackout du Nord Est des Etats-Unis en 2003, la propagation des blackouts aurait pu être arrêtée si les informations avaient été partagées de façon efficace. Un bon outil pourrait être l'envoi de messages dans des forums en cas d'urgence pour constater les problèmes des autres TSOs. Une chose est claire, les nouveaux NTICs sont critiques et devraient permettre d'augmenter l'efficacité des coordinations. Ces améliorations de la coordination sont nécessaires et devraient être étendues au niveau de la distribution. Le télécontrôle de la production décentralisée peut permettre des nouveaux états du système et modes de fonctionnement :
 - Ilotage des réseaux ;
 - Participation de la production décentralisée au marché via des centrales virtuelles ou la vente des réserves ;
 - Amélioration de la restauration du système avec la capacité de black-start de certaines productions décentralisées
 - Participation de la production décentralisée aux services systèmes (coordination de la production décentralisée avec les DNOs et les TSOs).
- **Amélioration liée à l'Intelligence Distribuée.** L'intelligence distribuée devrait permettre d'améliorer l'application des nouveaux concepts introduits dans les évolutions futures des systèmes électriques comme par exemple : l'ilotage intentionnel ou la localisation et détection des défauts. L'intelligence nécessaire pour ces applications pourrait être localement dans les postes sources afin de contrôler la production décentralisée, contrôle des îlots, et faire les changements de seuils des protections, aider au contrôle de fréquence et de tension. Les nouveaux ICTs disposées dans les postes sources devraient constituer une *aide à la décision* des différents opérateurs de distribution (DNOs). Dans le cas de la détection et localisation des défauts, l'utilisation des IPD communicants (*indicateurs de passage de défaut*) est une source de données qui peuvent être intégrée à des nouveaux outils d'aide à la décision. Ces outils, placés dans les postes sources, pourraient aider à

l'automatisation de certaines fonctions avancées de protection (réseaux autocicatrisants) si l'intelligence distribuée, les nouveaux NTICs et interrupteurs étaient suffisamment efficaces. Ceci permettrait de réduire le temps nécessaire pour localiser un défaut dans un système de distribution et isoler le défaut au tronçon de réseau le plus petit possible.

La distribution de l'intelligence pourrait permettre des changements appréciables dans l'exploitation du système, les outils déployés dans les postes sources pourraient gérer correctement le changement de sens de l'énergie et même l'exploitation bouclée ou maillée des réseaux de distribution. La possibilité de la reconfiguration automatique des réseaux en régime normal et secours et le contrôle des architectures maillés ou bouclés seront une voie d'étude pour le futur.

Chapitre 7 : Conclusion

« Enfin bref, la vie doit continuer »

Les travaux de recherche inclus dans cette thèse ont fait partie des recherches menées dans le cadre du projet européen CRISP (*Critical Infrastructure for Sustainable Power*) du 5^{ème} PCRDT subventionné par l'Union Européenne et les recherches au sein d'IDEA (*Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir*) fruit de la collaboration entre EDF, Schneider Electric et le LEG (*Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble renommé dernièrement le G2Elab : Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble*).

Les processus de changement de normes liées aux lois européennes pour la dérégulation ou libéralisation de l'énergie et les accords internationaux pour la réduction des émissions polluantes, ont suscité l'intérêt des acteurs industriels et académiques. Ainsi, la forte valorisation des énergies renouvelables et énergies moins polluantes devraient influencer vers une vraie et profonde évolution des systèmes électriques, que cela soit dans la distribution, le transport, la génération et enfin dans la conduite et le contrôle commande.

Dans ce contexte, cette thèse a eu pour objectif d'apporter une vision globale du système avec une interaction pas toujours simple entre le transport, la distribution et la production décentralisée. Cette interaction devrait être mise à profit pour aider à renforcer le système et l'amener à terme à un meilleur comportement contre les pannes généralisées ou incidents majeurs. Des incidents majeurs qui ont affecté maints pays ces dernières années comme les Etats-Unis, l'Italie, et la Suède ou encore l'Allemagne ont montré la faiblesse qui est derrière les planifications des systèmes électriques. La connaissance des erreurs, d'origine humaines entre autres, et l'apprentissage à travers les retours d'expérience constituent des éléments essentiels pour aller plus loin et se perfectionner.

Pour évaluer justement la robustesse d'un système, une méthodologie d'étude a été proposée en prenant en compte les principaux mécanismes initiateurs d'incidents majeurs. Cette méthodologie a été accompagnée des quelques nouveaux indices de robustesse qui regroupent les principales alertes que les opérateurs doivent observer lors de l'opération et de l'évaluation de l'état du système.

La production décentralisée devrait pouvoir donner de la *souplesse* au système de transport qui est vieux et dans certains cas surchargé. Ainsi, une des solutions contre les incidents majeurs passe par un système plus *flexible* et comme conséquence de cette flexibilité, plus robuste par le biais par exemple de l'augmentation de la réserve primaire via la production décentralisée.

La robustesse d'un système pourrait être améliorée en changeant quelques paramètres du plan journalier, comme par exemple l'augmentation des réserves ou l'incrément des délestages de charge en cas d'urgence (§ indices FD_x). Ces mesures se présentent comme efficaces pour diminuer le niveau de risque du système mais ont un certain coût et ne pourront jamais tout prendre en compte. Donc, la défaillance du système ou la panne partielle (ou voire totale) pourrait être inévitable.

Les îlotages intentionnels sont des outils pour les opérateurs en cas de panne généralisée, mais ils ont besoin d'études approfondies (du cas par cas) pour bien décider sa réalisation. Des indices de robustesse

spécifiques sont envisageables pour prendre en compte les caractéristiques de la production décentralisée (caractère aléatoire de l'intermittence et limites de seuils de protections de découplage rendant peu utilisables certaines installations).

Finalement, les innovations proposées ne peuvent se passer des nouvelles technologies NTIC's comme vecteurs d'automatisation et d'intelligence distribué. A cet effet, la collaboration avec BTH (*Blekinge Institut of Technology*), a pu mettre en exergue les améliorations obtenues dans les réseaux de distribution via les réseaux IP pour des applications comme la détection et la localisation des défauts ou encore l'îlotage intentionnel (un centre de contrôle sur le poste source avec différents algorithmes d'aide et un système d'information pour compiler les données nécessaires).

Néanmoins, les travaux réalisés n'ont pas été tout à fait évidents et ils comptent quelques faiblesses. Ainsi, les solutions proposées présentent certaines limitations qui méritent bien d'être commentées :

- Approximation des seuils de tension en cas d'écroulement de tension. Ce phénomène est compliqué et on est resté sur des seuils d'alerte qui sont sans doute perfectibles.
- Les réserves disposées dans les dispatchings journaliers des opérateurs de transport ont sûrement un rôle très important à jouer pour assurer la bonne conduite du système. Les indices de robustesse intègrent cette notion de manque de réserve mais il peut être possible d'affiner et revoir la stratégie des plannings en cas de très forte insertion d'énergie intermittente.
- Etude des interactions de différents types de régulations de tension et fréquence existants dans le gabarit de technologies de générateurs. L'absence de données de réseaux réels et des régulations associées constitue une limitation des études réalisées dans cette. Les approches statiques sont mises en cause par le comportement dynamique des cas d'étude. Des études de cas par cas s'avèrent nécessaires.
- Les études établies pour les tests des NTICs se sont réduites à la simulation des échanges à travers de PCs, en première approche, qui pouvaient être implantable dans les laboratoires de BTH et au G2ELab.

Pour compléter les recherches décrites, quelques perspectives sont envisageables à court et long terme afin de poursuivre les travaux initiés:

- Application des indices de robustesse sur d'autres réseaux, si possible réseaux réels.
- Etude de l'impact du réglage secondaire de fréquence et de tension sur les niveaux d'alertes et le fonctionnement en îlotage. Effet sur l'état final suite à l'apparition des incidences.

- Développement des NTICs basés sur la notion d'agents pour l'automatisation des opérations d'îlotage.
- Tests sur des réseaux IP réels des flux d'information propres aux systèmes distribués : impact de la perte de messages et du ralentissement des envois.

En conclusion, ce travail de recherche rassemble une diversité et une richesse de concepts pluridisciplinaires : robustesse, îlotages, NTICs qui lui accorde une certaine originalité et une humble contribution à la communauté scientifique.

Chapter 8: European PhD - English summary

« L'essence d'un magicien est la transformation »

8.1.- Introduction

The electric system has evolved from the XIX century from micro-networks with DC (*direct current*) systems, Edison systems, to the AC (*Alternating Current*) systems invented by Tesla and Westinghouse. The interconnection of AC systems improved the support between sub-systems and unified the speed of the machines. Then, hydro units were developed and thermal power plants were installed, notably the nuclear power plants which represent a great amount of the energy production in many countries.

In the very last years, evolutions in the European laws and new environment tendencies have tried to reduce the Greenhouse Effect gases (*Kyoto Protocol*) and have pushed the clean energies: wind energy (invented in the XIX-XX centuries), Solar Energy or Power Cells.

The integration and effects of clean energies were already discussed in the eighties but, it wasn't until the end of the nineties when, the politic decisions and the available technologies were in the same direction: the market liberalisation and the reduction of polluting energies. Thus, big projects of dispersed generation were made, notably in Germany or Denmark. These new power injections had some impacts on the distribution networks where, small units are normally connected [CAI-04], [CAN-00]. However, the impacts of dispersed generation are not limited to the distribution level and they go to transmission levels proposing new future roadmap for the EPS (*Electric Power System*)

One of the main social problems, that are faced, is the increasing occurrence of major events which cause important social impacts derivated from the loss of energy supply. Unfortunately, the major events knock almost every year. One of the possible solutions to limit the propagation of the *Blackouts* could come from the creation of local production centres which could allow standing the perturbations in regional areas (cells or sub-systems).

New operating practices and innovation in the electric power system couldn't be implemented without the new Information and Communication Technologies (*ICT*). These subjects have been studied by European propjets like CRISP Project (*Critical Infrastructures for Sustainable Power*). [D16-04]

This Ph.D deals with the interaction between dispersed generation and EPS and the new possibilities that DG could enable in the future. Chapter 2 gives a whole view of EPS. Chapter 3 defines robustness and gives a methodology to study any system's robustness. Then, chapter 4 analyses the feasibility of islanding operation, one of the possible solution to avoid the propagation of blackouts. Chapter 5 gives some ideas about futures changes and improvements in energy regulation, notably the contribution of DG to primary reserves, one of the ancillary services. Finally, chapter 6 shows the results of the collaboration with BTH (*Blekinge Institut of Technology, Suède*) in order to develop some ICTs for EPS uses.

8.2.- Electric Networks, Dispersed Generation and Majors Events

8.2.1.- Dispersed Generation definition

The connexion to the network of new producers has lead to new concepts in EPS. During the last years, terms like Decentralised Generation, Distributed Generation or Dispersed Generation have appeared in the EPS literature.

There isn't one criterion to define each term, each association, group or author have each own definition and from those definitions the research work is developed. Dispersed Generation is defined in this PhD as every production, different than centralised units (*smaller power*), that is connected to the transmission, sub-transmission and distribution systems which is based on non conventional energies (wind, solar...) or conventional of small power (fuel cells, storage of energy...) with a power below 200 MW.

8.2.2.- Electric Power Networks and Dispersed Generation

The generation of the energy is normally carried out in the transmission system, produced by means of large power plant (700-1400 MW) based on thermal, nuclear or hydro energy. But, this is not the unique power injection in the electric networks. There are other generation injections in the electric system, e.g. CHP (*Combined Heat and Power*) generators and small local independent producers at the sub-transmission system side, or even small dispersed generators at the distribution system side.

In France, the voltage level for the dispersed Generation depends essentially on the injected power in the network. Thus, the 12 MW is the border value between the sub-transmission and the distribution network connexion. For generators from 250 kVA to 12 MW the connexion is done on the MV (*Medium voltage*) distribution network. Finally generators lower than 250 kVA are interconnected into the LV (*Low voltage*) system, but this is not rigorous and one can find generators of less than 250 kVA that are connected at the MV network because they are located near the MV network. From an economical point of view it is cheaper to connect to the MV level.

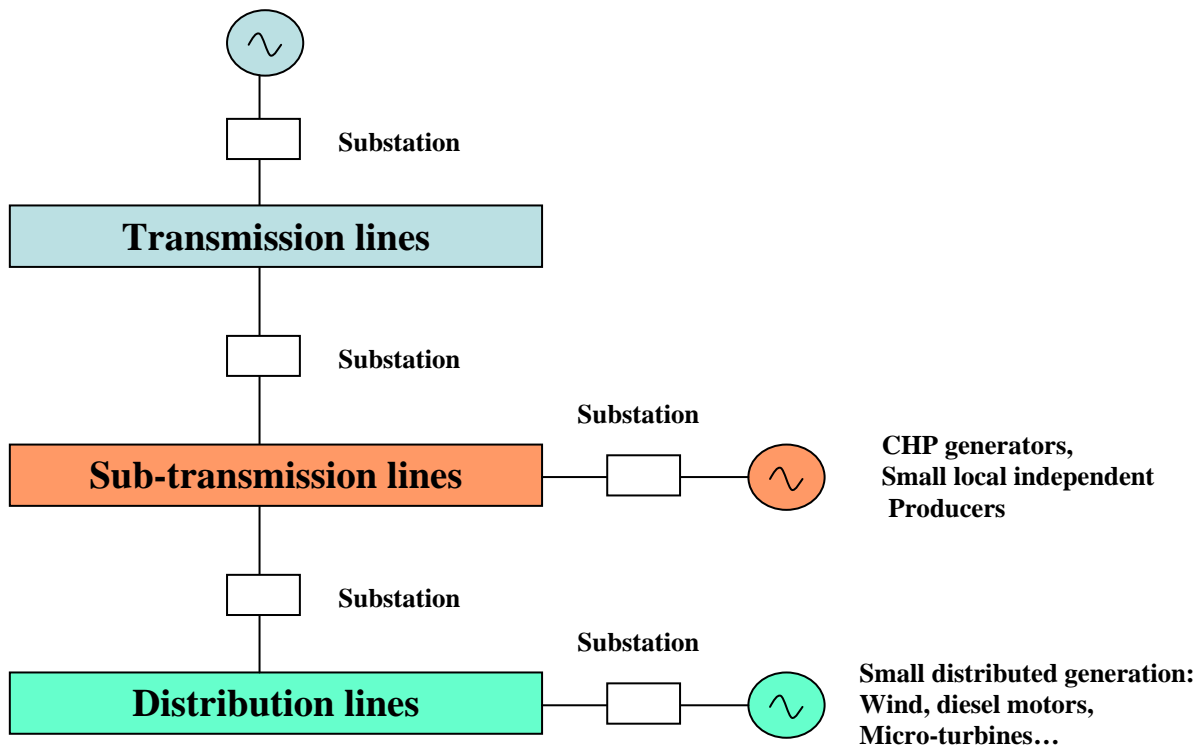
Large generators: gaz, coal, nuclear, hydro

Figure. 8.1.- Different generator connection points

The conventional power plants can be summarized as [MRT-01]:

- Combustion turbines: They have an interval of power between 25 kW and 200 MW
- Combustion micro-turbines: They are small combustion turbines with a power of 30 kW to 250 kW. They can work with different fuels. These generators are designed to little commercial uses of CHP. The interface to the network is normally made by an equipment of power electronics (AC/DC converter and DC/AC converter). These converters adapt the fast speed of the turbine to the grid frequency. The integration voltage level is 400 Volts.
- Gaz motors: They are used to CHP uses and the power interval is from 5kWe to 5 MWe. The first utilisation of these motors was the safety and back-up groups but, today the tendency is to use them in production and CHP. The voltage level of integration in the network is 400 Volts with an electric efficiency around 25-30% and a CHP efficiency of 90%.
- Diesel motors: The power range is around 100 kW to 25 MW. They are used in CHP and as back-up or emergency groups. The mechanical efficiency is about 35 to 50 %. The integration on the grid is made at MV or LV. The diesel motor is relay to a generator (asynchronous, direct current motor, synchronous).

- Steam turbines: They can use every kind of fuel; i.e: sources of renewable such as biomass or geothermal energy. The disadvantage is the installation costs, the complexity and the weight. The grid integration is normally done at HV (*high voltage*) or MV.
- Stirling motors: the pre-commercial interval of power is about 5 to 50 kWe. It can be possible to generate energy from biomass sources, fossil fuels. They are also employed to the CHP uses. The motor is relay with a permanent magnet and it works at a constant speed and the integration on the grid is direct.
- Fuel cells: there are different offers in the market from 1kW to around 1 MW (it depends on the type of fuel cell). They are in a research step of development and the integration voltage level is LV (230 V). The fuel cells convert the chemical energy to a direct electric energy. So, the power electronics interface is necessary to insert the fuel cell on the grid. The fuel cell voltage level is low some volts, so a DC/DC converter is necessary to rise the voltage to the voltage of the DC/AC converter. A storage element is usually placed in the DC bus in order to ensure a power level (the variation of power caused by variations of fuel supply are avoided). In this way, the behaviour of the fuel cell will be that one of a PQ bus.

Between now and 2010, renewable energy's share of electricity generated should rise to 22%, thereby doubling. This is provided for in the EU Directive on Electricity from Renewable Energy Sources, which was approved by the European Parliament on 3rd July 2001. Most of the renewable energy sources are expensive or they are in a research evolution, but in anyway important efforts are being done by the EU states to increase their utilisation and so reduce the polluting emissions. Some of the renewable energy sources are detailed in the next paragraphs:

- Micro-hydraulic power plants: from some kW to 500kW. There are different types of turbines: Pelton, cross flow (action turbines, $P_{\text{entry}} = P_{\text{exit}}$ high height), Francis, Kaplan (reaction turbines, $P_{\text{entry}} > P_{\text{exit}}$, lower height). The generator machine can be: asynchronous, synchronous machine or a direct current motor. Generally for $P_{\text{exit}} < 50$ kW it is used an induction machine (asynchronous), for $P_{\text{exit}} > 50$ kW a synchronous one.
- Wind turbines: there are two main types of generators used in wind energy: asynchronous and synchronous. The connection of the generators to the grid can effectuated:
 - Directly, the frequency is conserved by the adjustment of the pales angle. They have a STATCOM or a SVC in order to improve the power factor and the voltage level and behaviour faced to a perturbation.
 - With a power electronics interface: AC/DC converter and DC/AC converter

- Double exit asynchronous generator (Spanish system): the speed variation is larger; the power is around some hundreds of kW. This system reduces the noise and helps us to improve the energy quality.

Sometimes, the wind turbines are associated with other sources of energy, e.g. a diesel motor or a storage element in order to avoid the intermittence of the generated power caused by the variations on the primary fuel.

The next major development in wind energy is the offshore installation. There are already small offshore wind farms located rather shallow waters off Denmark and Holland. However the new wind farms now being considered will be large, typically 50-100 MW and may be located many kilometres offshore. The advantages of offshore installations include: reduced visual impact, higher mean wind speed, reduced wind turbulence but they have some disadvantages: higher capital costs, access restrictions in poor weather, submarine cables required.

The integration of offshore wind farms with distribution networks poses a challenge due to the size and its remote location. A serious consideration is being given to using voltage source HVDC (*high voltage direct current*) transmission to bring the power ashore and so avoid the problems associated with long AC high-voltage submarine cables.

- Solar Photovoltaic Generation: Photovoltaic generation or the direct conversion of sunlight to electricity is a well established technology for power supplies to remote sites from the distribution network. However, it is now also being seriously considered as a potentially cost-effective means of generating electricity. The current produced by a solar cell is proportional to its surface area and the incident irradiance. So, here one can find the incertitude of the generated power, because it depends on the incident irradiance. The domestic Photovoltaic units will have common outputs from 1 to 5kW.

The tremendous difficulty in *storing* electricity in any large quantity has shaped the technology of power systems. Various options exist for the large-scale storage of energy which may be converted into electricity but all of them are expensive and care must be taken in the economic evaluation. There are different kinds of energy storage: pumped storage, batteries, super capacitors, flywheels, chemical and gases storage...one particular case is the batteries power plants that can generate 120 MW.

- Pumped storage: it consists on an upper and a lower reservoir and turbine-generators which can be used as motor-pumps. The upper reservoir has sufficient storage usually for 4-6 h of full-load generation with a reserve of 1-2 h. The sequence of operation is as follows. During times of peak load on the network the turbines are driven by water from the upper reservoir in the normal way. The generators then change to synchronous motor action and, being supplied from the general power network, drive the turbine which is now acting as a pump. During the night the energy is cheaper, and it is the moment to reload the water from the lower to the upper reservoir.

- Compressed-air: air is pumped into large receptacles during night and used to drive gas turbines for peak; day loads. The compressed air allows fuel to be burnt in the gas turbines at twice the normal efficiency. One of disadvantage is the much of the input energy to the compressed air manifests itself as heat and is wasted.
- Heat storage: No large scale storage involving heat has yet evolved. Water has many advantages as heat storage.
- Superconducting magnetic energy stores (SMES): continuing development of the called high-temperature superconductor, where the transition temperature can be around 60-80° K has led to the possibility to store energy in the magnetic field produced by circulating a large current (over 100 kA) in an inductance. For a coil of inductance L in air, the stored energy is given $(0.5 L I^2)$ which can provide 100 MW for several seconds with a coil diameter of around 20m. Initially it is expected that commercial units will be used to provide energy for sensitive loads to guard against voltage sags or to provide continuity while emergency generators started. Another use in transmission networks would be to provide fast response for enhanced transient stability and improved power quality.
- Flywheels: A flywheel, in essence is a mechanical battery - simply a mass rotating about an axis. Flywheels store energy mechanically in the form of kinetic energy. They take an electrical input to accelerate the rotor up to speed by using the built-in motor, and return the electrical energy by using this same motor as a generator.
- Supercapacitors: the interface between an anode and cathode in an electrolyte has a very high permeability; this property can be exploited in a capacitor to produce a 25 V with a capacitance of 0.1 F. Many units in series and parallel would have the capability of storing many MWh of energy, which can be quickly released for transient control.
- Batteries plants: One example is the Regenesys system that has been developed in the United States and in Great Britain. The operation principle is the reload of the batteries between the night (*cheaper energy*) and the generation of energy during the peak hours (higher demand of energy, more expensive energy price). The interest of this installation is essentially economic but, it can help to control and supply the peaks of energy. So this power plant could be as a back-up plant that it is ready to produce when it would be necessary.

8.2.3.- Majors Events

The major incidents in the electric power system are usually the result of the combination of several single events (natural or technical events): a load variation, loss of lines, loss of generators, low voltages in certain buses of the system. These losses of elements can be provoked by the protection disconnection of some

component of the system after a short-circuit or other disturbance in the EPS. A brief description of the most important major incidents is presented by the following points [TI-01]:

- **Cascading lines tripping:** it consists on the tripping of lines, it starts for an initial disturbance (i.e: load variation, loss of a generator, low voltages in some bus or a short-circuit) that provokes an overload and the disconnection of the overloaded line. This disconnection can change the power flow between the different lines and so it can lead to other overloads and then the successive line tripping. The main consequences of the cascading lines tripping are: the loss of synchronism of the system, voltage collapse (it is not possible to supply correctly a zone in active and/or reactive power) and/or the creation of sub-networks in the tripping sequence.

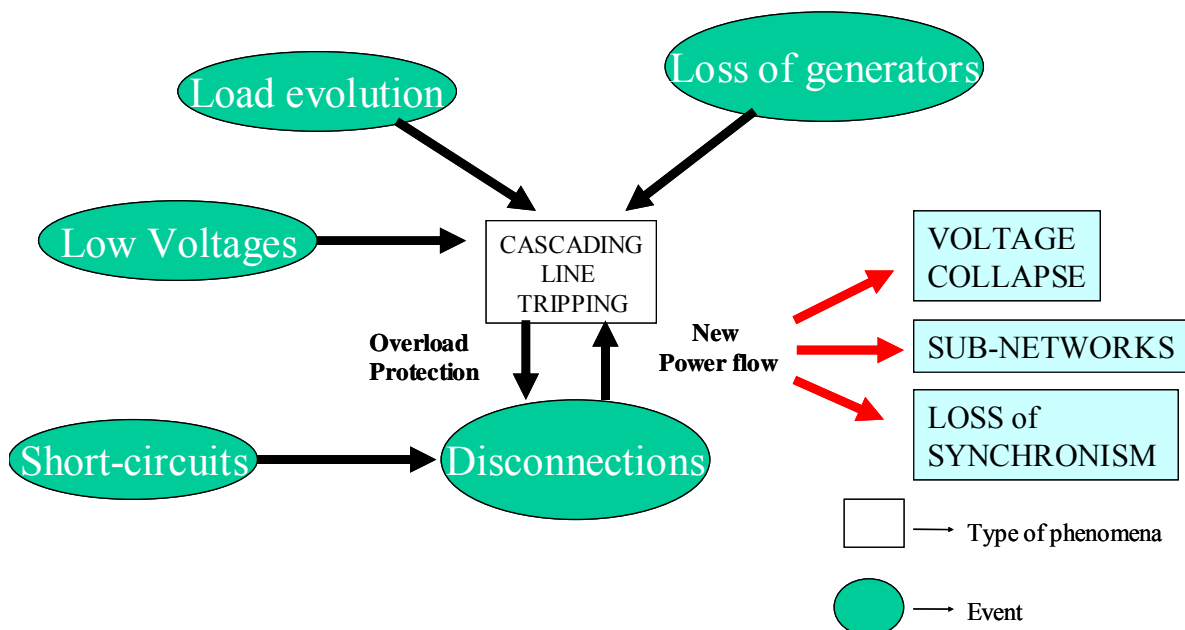


Figure. 8.2.- Cascading line tripping initial events and consequences

- **Voltage collapse:** the main initial cause of the voltage collapse is the insufficient reactive power production. Some incidents like the loss of a generator or the loss of some line in the system can provoke a drop in the voltage of the transmission system and therefore, a drop in the distribution and sub-transmission voltages. In order to avoid the drop in the voltage supplied to the loads at the distribution and sub-transmission system, the distribution and/or sub-transmission tap changer are going to change the tap automatically and, in this way, they are able to maintain the load voltage (63 kV or 20 kV). However, there is a negative impact on the transmission system, because at each change of tap, the reactive power needed by the sub-transmission and distribution system is increased and so the voltages at the transmission system are decreased. The main consequences of the voltage collapse can be: line tripping (lower voltage, higher currents in the lines), disconnection of generators (undervoltage protection) and/or the loss of synchronism of the generators (not able to produce more reactive power). The dynamic of the voltage collapse is in the range of the minute, the variations of the tap are every 10s max.

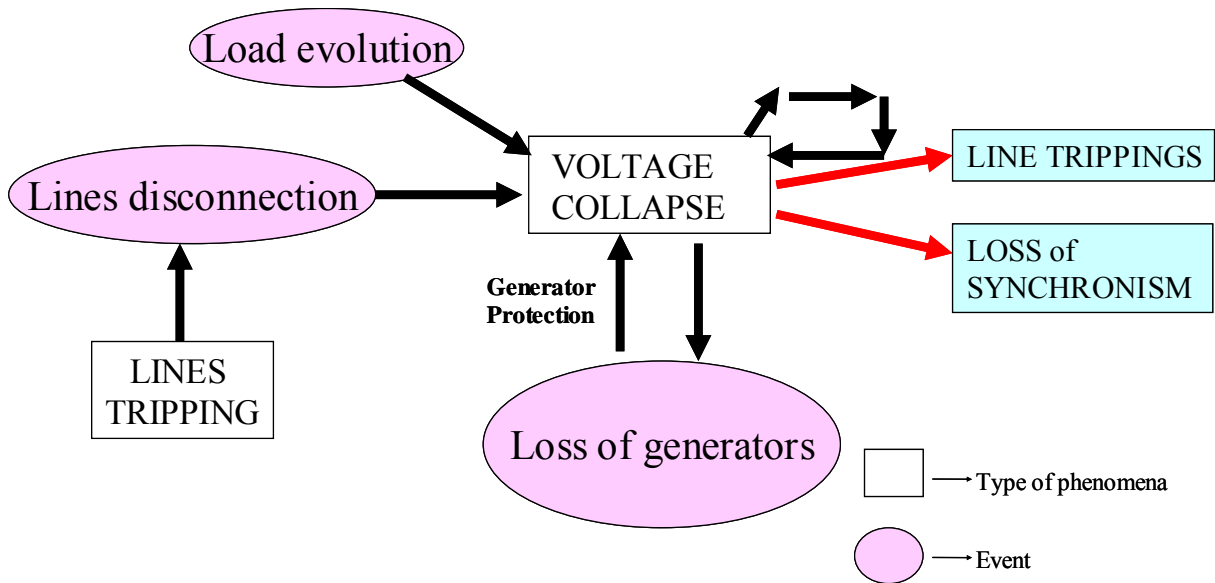


Figure. 8.3.- Voltage collapse initial causes and consequences

- Frequency decrease:** the frequency in the system is the result of the balance between the power generated and consumed, so, a balance between production and consumption. The frequency can change as a consequence of a load or generation variation. In order to limit the variation of the frequency, the operators use the primary reserve to keep the frequency in an adequate range of values. However, if the primary reserve is not sufficient the frequency drop can reach the system to abnormal values. The solutions to a frequency decrease are: the load shedding and the increase of the produced energy: storage and back-up units. The dynamic of the frequency drop is in the range of the second.

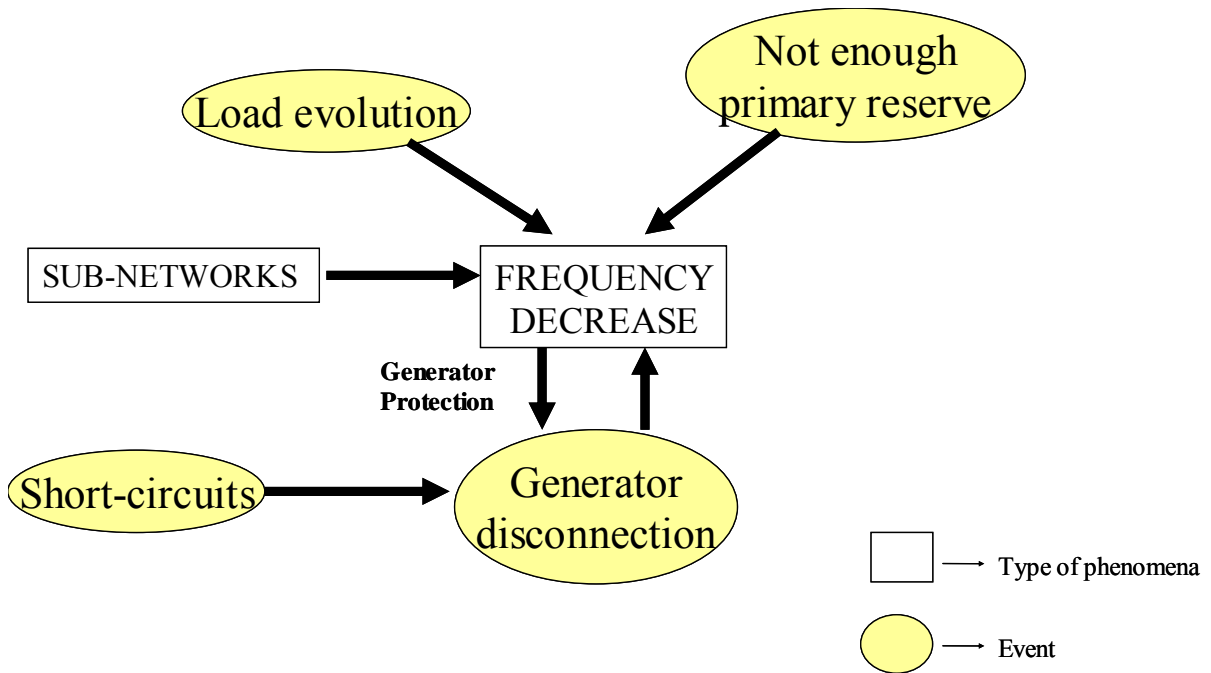


Figure. 8.4.- Frequency decrease initial events

- **Loss of synchronism:** In normal state of the system, each group works in synchronism with other generators of the system; but after an incident in the network, it is possible that a generator or a group of generators could change its frequency, working at other frequency different to the synchronism frequency.

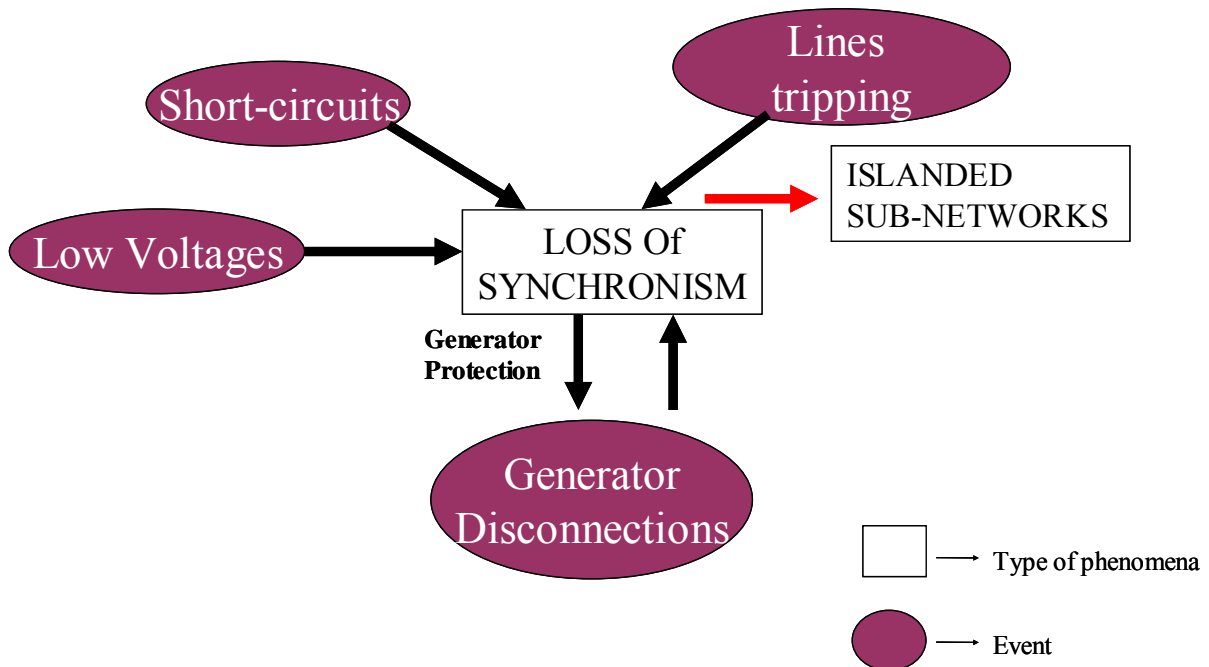


Figure. 8.5.- Loss of synchronism

In the last years, several major events have happened in the world, some of them are the next ones:

- 4th November 2006 Germany
- 28th September 2003 Italy
- 23th September 2003 Sweden & Denmark
- 28th August 2003 South London
- 14th August 2003 USA
- 3rd February 2003 Algeria
- January 2002, Brazil
- October 2001, Australia
- 9th May 2000, Portugal
- December 1999, France
- Summer 1996, USA
- 24th August 1994, Italy
- 18th April 1988, Quebec
- 12nd January 1987, France

8.2.4.-Contribution of Dispersed Generation: flexibility and adaptability

The integration of high amount of Dispersed Generation could propose a chance to solve the blackouts effects through the decentralisation of the production and the creation of self-healing and autonomous areas (see chapter 8.4)

Dispersed Generation could give flexibility and adaptability to the EPS and as a consequence of this, the EPS would be more robust. These concepts are different:

- **Adaptability** : ability of a system to stand foreseen changes ;
- **Flexibility** : ability to respond to unforeseen events through changes ;
- **Robustness** : ability to stand contingences and keep a normal operating point;

8.3.- Robustness Index

8.3.1.- Robustness definition

« **The robustness of a EPS (*Electric Power System*) can be defined as the capacity of a EPS in order to ensure a stable operating point faced to small and major events under different conditions**».

The robustness includes different concepts and it takes into account static and dynamic studies. In fact, the normal control of the system should be ensured faced to different perturbations. The main concepts that summarized the robustness are the next ones:

- The system security or ability to stand perturbations
- The adequacy or ability to supply the required energy

The main difference between security and adequacy is based on the guarantee of services: the security ensure the life of the system after perturbation with the use of actions and control tools (variation of supplied energy). On the other hand, the adequacy sees the system about the ability to maintain the supplied energy after events.

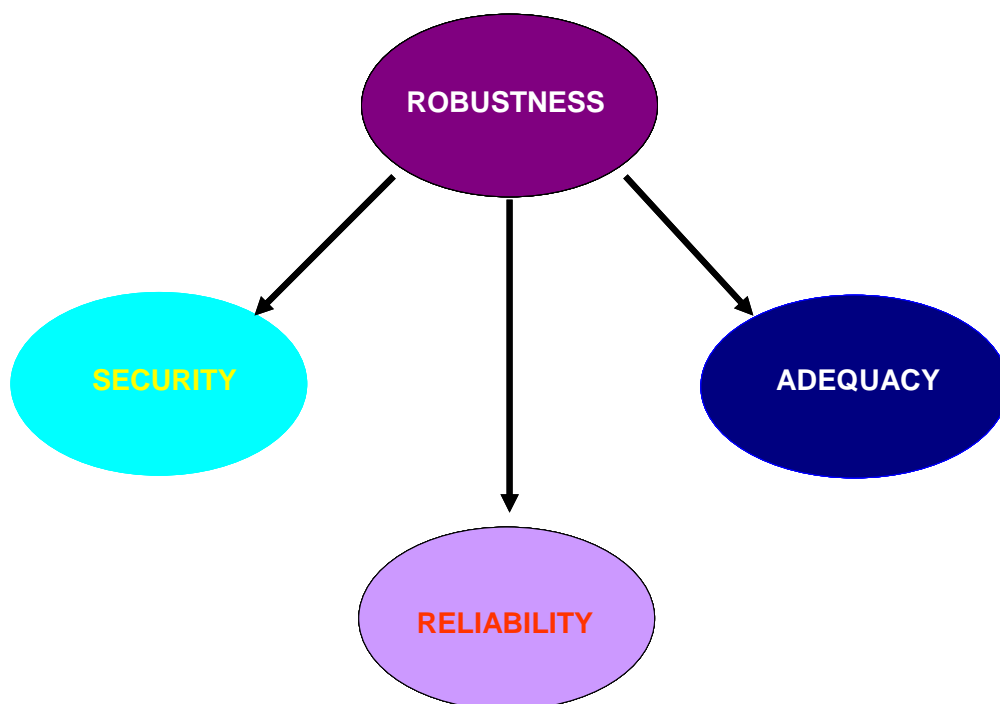


Figure. 8.6.- Robustness bases

This robustness definition doesn't include directly the concept of reliability. In fact, reliability is defined as the probability to have a normal operating point during a period of time. So, reliability is the probability to have a fault in the system. The fault of a component has a direct influence in the robustness. So robustness implies reliability but reliability is only a necessary condition to have robustness.

The reliability isn't analysed in this document. Otherwise, the robustness analyses are dedicated to security and adequacy.

8.3.2.- Study of Robustness: Method and Index

One possible method to study the robustness is the next one [D13-04]: from an operating point or photo of the system. Then, a group of major events or contingencies is selected and the state of the system after the major events give us information about the robustness (risk, limits, expected faults) of the system in that operating point.

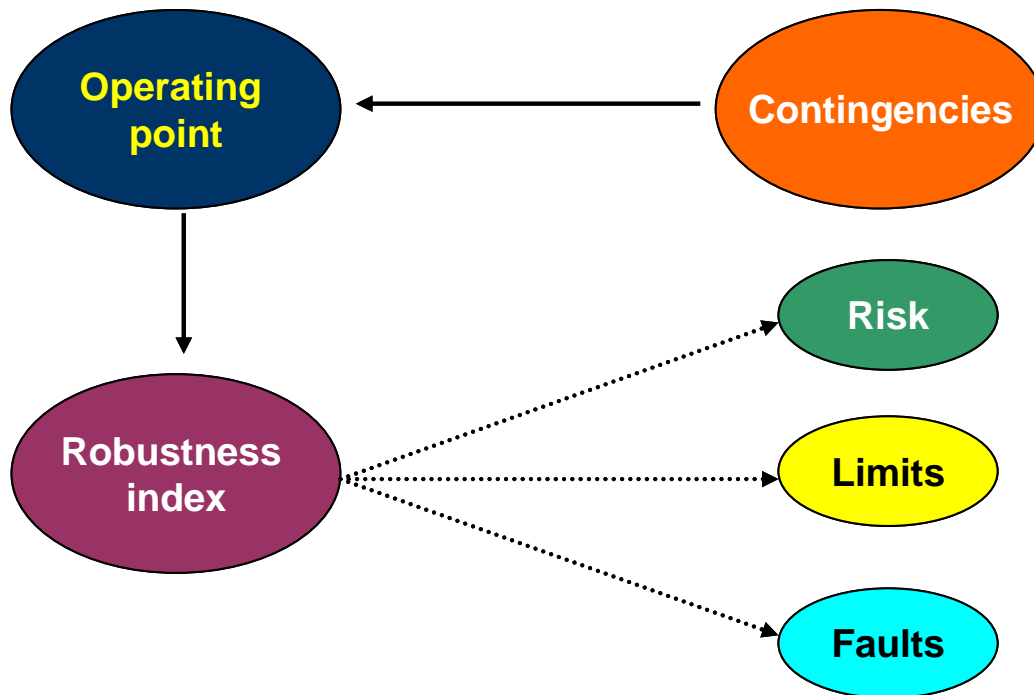


Figure. 8.7.- Method to study robustness

The risk in the system depends on the effects that the contingencies could cause in the system and it depends on the required time to take actions in order to keep the system in a controllable way. The resulted system after the contingencies shows us also the limits and the possible faults that the system could have if the contingencies appears. This gives the operator valuable information to decide actions before the catastrophic effects.

8.3.2.1.- Robustness indices

In order to quantify the operating point in terms of robustness, a robustness index (**RI**, *robustness index*) has been developed, it is composed of different indices (SSS, SPIR, VCI, FD, LS and RTM) that determines the behaviour of the system regarding the 4 perturbations which lead to the blackouts. The equation that relies the different indices is the next one:

$$(RI) = \max\{(SSS); (SPIR); (VCI); (FD); (LS); (RTM)\} \quad (\text{Eq.32})$$

The values that RI could take are the next ones:

$$(RI) = \begin{cases} 3 & \Rightarrow \text{Danger} \\ 2 & \Rightarrow \text{Action} \\ 1 & \Rightarrow \text{Attention} \\ 0 & \Rightarrow \text{Normal} \end{cases} \quad (\text{Eq.33})$$

with:

- SSS (Small-signal stability): evaluation of the small-signal stability
- SPIR (Static performance indices robustness) : static evaluation of the system, notably regarding the overloads: current in lines, active and reactive generator power limits, voltage levels.
- VCI (Voltage Collapse Indicator): it gives us an idea of the distance to the voltage collapse phenomenon. The critical voltage point in each bus depends on the system and the load.
- FD (Frequency Deviation): it defines the behaviour of the system regarding the frequency variations. It takes into account the primary reserve, the load shedding up to a level (i.e:49 Hz) and the amount of Dispersed Generation that is disconnected from the network very fast in case of abnormal networks conditions.
- LS (Loss of Synchronism): it defines the behaviour of the system regarding the loss of synchronism after a perturbation.
- RTM (Real Time Margins): the system should keep a given level of available reserves to be controllable.

So, the robustness indices show the system behaviour faced to major events and they are useful compare different operating points and systems (with and without dispersed generation). They can take a discrete

range of values. From these values it is generated the value of RI and the risk level (§ Eq.33):

- If RI is equal to 3, the risk level is the higher one and the time in which the system shut down is reduced, in the range of some seconds.
- If RI is equal to 2, the risk level can not be neglected and cascading failure could occur if the line overloads are not solved by the operator; the expected available time for operator action is around one minute to 10 minutes.
- If RI is equal to 1, the system is in alert because some lines could be lightly overloaded and the maximal time to solve the overloads is around 15 to 20 minutes. On other hand, the voltage profil should be optimized in order to not exceed the TH_1 fixed value (390kV-0.975 pu- 2.5% deviation). The possibility of voltage collapse should be evaluated immediately because the voltage collapse can appear from some minutes to 10 minutes; the operator should compute and visualize the critical voltage at the buses and particularly at the low voltage buses
- If RI is equal to 0, the system is in normal operation in the state post-contingence, all the parameters are in the expected intervals and no special critical state is probable under these conditions.

The different terms which form the RI index are described in detail in the next items:

- The term SSS must be evaluated from the linear state-space matrix of the system [KUN-94], the small-signal stability is guaranteed if all the eigenvalues have a negative real component. If this real component is equal to zero, neither the stability nor the instability can be confirmed and so this state constitutes an alert state by the incertitude of the system behaviour. Finally, if some real component of the eigenvalues is positive the system is unstable to small-signals and so it is unstable to major events. The formulation of this index is expressed as follows:

$$(SSS) = \begin{cases} 3 & \text{if } \text{Re}(\text{Eigenvalues}) > 0 \\ 1 & \text{if } \text{Re}(\text{Eigenvalues}) = 0 \\ 0 & \text{if } \text{Re}(\text{Eigenvalues}) < 0 \end{cases} \quad (\text{Eq.34})$$

- The SPIR term must be evaluated to define the capacity of the system when faced to overloads caused by the loss of elements in the system (mainly loss of lines). The SPIR term is composed of the evaluation of the technical limits of the system : power in lines, reactive limits in generators, current in the lines and voltage in the normal interval

$$(\text{SPIR}) = \max\{(\text{PII}); (\text{PIV}); (\text{PIP}); (\text{QLI})\} \quad (\text{Eq.35})$$

- The PII term evaluates the distance to the lines overload in terms of current on the lines, the severity of the overload defined different levels on danger depending the available time for operator's action to solve the overload.

$$PII = \begin{cases} 3 & \text{if } PII_1 > 170 \\ 2 & \text{if } 130 < PII_1 < 170 \\ 1 & \text{if } 110 < PII_1 < 130 \\ 0 & \text{if } PII_1 < 110 \end{cases} \quad (\text{Eq.36})$$

The index PII depend on the index PII_1 :

$$PII_1 = \left[\frac{|I|}{I_{max}} * 100 \right] \quad (\text{Eq.37})$$

Where I is the current in each line and I_{max} is the maximal current for each line

- The PIP illustrates the distance to a defined maximal active power on the lines (thermal limit) :

$$PIP = \begin{cases} 3 & \text{if } PIP_1 > 170 \\ 2 & \text{if } 130 < PIP_1 < 170 \\ 1 & \text{if } 110 < PIP_1 < 130 \\ 0 & \text{if } PIP_1 < 110 \end{cases} \quad (\text{Eq.38})$$

This index PIP depends on PIP_1 which gives the percentage of the power regarding the maximal power in each line.

$$PIP_1 = \left[\frac{|P|}{P_{max}} \cdot 100 \right] \quad (\text{Eq.39})$$

where P is the active power flowing the line and P_{max} is the maximal power in each line.

- The index PIV shows the distance of the voltage levels to normalised values through the index PIV_1 .

$$PIV_1 = \frac{|V - 1|}{\Delta V} \quad (\text{Eq.40})$$

where V (in pu) is the voltage in each bus of the system. The range of voltage deviation

depends on the sub-system. In transmission systems 5% deviation is accepted and for this reason this deviation is taken into account $\Delta V = 0.05 \text{ pu}$.

$$\text{PIV} = \begin{cases} 3 & \text{si } \text{PIV}_1 > 1 \\ 0 & \text{si } \text{PIV}_1 < 1 \end{cases} \quad (\text{Eq.41})$$

- The index QLI (Reactive Power Generator Limits) verifies that the limits on reactive power in the generators aren't exceeded. A local lack of reactive power could lead to a problem in the voltage control.

$$\text{QLI} = \begin{cases} 2 & \text{if } \max(\text{QLI}_1) = 1 \\ 0 & \text{if } \max(\text{QLI}_1) < 1 \end{cases} \quad (\text{Eq.42})$$

where:

$$\text{QLI}_1 = \frac{|\text{Qg}_i|}{\text{Qg}_i \text{ limit}} \quad (\text{Eq.43})$$

where Qg_i is the reactive power injected by each generator and $\text{Qg}_i \text{ limit}$ its limits.

- The index VCI (Voltage Collapse Indicator) compares the voltage level in each bus of the transmission system with two thresholds TH_1 and TH_2 . They constitute two alerts for the operator: TH_1 at 2.5% deviation or 390 kV from the nominal voltage, and TH_2 at 360 kV or 0.9 pu or 10 %. Both TH_1 et TH_2 could be replaced by the critical voltage point in each bus:

$$(\text{VCI}) = \begin{cases} 3 & \text{if } \min(\text{V}_{\text{bus}}) < \text{TH}_2 \\ 1 & \text{if } \min(\text{V}_{\text{bus}}) < \text{TH}_1 \\ 0 & \text{if other case} \end{cases} \quad (\text{Eq.44})$$

- The index FD (*frequency deviation*) integrates the system's ability to supply a dynamic response in terms of active power. The FD value depends on the index FD_1 and the existence of some conditions (§ Eq.46)

$$(\text{FD}_1) = \frac{[(\text{PR}) + (\text{IL})]}{[\text{ALEA} + (\text{DG}_1) + (\text{DG}_2)]} \quad (\text{Eq.45})$$

FD_1 compares the emergency actions that the system disposes in order to stand deviations and unbalances in terms of frequency. In this way, PR, *primary reserve*, is the amount of primary reserve and IL, *intentional load shedding*, [CAS-05], [PGE-04] et [SCE-04] is the amount of load

shedding in MW up to 49 Hz, DG_1 (in MW) is the amount of dispersed generation with a very fast (< 100 ms) or instantaneous disconnection protection for undervoltage conditions, DG_2 (in MW) is the amount of dispersed generation with a disconnection protection fixed at 49.5 Hz (49 Hz depending the nature of the study case) instantaneous or delayed. *ALEA* or *alea* is quantified in terms of MW and, it is an event or contingency which causes an active power variation, i.e: load variation, short-circuit or others. The generators to be included in *ALEA* (MW) mustn't be included in DG_1 or DG_2 to not duplicate the amount of power; otherwise the value of FD_1 wouldn't be right. Finally, $alea_1$ is a contingency (short-circuit, load variation ou other which shoot the disconnection protection, 49 Hz and/or 0.85 pu). The influence of dispersed generation is measured by the index FD because the connection/disconnection of dispersed generation units which can stress the system and make it less robust. The condition $alea$ versus $alea_1$ measures if $alea$ is an event which causes the shot of the disconnection protection if $alea > alea_1$ or if only causes some effects (in MW) in case of $alea < alea_1$.

$$(FD) = \begin{cases} 0 & \text{if } (alea < alea_1) \\ 0 & \text{if } (alea > alea_1) \text{ and } (FD_1 > 1) \\ 3 & \text{if } (alea > alea_1) \text{ and } (FD_1 < 1) \end{cases} \quad (\text{Eq.46})$$

FD_1 give us a good view of the system and quantifies the risk level for a system with a high dispersed generation insertion. Only, the first actions in emergency actions are taken into account because the combination of the events could make unuseful the load sheddings and actions down to 48.5 Hz and the slower reserves (secondary, tertiary, etc). As it was shown the dynamic of disconnection and contingencies is very fast and the time magnitude to be taken into account is from some seconds to one or two minutes.

The index FD and FD_1 could be calculated in two ways according to operator's point of view ant the network's performances. Dispersed generation could be taken into account until 49.5 Hz or 49 Hz. In both cases, the main point is the frequency deviation and the amount of dispersed generation which could be disconnected from a network under disturbances

In the simulations, it was considered the worst case of 49.5 Hz instantaneous protection (§ chapter 3).

- LS is an indicator to show if the system losses the synchronism after the selected contingency. The loss of synchronism is a very fast phenomenon. So, the resulting system after the disturbance shows as the state of system relating this phenomenon.

$$(LS) = \begin{cases} 3 & \text{if loss of synchronism} \\ 0 & \text{if all generators are in synchronism} \end{cases} \quad (\text{Eq.47})$$

- RTM wants to be an indicator of the ability to have a correct system control. The operation margins are disposed to control the system in real time. The RTM equation is the next one :

$$(\text{RTM}) = \begin{cases} 2 & \text{if } \text{RTM}_1 < 1 \\ 0 & \text{if } \text{RTM}_1 > 1 \end{cases} \quad (\text{Eq.48})$$

where:

$$(\text{RTM}_1) = \frac{\text{Real Time Reserves}}{\text{Expected Reserves}} \quad (\text{Eq.49})$$

The index RTM takes a value of 2 if the system don't have enough reserves in real time (very fast reserves: primary and secondary reserves). This RTM = 2 is an alert to the operator because it could be in critical state to follow the load in case of reserves unavailability.

8.3.2.2.- Evaluation of robustness indices and methodology

The robustness methodology and the robustness indices have been applied to a study case under 4 main scenarii:

5. Instantaneous DG disconnection protection;
6. Without DG disconnection protection impact;
7. Intermittent Energy effect;
8. Centralisation of power injections : power transmission from some areas to others (Denmark case).

Briefly, the IDEA_CRISP_39bus [IEEE-04] et [D13-04] is composed of 10 generators, 37 lines and 40 buses. It is an evolution of the standard New England 39 buses system to European normal values. The study case topology is shown in figure 8.8 and figure 8.9.

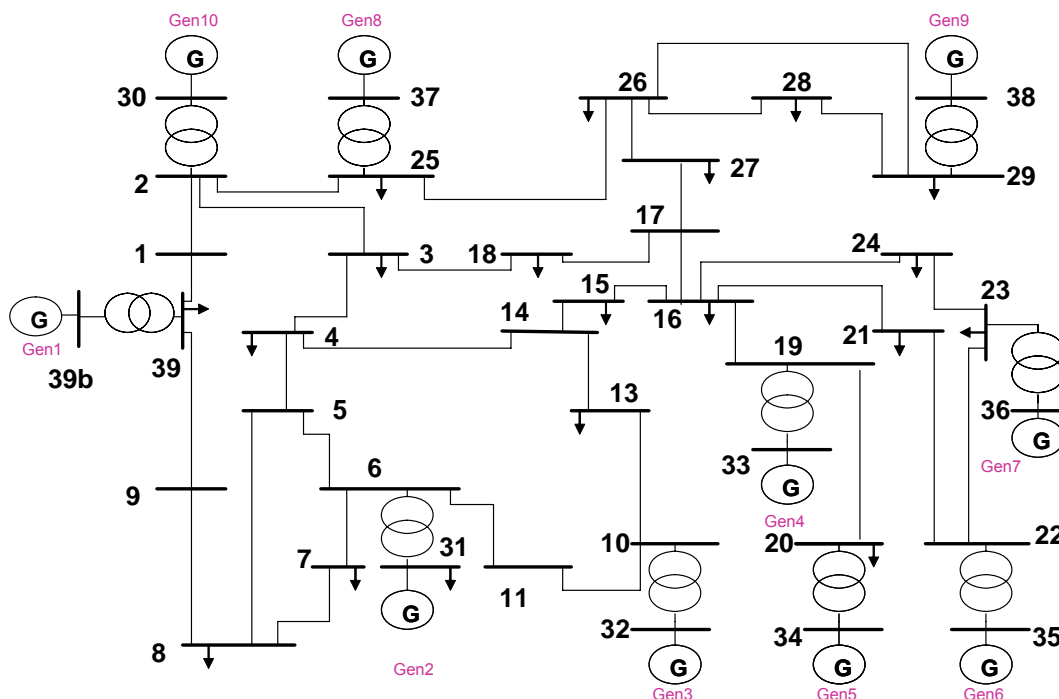


Figure. 8.8.- Study case IDEA_CRISP_39bus topology

The transmission is established at 400 kV and generators (GEN1 to GEN10 at 20 kV). The installed power is 9085 MVA and it is shared in 3 types of generators:

- 4 thermal units: 1000 MVA each one (GEN4, GEN6, GEN8 and GEN9);
- 3 nuclear units: 1080 MVA each one (GEN1 to GEN3);
- 3 hydro units: 615 MVA each one (GEN5, GEN7 and GEN10);

The dynamic load behaviour corresponds to an impedant one (square dependency with voltage magnitudes, § Eq.23 and 24) and the supplied energy is 6230 MW distributed in 18 buses.

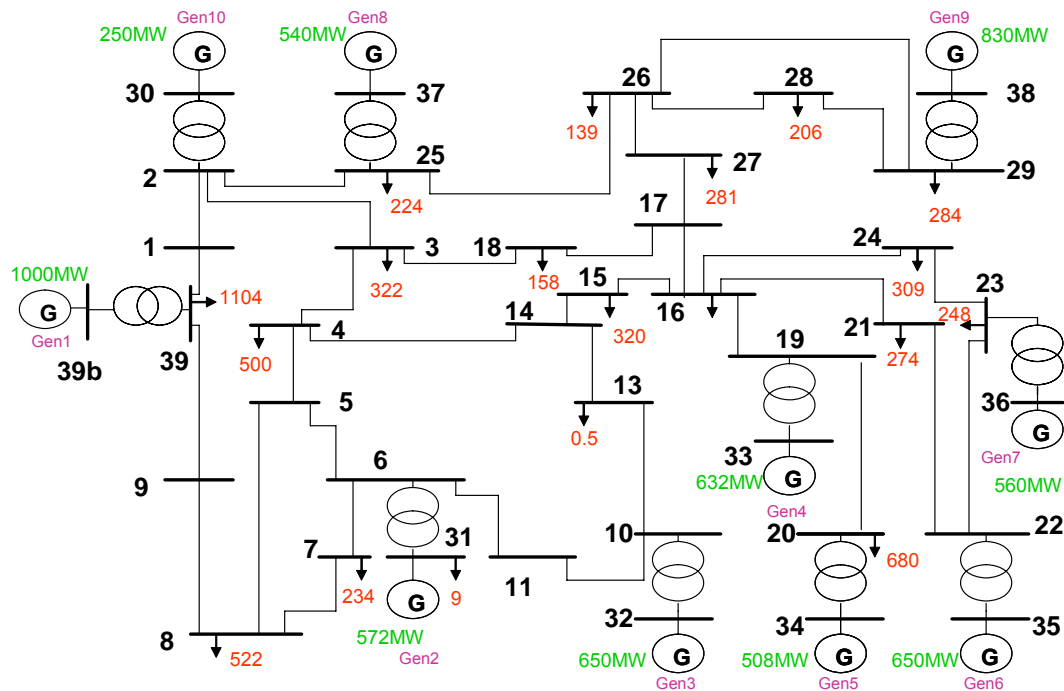


Figure. 8.9.- Generators and load values (in MW) in IDEA_CRISP_39buses study case

A sub-transmission system was considered at 63 kV connected to the transmission level between buses 11 and 13. This sub-transmission system is used to supply two real French distribution networks (§ figure 8.10) [CAN-00]

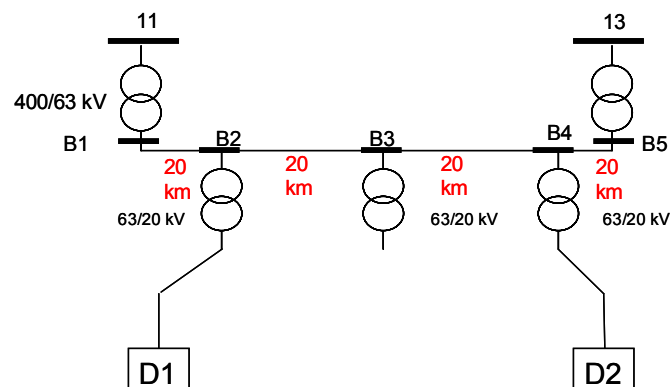


Figure. 8.10.- Sub-transmission and distribution levels (D1 et D2)

From the IDEA_CRISP_39bus topology, it was added the sub-transmission and distribution systems (STN) and several DG dynamic equivalents under 100 MW synchronous machines (the dynamic equivalents to a simple machine were built with the same inertia and dynamic parameters that the simple synchronous machine and an aggregated active power). These dynamics equivalents inject active power into the transmission system in order to create different DG insertion by the total supplied energy: 10%, 20%, 30%,

40%, 50% and 60%. In the case of 50% DG insertion, the figure 8.11 shows the localisation of the distributed injections.

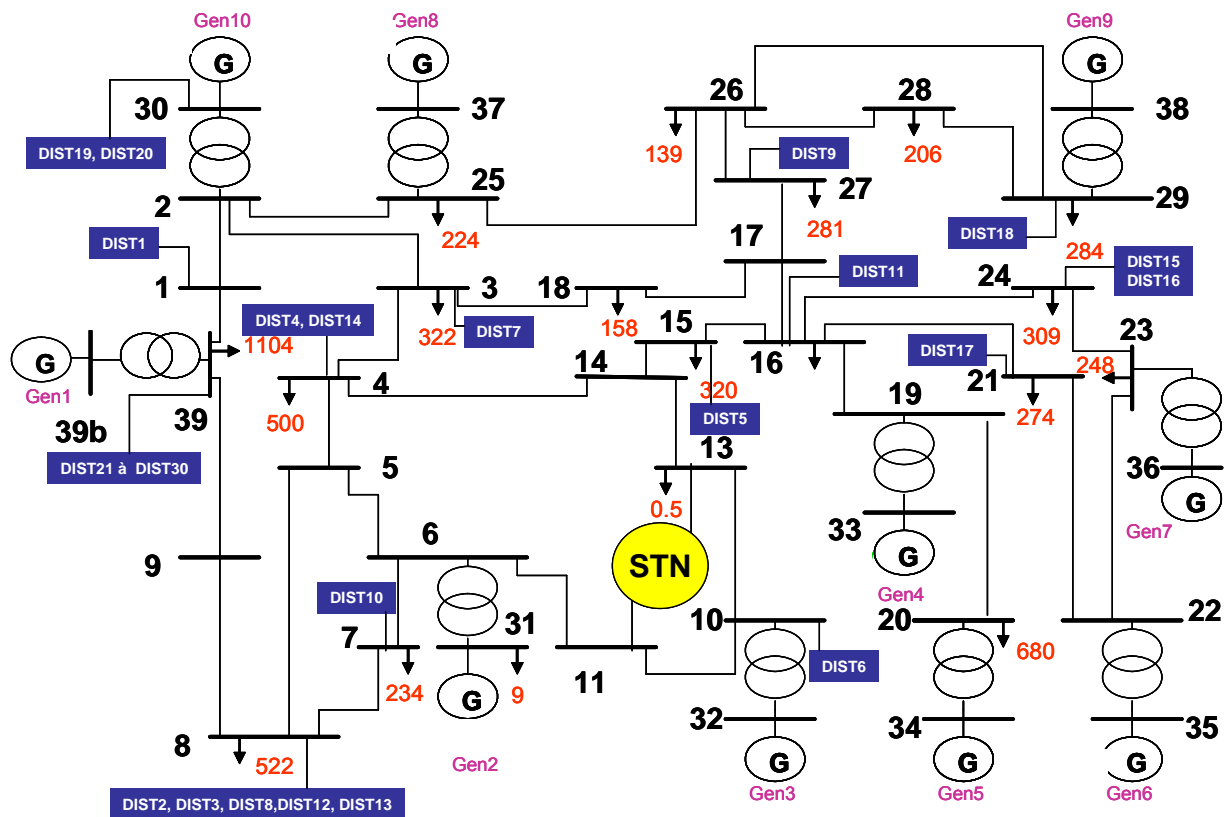


Figure. 8.11.- DG Dynamic equivalents (de DIST1 à DIST30) insertion in the study case and sub-transmission and distribution (STN) connection to IDEA_CRISP_39buses topology; loads in MW (in red colour);

The selected contingencies in order to study the study case robustness under the 4 different scenarii were the next ones:

- Lines tripping (n-1) ;
- The biggest power plant disconnection (GEN1 = 1080 MVA) ;
- Load variation: strong (500MW, 8 % of supplied energy), very strong (1200MW, 20% of supplied energy) ;
- 3-phases 200 ms short-circuit in transmission lines;
- Lines tripping (n-2) ;
- Component's tripping (n-3) ;
- Component's tripping (n-4) ;
- Component's tripping (n-5) ;
- Component's tripping (n-6) ;

1) Scenario 1: The main conclusion is that the DG is disconnected in case of transmission lines shorts-circuits or frequency deviations, a negative impact. Depending on the short-circuit localisation, only some generators or all the generators are disconnected (undervoltage propagation). On other hand, the system can loss the

synchronism or remain in a less robust state if other disturbances appear (Short-circuit + DG disconnection + Fatal final disturbances). Generally, the distances to lines tripping are improved by the distribution of the dispatching with DG integration.

2) Scenario 2: The 60% DG insertion simulations demonstrated the incidence of transient stability problems and reduction of the critical time to eliminate faults in the system. Difficulties to find a system with a right voltage profile and constant primary reserves value were found taking into account the closure of some centralised units. Due to these stability incidents, the robustness methodology couldn't be applied.

The 40% and 50% DG insertion systems were equivalents in terms of robustness; they have only small differences in component's tripping (n-3) and biggest power plant disconnection. Both systems are robust face to the selected major contingencies and their performances are very similar. So, 50% DG insertion without problems in disconnection protection is robust and the system has a low risk level in our study case.

3) Scenario 3: the active and reactive resources of the system limit the DG insertion, because of the complexity to have a normal voltage profile and real-time control. The index RTM (*Real Time Margins*) could inform the operator about less robust system's states.

4) Scenario 4: The 40% DG insertion system was built with the most generation in one area and the load in other part. This type of system had better dynamics with DG in case of load variation, biggest power plant disconnection and component's tripping (n-5) and (n-6). In general, the problems in such systems should be the overloads in the inter-areas lines and the local voltage control, but in our study case, no one of these problems were found and DG had a favourable impact.

8.3.2.3.- *Appropriate amount of Dispersed Generation Insertion*

The deterministic criterion proposed to limit the DG insertion [FON-05] is based on the robustness indices described in chapter 3, notably the index FD_1 :

$$(FD_1) = \frac{[(PR) + (IL)]}{[ALEA + (DG_1) + (DG_2)]} \quad (Eq.50)$$

This index compares the amount of DG integrated in the system with the immediate actions in case of emergency. The system should stand big frequency deviations because of DG, these power variations could be higher than the biggest power plant in the each system and, so the classical deterministic criteria aren't enough secure and efficient [MIT-99]. The power variations could be caused by the weather conditions (i.e: wind turbines disconnection because of high wind speed) or abnormal network conditions (initial event and then DG disconnection). As it is known, the systems are interconnected and synchronised by areas and so, the effects and impacts of the power variations are propagated to other countries (each country is supposed to repair its national unbalances and incidences, secondary and tertiary controls). In conclusion, the combination of contingencies could lead to a total *black-out* or extended *brown-out*.

A index FD_1 value around 1 is representative of a right balance between the contingencies which can appear and happen and the very fast emergency actions defined in the system.

The deterministic criterion consists to limit the DG insertion according to the technical performances which are normal in Electric Power Systems (EPS):

3. ***No load shedding in case of a short-circuit in the transmission.*** The undervoltage propagation in EPS cause the action of the very fast disconnection protection and then, the involved frequency deviation could provoke the load shedding at 49 Hz. These load shedding are a component of the national defence schemes. A simple short-circuit in the transmission system couldn't lead to a load shedding, the energy quality isn't maintained. Here, there is a limit to the DG insertion. Furthermore, the system remains in a state without load shedding at 49 Hz (the loads are normally recovered in a manual way).

In this case, the primary reserve is that amount which would limit the DG insertion with instantaneous disconnection protection. A slightly amount down to the primary reserve would be the appropriate amount regarding to the performances of the system.

4. If the ***DG absence of problems*** is considered: the technical conditions to limit the DG are two: in one hand, the feasibility to have a right voltage profil and real-time control; in other hand, the ability

of the system to stand a lack of generation by weather events. In the 50 % DG insertion is taken into account, this would be the maximal amount of DG insertion regarding the robustness index.

Events	System saved by	Primary Reserve PR (MW)	Load Shedding, IL=LS [49Hz] (MW)	FD_1 (for ALEA = Event)
Loss of GED 10% (= 600 MW)	PR	731 MW	928.35 MW	2.76
Loss of GED = PR	PR + LS (49 Hz)	731 MW	928.35 MW	2.37
Loss of GED 20% (= 1200 MW)	PR + LS (49 Hz)	731 MW	928.35 MW	1.38
Loss of GED 30% (= 1800 MW)	PR +LS (49Hz) + LS(48.5Hz)	731 MW	928.35 MW	0.92
Loss of GED 40% (= 2400 MW)	PR + LS (49 Hz) +LS (48.5Hz)	731 MW	928.35 MW	0.69
Loss of GED 50% (= 3000 MW)	PR + LS (49 Hz) + LS (48.5Hz) + LS (48 Hz)	731 MW	928.35 MW	0.55

Table. 8.1.- Simulation results for 50% DG insertion without problems in the disconnection protection

The limit is fixed because the system should be able to share the reserves between dispatched units and stand a very strong lack of generation. So, the appropriate amount of DG insertion would be placed for FD_1 around 1 and, in this case, the systems wouldn't need an important amount of load shedding in case of DG lack. In conclusion, in our study case, the most appropriate amount of DG insertion would be 30 % DG insertion for the total supplied energy.

8.4.- Dispersed Generation against Major Events: islanded operation in distribution networks

The intentional islanded operation is one of the decisions that an operator could use to avoid the propagation of blackouts. This type of system's state isn't a permanent state but a transient state between two defined situations of the system: the Emergency state where the system is in a critical point and the Restoration state, where the system is reconfigured towards the whole interconnection (§ figure 8.12)

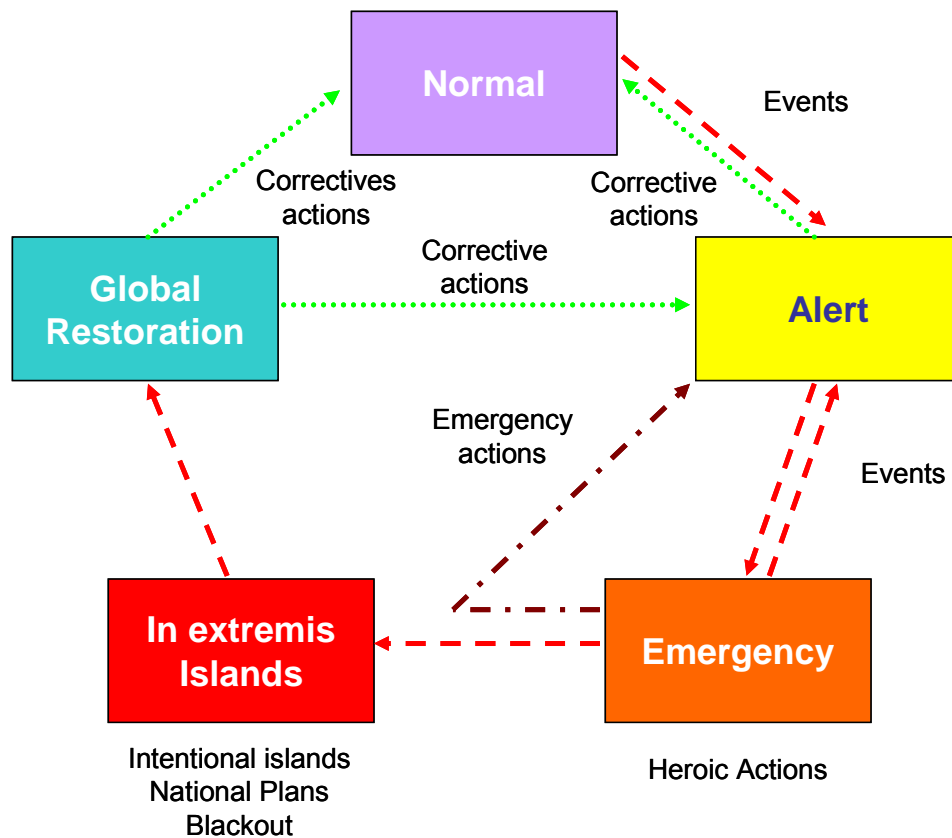


Figure. 8.12.- System state with the possibility of islanded operation

The EPS operator must ensure the continuity of the energy supply under normal quality conditions: voltage, frequency, harmonics, stability faced to events and this in a normal or in extremis operation mode. In this quality condition can't be respected, the islanded operation doesn't have any sense.

The needed phases involved in the islanded operation can be described from the creation of islands to the reconnection to the main system. Three phases are clearly identified:

- **Phase 1** : Detection of the network conditions which allows the creation of islanding by self-healing areas ;

- **Phase 2** : Minimal Robustness conditions to decide Isolated;
- **Phase 3** : Reconfiguration to recover the interconnected system;

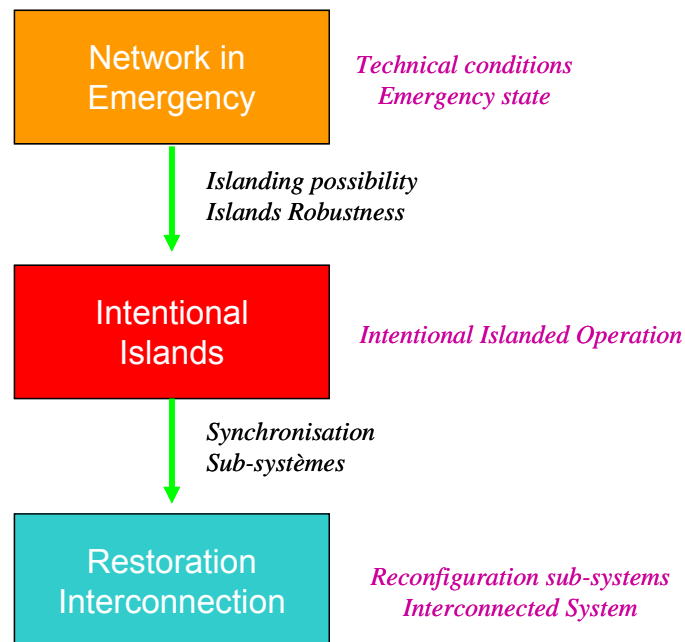


Figure. 8.13.- Phases to form the intentional islanded operation

The **phase 1** consists on the creation of autonomous areas. This is decided on the substations by the distribution operators if the some technical conditions are respected:

- A voltage measure at the transformer transmission/sub-transmission. A very low voltage at the primary of this transformer could be indicatif of two events: a short-circuit or a voltage collapse in the transmission level.
- A measure of frequency below 48 Hz with a short validation time (100-200 ms). If the frequency is low enough, the islanded operation must be automatically taking into account that a system is close to the blackout.
- A frequency variation very high:

$$\left| \frac{df}{dt} \right| > 0,5 \text{ Hz/s} \quad (\text{Eq.51})$$

The **phase 2** consists on the control, sustainable and normal operation of each sub-system. A help tool to the operator should be placed in the main distribution substations. This tool should perform the next functions :

- Study of the islanding operation possibility;

- Robustness Evaluation of each island before its generation (FD_x indices);
- Reconfiguration of the protection thresholds: necessities for the islanding sustainability;
- Islanded sub-systems control : dispersed generation telecontrolled;

The *phase 3* consists on the synchronisation of different islands in order to restore the whole system. The synchronisation is a tough task and different measures are needed: voltage, phase angle and frequency. The sub-networks to be synchronised should have a light difference in the interconnection buses:

- Voltage difference between two border buses to synchronise: the networks to synchronise should have a small difference (< 0.01 pu.)
- Phase angle difference: one of the conditions to close a line in both sides is a small angle difference because a big angle difference would lead to power oscillations and the lost of the system. Generally, the phase angle in a system depends on the voltage level, i.e: 60 degrees in 500 kV, 40 degrees in 230 kV or 20 degrees in 115 kV [FREI-01]
- Frequency differences: both sub-networks should have a small frequency difference (< 0.01 pu)

8.5.- Energy regulation with Dispersed Generation

The dispersed Generation could open new tendencies in the reserves strategies. Thus the classic concepts of ancillary services should be reformulated and it could be possible to include the Dispersed Generation into the bag of Primary Reserve in a open-market with actors in equal conditions. This would represent improvements in the system robustness regarding to FD_x indices. The main innovations would be the next ones:

- **Dispersed Generation contributing to the Primary Reserves.** Dispersed Generation would be required to contribute to the primary reserve by a minimal percentage of its nominal power. A 2% could be decided in order to not block the integration of clean energies.

Type of Energy	Participation in Primary Reserve (Percentage by Nominal Power)
Dispersed Generation	2% min.
Centralised Generation	4-5% min.

Table. 8.2.- Contributions to the Primary Reserve

- **Primary Reserves Markets paid by the Transmission System Operator (TSO).** In order to ensure the control of the transmission system, the TSO should pay the services of each generator. If Dispersed Generators do not have enough capabilities to primary reserves, they could come to this market to buy them.
- **Secondary and Tertiary Reserves Market.** They exist in many countries in order to pay the services and follow the load.

8.6.-Information and Communication Technologies applied to Electric Networks

New era of information and communication technologies (ICT) is changing traditional works and solving challenges for human activities. Progress and advances in different fields are being carried out in order to improve the quality of operations and perform automations. EPS are not an exception for these advances. Thus, information and communication technologies introduce new ways to develop EPS tasks. However, this is only possible if the EPS special requirements on ICT are met (notably in terms of reliability and timing constraints).

8.6.1.- ICT definition

Information and Communication Technology can be defined as follows:

« The technology involved acquiring, storing, processing and distributing information by electronics means (including radio, television, telephone, and computers) ».

Three processes are involved inside the ICT definition: information acquisition, communication of the information between different entities and information computerization (it includes information analysis, storing and visualization).

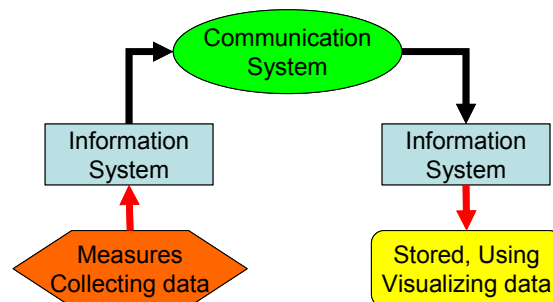


Figure. 8.14.- Information vs Communication vs Computerization

Communication is the fact of transmitting information between two or more points/agents of the system. The information and communication processes are related very closely. The information system is responsible of obtaining or measuring the parameters/variables that the systems need to control for a normal operation. So, at this step the information exists and can be transmitted from this point of measure to other points of the system for further utilization.

The communication system is responsible of this transmission and different communication media are used to transfer the information. The information transformed into different signals (analogue or digital) is transmitted by the communication media to different centers where these signals are converted into other

formats (data formats exploitable by the centers) and finally the communication process is finished when these data (information) are stored.

The computerization consists in the use of the information or data in order to analyze the system or to establish a help for taking conclusions and so, elaborating decisions. The computerization can be carried out there where there is the information (with or without communication between two entities because a same entity can obtain the information and computerize it). This computerization system includes the coordination between different agents and actors and refers mainly to the different computer tools and operating systems that can be applied in a computer, PLC or Control unit.

8.6.2.- ICTs in EPS

The use of communication media in SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) systems or EMS (Energy Management Systems) for EPS depends on different factors such as the nature of the media, possibility of interference or electromagnetic distortion, investment cost for installation or the requirement of special licenses

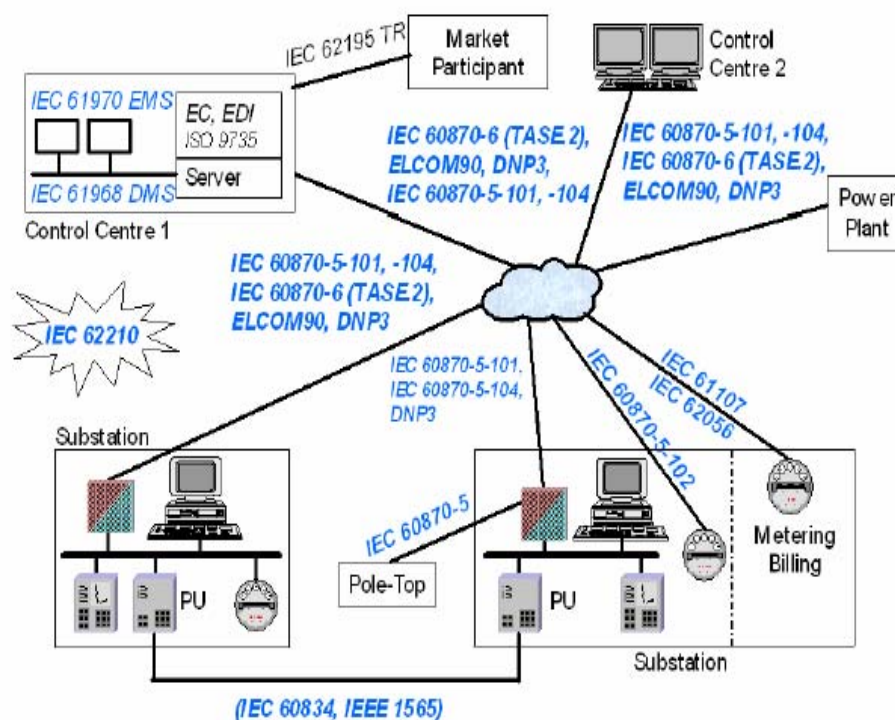


Figure. 8.15.- Some Standards of Electric Power System Communication

The main component of the EPS communication system is the SCADA system. Basically, it is the architecture to acquire, store and process the parameters needed to control the system. The SCADA of TSOs or utilities is normally composed of several types of communication systems such as [FIN-00]:

- Fixed networks including public switched telephone and data networks
- Wireless networks including cellular telephones and wireless ATM (Asynchronous Transfer Mode), radio systems, microwave (radio signals operating on the 150 MHz to 20 GHz frequency range)
- Power line carrier is the most commonly used communication media for protection function. However, this medium does not offer a reliable solution for wide area data transmission. Communication with remote sites can not be maintained during a disturbance.
- Computer networks including various dedicated LANs, WANs, and the Internet.
- The satellite network is another segment of the communications system that can provide important services which are difficult to carry out with normal communication techniques. These services include detailed earth imaging, remote monitoring of dispersed localizations and time synchronization using signal from GPS (Global Positioning System).

The delays or latencies and data rate of such communication media differ from a system to another. In table 8.3 a comparison is carried out in the case of wide area measurement networks [NAD-02]:

Communication link	Associated delay-one way (milliseconds)
Fiber-optic cables	100-150
Digital microwave links	100-150
Power line (PLC)	150-350
Telephone lines	200-300
Satellite link	500-700

Table. 8.3.- Communication delays of some communication in wide area measurement networks

The different data rate of the currently media used in the power system are compared in Table 8.4 [QIU1-02], [FON-04], [CIG3-03]:

Communication link	Associated data rate
Fiber-optic cables	1 Gbits/s
Radio frequency	9.6 kbits/s
Power line (PLC)	2 Mbits/s

Table. 8.4.- Communication data rate for different communication media

Future applications on ICT components to develop traditional and new functions in EPS can be carried out with Internet or with Virtual Private Networks (VPN). Internet presents the advantages in terms of availability through telephone lines; but, the security questions are not cleared and as EPS is a critical infrastructure for societies, the use of Internet for EPS should be limited for non-critical issues. Thus, the option of VPN seems to be more adequate.

This VPN could be physically established through IP networks. The utility IP network could be used to unify the different activities inside the SCADA (communication between SCADA components, measurements...). An example of this case is shown in figure 8.16.

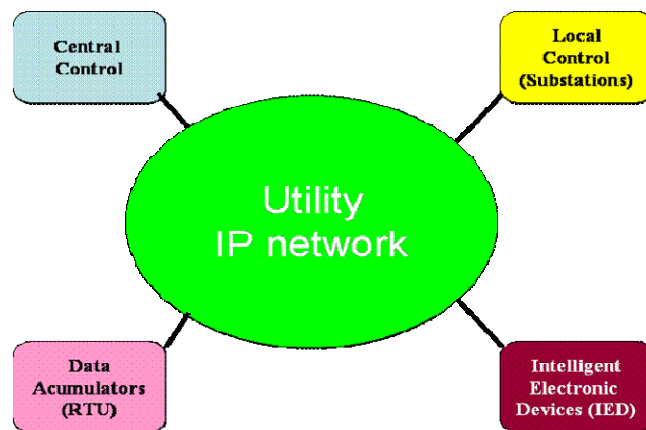


Figure. 8.16.- IP network for an utility SCADA system.

One practical example of these VPN uses is used by REE (*Red Eléctrica Española*), Spanish Transmission System Operator, in order to establish a strategy to interrupt loads if needed in the control of the transmission system [REE-04].

We propose the use of a TCP/IP network for a fault localization speed-up with a new localization algorithm [D14-03]. The applicability of such algorithm in real practice is closely related to the total timing processing (including the three ICT components: information acquisition, communication and computerization).

8.6.3.- CRISP Demonstrator

One possible use of the intelligence distribution for EPS purposes are the Intentional Islanded operation (agents concepts) or Faults Localisation. In this case, the distributed intelligence is a help tool to fault diagnostic (HTFD). This HTFD contains the fault localization algorithm and needs to evaluate different information (from EPS devices such as fault passage indicator (FPI), switch (SW) and fault recorder (FR)) to indicate to the operator the probable fault placement in the network. After these indications, the operator could isolate the faulted section in a reduced time delay and continue to supply so many customers as possible [AND-02].

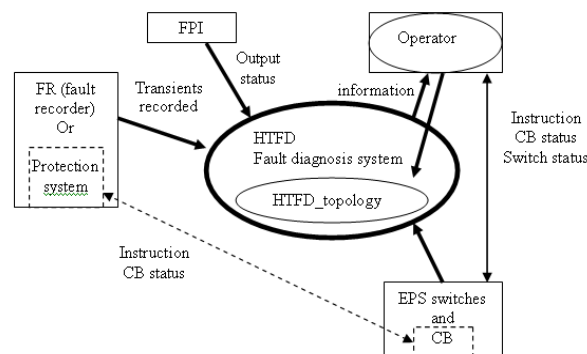


Figure. 8.17.- Context diagram for the Fault Diagnosis system

The tool proposed represents an additional function to the existing protection system. The main existing information systems are taken into account in the proposed tool, the required information exchanges as described in the figure 8.17. The Fault Diagnosis ICT System has four main sources of information:

- **Fault Passage Indicator:** The FPIs are distributed in general at key points of the distribution EPS, on the main feeder and derivations, being associated in general with the boundaries of elementary areas. The FPI sends state information to the Fault Diagnosis System through the FPI ICT component.
- **Fault Recorder or the protection system:** The voltage and the current are measured in magnitude and in phase at a given point of the network in case of fault, the sending-end of a feeder in general. Then, FR sends electrical variable information to the Fault Diagnosis System. This information may involve a heavy file (transients), while the real information needed by the localization tool is small. Indeed, a solution with a local analysis and data reduction is proposed. The FR ICT component is developed to treat the transient measurements and send only the essential data to the main tool.
- **The EPS Switch:** EPS Switches allow reconfiguration of the power network by opening or closing a flow point. They may or they may not be associated with an FPI, depending on the planning and exploitation choices of the operator. Each switch change in the network has to be taken into account properly in the topology description inside the Fault Diagnosis System: the reconfiguration has a great influence in the fault localization evaluation. The EPS Switch communicates its state to the

Fault Diagnosis System and receives orders from the operator to modify its state. The EPS_ICT_component is developed as part of the system to carry out these functions.

- The Operator: The main role of the operator is to make decisions when different actions are needed and may endanger the EPS proper running. The HTFD tool communicates information and proposes decisions to the operator. Then, the operator sends orders to CB and EPS switches with existing control system.

The Fault Passage Indicator and the EPS Switch all are connected and distributed into the power grid. The Fault Recorder is linked to the protection system, collecting transients measured by the protection devices distributed at each sending-end feeder. Their localization is given by the operator in the network topology included in the HTFD tool.

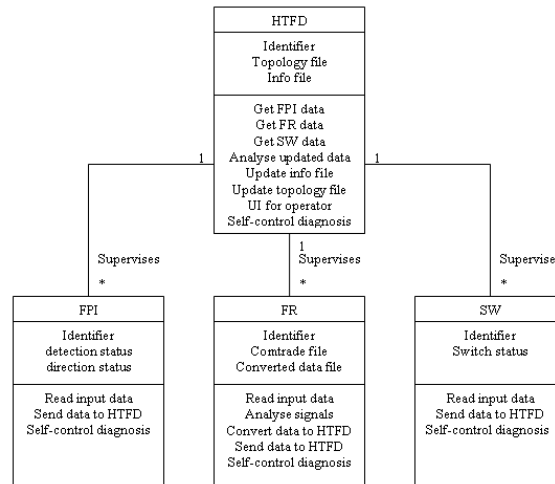


Figure. 8.18.- Class diagram for the ICT main components in the Fault Diagnosis System

In figure 8.18, the network components (FPI, FR and SW) are represented by objects / classes within the Fault Diagnosis System. The network components will then have their ICT counterparts as distributed subsystems within the Fault Diagnosis System. The network component objects will have their 'controlling' part, including intermediate calculations, deployed on the ICT component and an information part on the HTFD subsystem.

The operator role is not specified in the diagram, but is represented by the UI 'attribute' of the HTFD class. The UI (User Interface) takes care of representing the right information to the operator and receiving information from the operator. The operator sends the instructions to the EPS switches by an existing control system. The HTFD needs to know the state of the switches in order to update the network configuration. The network topology is important in this application and some data required are specific to the fault localization. But some other data are common with other possible applications to be developed in the future: local demand supply matching (local market may introduce temporary changes in the local power system configuration), power quality studies (voltage profile, harmonics).

The different ICT components were integrated in a demonstrator (see figure 8.19) in order to test their performances with TCP/IP network.

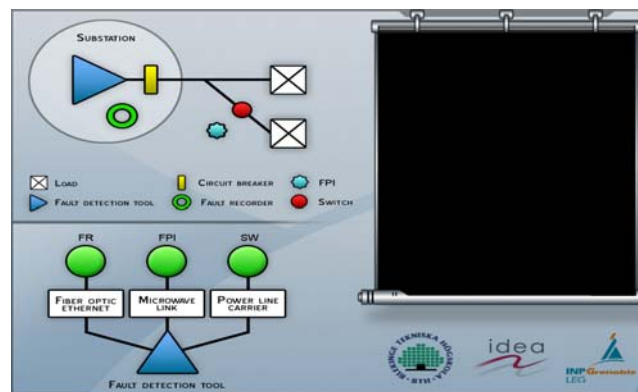


Figure. 8.19.- Demonstrator interface for the test of the system under TCP/IP network

In a very simple case, the demonstrator consists of a number of PCs, some acting as nodes and other as communication links (communication links between the information points (FPI, FR and SW) and the main tool (HTFD)), all running the FreeBSD operating system. The different communication properties, such as throughput and latency, were simulated on the computers acting as links by using the dummynet feature in FreeBSD in conjunction with bridging.

The visualization and control tool was implemented in the C programming language and executed on a node-type computer in the network. The user interface is shown in figure 8.19.

Two time frames were evaluated for the communication sequences: time for transmitting data files and time for communication streams. Actually the total communication time is larger than the time needed for file transmission: the transmitted files are usable before the last messages of acknowledgement between the PCs. If the same device has several messages to send in a short delay, the PCs remain connected and the messages are sent successively when FP flag (end of last message) is passed. A typical value is the stream rate in kbit/s, given in our demonstrator a typical latency (TL) for a simple way. A simple file sent takes nearly $5 \cdot TL$ for the total communication sequences (from synchronization to disconnection), and the useful transmission of a short file takes nearly $3 \cdot TL$.

Data rate (Kbit/s)	TL (ms)
1000	8
565	11
140	10
40	18
12	50
10	57
9.6	66

Table. 8.5.- Measured latency for a simple way and various stream rate (specific bridge)

In the demonstrator, if no bridge is used, the TL found is 0.2ms; Launching a call to establish the communication or printing a reference date in a file takes nearly 4ms each, this time being added as a first step of connection requirement. The following figure gives the case of an order emitted from the tool (HTFD device) to a switch (SW device) with a direct link between them at 10Mbit/s.

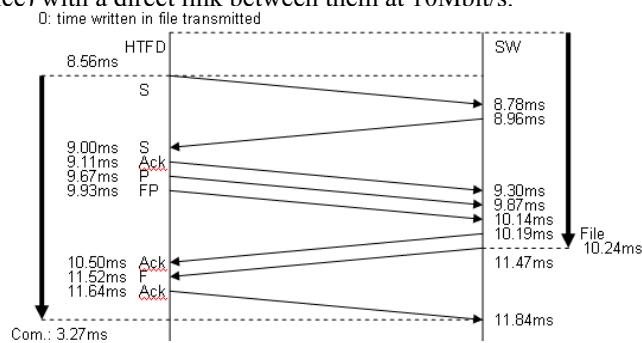


Figure. 8.20.- Exchanges messages to send data from HTFD to the SW with 10 Mbit/s link

The following figure gives the same case with a bridge set to 9.6Kbit/s

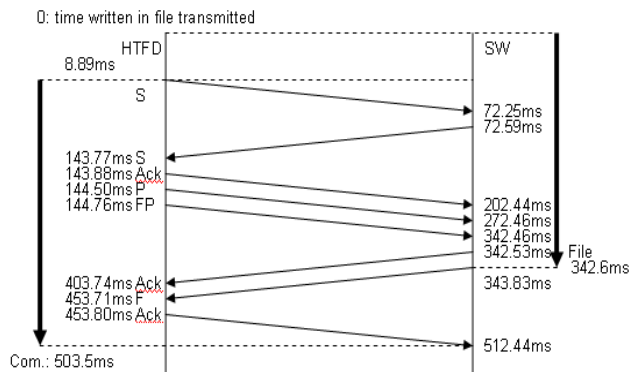


Figure. 8.21.- Exchanges messages to send data from HTFD to the SW with 9.6 Kbit/s link

The purpose was to evaluate the total time required for the localization. As indicated the latency for real message transmission can be higher or lower depending on the stream rate capacity and CPU capacity. In the developed tests, the IP performances seem acceptable for its application in real practice. TCP/IP communication protocol is a wide-spread standard which could be valuable in order to implement the communication between different distributed intelligence in EPS. Here, the IP network was tested for a fault diagnostics use, but other uses could be thought for the future (e.g. Virtual power plants or islanding operation).

One critical parameter in EPS is the ICT systems security and quality of performance. At this point, IP networks depend on messages collision, loss of messages, congestion in the network and external intrusions. Special attention should be paid to these problems for correct operation and one can think about priorities associated to the information in a layered router strategy (different pre-defined IP routes for different information priority).

8.7.- Conclusions

The research works included in this PhD were integrated in the research made in the CRISP (*Critical Infrastructure for Sustainable Power*) projet supported by the European Union and IDEA (*Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir*) association between EDF, Schneider Electric and LEG (*Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble*).

In fact, the modifications in EU laws in order to deregulate the energy market, modifications also, promoted by the international agreements like the Kyoto protocol which target the reduction of Greenhouse effect Gazes, have attracted the interest of industrial and academic actors. Thus, the great boom of the renewable energies and the least polluted energies make possible a deep evolution of the EPS (*Electric Power Systems*) from the distribution or the generation to the transmission and system control.

In this context, this PhD has as main goal to contribute with a whole view of the interactions between transmission, distribution and dispersed generation. This interaction should help to improve the system's robustness and avoid the propagation of blackouts which have impacted countries all around the world: United States, Italy, Sweden or Germany. The human errors, the limits of EPS planning and the learning from the experiences constitute important elements to perfection the EPS.

The robustness of the system is studied through a methodology taking into account the main mechanisms which lead to major events. This methodology is based on the robustness indices which take into account the main alerts in order to inform the operator about the system situation.

The power injected by the Dispersed Generators would give flexibility to the transmission system which is old and overloaded in some locations. One of the existence solutions against the major events is the improvement of the system's flexibility and, so the system's robustness. i.e: incrementing the primary reserve by the Dispersed Generation.

The system's robustness could be improved changing some parameters of the daily planning. i.e: reserves or intentional load shedding in emergency situations (indices FD_x). These changes are efficient to reduce the risk level but they would have a financial cost and they couldn't avoid everything. So in case of big fault, the brownouts are unavoidable and only wide blackouts could be avoided.

The intentional islanding is one tool that operators could decide in case of brownout or blackout. Complex studies, case by case, are necessary to have all the information to decide the islanded operation. Specific robustness index would be required because the sensibility of little networks to the intermittent energies and disconnection generators protection.

Finally, all the described evolutions couldn't be implemented and applied in practice without ICTs (*Information and Communication Technologies*): future possibilities of automation and intelligence distribution.

The works in collaboration with BTH (*Blekinge Institut of Technology*) have demonstrated the performance of IP networks for its uses in distributed intelligence and faults localisation in distribution networks.

The works detailed in the PhD have a high difficulty and they have some limits. Thus, the proposed solutions have some weak points which should be commented:

- Voltage thresholds are only approached in case of voltage collapse. This is a complicated phenomenon and our thresholds are only alerts to the operator for further analyse.
- The reserves established by the operators in the daily dispatch are essential to ensure a good control of the system following the load. The robustness indices integrate this fact, to alert the operator in case of lack of reserves. However, it is possible to deep and reformulate the daily plannings in case of high amount of interment production.
- Study of the frequency and voltage regulation interactions existents for the different generators' technologies. The absence of real data for networks and regulations represent a limit for the works. The static approach is not enough and the dynamic behaviour is necessary and the studies case by case are strongly advised.
- The studies developed to test the ICTs are limited to the simulation of the exchanges between PCs in a first approach which could be implemented in the BTH and LEG laboratories.

In order to complement and follow the works described, some future lines are possible to be foreseen in short and long time:

- Evaluation of the robustness indices in other study cases, if it is possible with real data (network and dynamic regulations).
- Study of the secondary regulations (frequency and voltage) impact. Effects on the alerts, the operation in islands and the final state after the contingencies.
- ICTs development based on the agent concept. The required agents are necessities to the automation of the islanded operation.

- Experiments with real IP networks. Special attention must be given to the messages lost and the speed of the sended messages.

In conclusion, this research work is composed of wide range of concepts: robustness, islanding, ICTs which makes it original and it contributes modestly to the scientific community.

Chapitre 9 : Bibliographie

« On est arrivé jusqu'ici »

- [AHM-03] Ahmed, S.S, Sarker. N.C, Khairuddin, A.B, Ghani, M.R.B.A, Ahmad, H. « A scheme for controlled islanding to prevent subsequent blackout ». IEEE Transactions on Power Systems, Vol.18, Issue : 1, pp : 136-143, Février. 2003
- [AMI-01] Amin.M. R&D Challenges in Security of the Electricity Infrastructure. Security, Privacy & Critical Infrastructure Protection: « Seminar series at the University of California-Berkely». Février 2002. [Online]: <http://www.citris.berkeley.edu/defense/slides/Amin-Feb-04.PDF>
- [AMI-02] Amin.M. « Security Challenges for the Electricity Infrastructure ». Computer, Pages: 8-10, Volume: 35, Issue: 4, Avril 2002.
- [AMP-00] Rapport final de la Commission Ampère, Octobre 2000. [Online]: http://mineco.fgov.be/energy/ampere_commission/ampere_commission_fr.htm.
- [AND-01] C.Andrieu, B.Raison, D.Penkov, M.Fontela, S.Bacha and N.Hadjsaid. «Fault detection, analysis and diagnostics in high-DG distribution systems». Rapport D1.4 ENK5-CT-2002-00673 CRISP-Project. Grenoble 2003.
- [AND-02] C.Andrieu, B.Raison, and M.Fontela. «Simulation tool for fault detection and diagnostics in high-DG power networks». Rapport D2.3 ENK5-CT-2002-00673 CRISP-Project. Grenoble, 2003
- [AND-77] Paul.M.Anderson and A.A.Fouad, «Power System Control and Stability». The Iowa State University Press, 1977.
- [CAI-04] R.Caire. «Gestion et Stratégies de conduite de la Production Décentralisée».Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG). Grenoble, 2004.
- [CAS-05] The California ISO, «Load Voluntary Reduction Program». [Online]: <http://www.caiso.com/>
- [CAN-00] J.F.Canard. «Impact de la génération d'Energie Dispersée dans les réseaux de distribution». Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG). Grenoble, 2000.
- [CAR-86] Carpentier.J «The French National Control Center». IEEE on Power Systems, Vol.PWRS-1,No.4, Novembre 1986.
- [CIG1-03] CIGRE B5.11. «The automation of new and existing substations: why and how». 2003
- [CIG2-03] CIGRE Working Group 35.07, «The use of IP technology in the Power Utility environment». Avril 2000.
- [CIG3-03] CIGRE Joint Working Group 34/35.11, «Protection using telecommunications ». Août 2001.
- [CIG4-03] CIGRE Working Group 35.07, «Power System Communications in the High Speed environment». Avril 1996.
- [CRI-03] Page Web projet CRISP: <http://crisp.ecn.nl>
- [D11-02] Miguel Fontela et al, «Functional specifications of electric networks with high degrees of distributed generation ». Rapport D1.1 ENK5-CT-2002-00673 CRISP-Project. Grenoble 2002.
- [D13-04] M.Fontela, C.Andrieu, S.Bacha, N.Hadjsaid and Y.Besanger. « Distributed Generation as a means to increase system robustness». Rapport D1.3 ENK5-CT-2002-00673 CRISP-Project. Grenoble 2004.
- [D14-03] C.Andrieu, B.Raison, D.Penkov, M.Fontela, S.Bacha and N.Hadjsaid, 2003. «Fault detection, analysis and diagnostics in high-DG distribution systems». Rapport D1.4 ENK5-CT-2002-00673 CRISP-Project. Grenoble 2003.

[D16-04] Rune Gustavsson et al. «Network security models and their economics», Rapport D1.6 ENK5-CT-2002-00673 CRISP-project.

[DJE-02] Lydie Djemaci « Les pouvoirs de la pensée ». Ed. Les 2 Encres. 2002.

[DUC-05] Duc 2005. «Gestion Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée».Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG). Grenoble, 2005.

[EDF-00] EDF-GDF Guide Technique de la Distribution d'Electricité, Document public B.61.41. «Protection des installations de production raccordées à un réseau de distribution».

[ENA-04] B. Enacheanu. «Faisabilité du fonctionnement en îlotage d'un réseau électrique de distribution». Rapport de DEA de l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG). Grenoble, 2004

[ENA-05] B. Enacheanu, Miguel Fontela et al. CIRED 2005. « New Control Strategies to prevent blackouts: Intentional Islanding Operation in Distribution Networks ». 18th International Conference on Electricity Distribution. Turin. Juin 2005

[ET-03] Rapport ETSO, « Report on Renewable Energies », Brussels, Décembre 2003.

[EU-96] Directives européennes pour la libéralisation de l'énergie 1996 Directive européen. [Online]: http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=EN&numdoc=31996L0092&model=guichett

[EU-01] EU Directive 2001/77/EC on the promotion of the electricity produced from renewable energy source in the internal electricity market. [Online]: http://europa.eu.int/comm/energy/res/legislation/electricity_en.htm

[EUR-02] EUROSTAG 4.2- « Manuel de l'utilisateur », EDF (Electricité de France), Tractebel Energy Engineering, Octobre 2002

[EUR-04] EURELECTRIC Rapport, « Power Outages in 2003, Task Force power Outages », Juin 2004.

[EWEA-08] European Wind Energy Association, [Online]: <http://www.ewea.org/>

[EXA-04] Project ExAMINE, [Online]:<http://www.examine.ree.es>

[FAU-04] Pascal Fauliot « Contes des sages taoïstes ». Ed.Seuil. 2004.

[FIN-00] Donald.G. Fink and H.Wayne Beaty, «Standard Handbook for Electrical Engineers». Section 10, Supervisory Control and Data Acquisition, pp-10-147 to 10-168. Ed.Mc-Graw Hill, 2000.

[FON-02] Miguel Fontela, CRIS Workshop on Power System Blackouts, 3-5 May, Lund, Sweden. Intervention sur l'amélioration de la communication entre opérateurs.

[FON-04] Miguel Fontela et al, Rapport Interne du projet européen CRISP: « State of art of ICTs components and its applications in the Electric Power System ». WorkPackage WP 1.3 of ENK5-CT-2002-00673 CRISP-Project. Grenoble, 2004.

[FON-05] Miguel Fontela et al. CIRED 2005. «Limiting the DG insertion: a deterministic criterion». 18th International Conference on Electricity Distribution. Turin. Juin 2005

- [FRE-01] Arturo Freitas. «Robust Electric Power Infrastructures. Response and Recovery during Catastrophic Failures». Doctorat de l'Université Virginia Tech .2001.
- [GUS-01] Rune Gustavsson ,Christophe Andrieu; Miguel Fontela et al. IFIP WCC 04 : «Top 13 : Interdependencies of Critical Infrastructures ». Toulouse. Août 2004.
- [GRA-00] I.Grant, J.Hoagland. «TVA's Regenesys energy storage project ». IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Vol.1, pages : 321-322. 2000
- [HA-06] Ha Pham. «Influences de la Production Décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance».Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG). Grenoble, 2006.
- [HAI-03] Haibo You et al. «Self-Healing in Power Systems: an approach using islanding and rate of frequency decline-based load shedding». IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 18, No.1, Février 2003.
- [IEC-04] IEC/TR 62210 Standard, [Online]:<http://webstore.iec.ch/webstore/webstore.nsf/artnum/030578>
- [IEEE-04] Miguel Fontela et al. IEEE General Meeting. «On the use of Distributed Generation to increase EPS robustness». Juillet, 2004.
- [JAM-96] Jamniczky. L. «EMS Network Security Applications of the future». IEEE Computer Applications in Power, Pages: 42-46, Volume: 9, Issue: 2, Avril 1996.
- [JON-99] David.A.Jones, Ronald.L.Skelton. «The next threat to grid reliability-Data Security». IEEE Spectrum, Pages: 46-48 , Volume: 36 , Issue: 6, Juin 1999.
- [KEZ-03] Mladen Kezunovic «Data Integration and Information Exchange for Enhanced Control and Protection of Power Systems». Proceedings of the 36th Hawaii International Conference on System Sciences, 2003.
- [KHA1-02] Abdel-Rahman Amin Khatib, «Internet-based Wide Area Measurement Applications in Deregulated Systems». Doctorat de l'Université Virginia Tech. Juillet 2002.
- [KU-95] Anne Ku «Modelling Uncertainty in Electricity Capacity Planning ». Thèse du London Business School. Février 1995.
- [KUN-94] Prabha Kundur, «Power System Stability and Control», Ed.McGraw-Hill, 1994.
- [LAV- 05] Laverdure.N. « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires ». Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG). Grenoble, 2005.
- [LIN-04] Sture Lindhal. Course on Wide Area Measurements in Power System, «Présentation on Protection and Measuring instruments». University of Lund, Septembre 2004.
- [LUQ1-94] Jose Ignacio Escudero, Joaquin Luque, «Telecontrol de Redes Electricas», Universidad de Sevilla, Departamento de Tecnologia Electronica , Sevilla 1994.
- [LUQ2-94] Fernando Gonzalo, Joaquin Luque, «Redes de Comunicacion en Redes Electricas de Reparto y Distribucion». Congreso DECUS. Santander 1995.
- [MAR-01] Donald.J.Marihart «Communications Technology Guidelines for EMS/SCADA Systems», IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.16, No.2, Avril 2001.

- [MAK-03] Yuri Makarov et al «On risk-based Indices for Transmission Systems», IEEE Power Engineering Society General Meeting, 13-17. Toronto. Juillet 2003.
- [MCD-01] John McDonald «Managing the Data and choosing the right protocol», IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001, Pages:970 - 973 vol.2. Novembre 2001.
- [MIC-03] Projet européen MICROGRIDS , J.A. Peças Lopes. « Management of Microgrids », JIEEC 2003.
- [MIT-99] Jose Fernando Prada, «The Value of Reliability in Power Systems –Pricing Operating Reserves», Massachusetts Institute of Technology. Juin 1999.
- [MRT-01] S. Martino. «Caractéristiques des moyens de production ». Notice Technique IDEA NTe/Sy2/01/001/A. Grenoble 2001.
- [NAD-02] Biju Naduvathuparambil et al, «Communication Delays in Wide Area Measurement Systems», Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on System Theory. Pages: 118 – 122. Mars 2002.
- [NOV-04] Novosel. IEEE Power & Energy Magazine. 2004.
- [PGE-04]: Pacific Gas and Electricity Company, «Load Management Programs», [Online]: <http://www.pge.com/>
- [QIU1-02] Bin Qiu, «Next Generation Information Communication Infrastructure and Case Studies for Future Power Systems». Doctorat de l'Université Virginia Tech. Avril 2002.
- [RAM- 06] Rami. G. « Contrôle de tension Auto-Adaptatif pour des Productions Décentralisées d'Energies connectées au réseau électrique de Distribution ». Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG). Grenoble, 2006
- [REE-04] REE, Sistema de Comunicacion, Ejecucion y Control de la Interrumpibilidad (SCECI), 2004. «Protocolo de Comunicaciones entre los sistemas de Gestion del Operador del Sistema y Equipos de Control de Consumidores Interrumpibles y Empresas Distribuidoras». Draft 6.1, 26. [Available on line in Spanish]: http://www.ree.es/cap03/pdf/Protocolo_Comunicaciones_SCECI_rev6.1.pdf
- [RET-04] D.Retzmann et B.Buchholz. SIEMENS Course on « Bottlenecks in Transmission Systems, Blackouts USA and Europe : consequences and countermeasures ». 2004.
- [RTE-02] RTE «Mémento de la Sûreté du Systeme Electrique», Ed.2002
- [RUI-97] Miguel Ruiz « Les quatre accords toltèques ». Ed. Jouvence. 1997.
- [SCE-04] Southern California Edison, «Demand Response Programs». [Online]: <http://www.sce.com/>
- [SHA-03] Mohammad Shahidehpour and Yaoyu Wang, «Communication and Control in Electric Power Systems» IEEE Press. 2003.
- [TI-01] J.P Clerfeuille et al, «Plan de Défense des réseaux contre les incidents majeurs», Techniques de l'Ingénieur, D4807.
- [TI-02] Techniques de l'Ingénieur : D4025 Interconnexions et échanges d'énergie en Europe
- [TOL-00] Eckhart Tolle « Le pouvoir du moment présent ».Ed. Ariane. 2000.
- [TOR-01] Bjorn Tornqvist, Miguel Fontela et al « Overview of ICT components and its application in electric power systems». 2^{ème} CRIS Conference Securing Critical Infrastructures, Grenoble, Octobre 2004

[UCTE1-03] UCTE Operation handbook, Juillet 2003.

[UCTE2-03] UCTE Operation handbook, Decembre 2003.

[UCTE-04] UCTE Rapport, "Final Report on the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy". Avril 2004. [Online]:
http://www.ucte.org/pdf/News/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf

[UCTE-06] UCTE Rapport, «System Disturbance on 4 November 2006 ». 2006

[VAR-01] Soren Varming, Christian Gaardestruo and John Eli Nielsen, «Review of Technical Constraints for Integration of Distributed Generation in Electricity Networks». Deliverable version 1.1 of ENK5-CT-2001-00577 SUSTELNET-project. 2001.

Annexes

Annexe A

La description des différents moyens de la Production Décentralisée

Cette annexe [MRT-01] est destinée à la description des moyens de production décentralisée. Comme il l'a été mentionné, la production décentralisée peut être classée suivant deux dénominations : conventionnelle ou non conventionnelle

En France, le niveau de tension pour le raccordement de la production décentralisée dépend du niveau de puissance injectée dans le réseau. Ainsi, 12 MW est la frontière de puissance entre le raccordement au réseau de répartition et au réseau de distribution. Pour les générateurs dans l'intervalle des puissances de 12 MW à 250 KVA la connexion au réseau s'effectue normalement au niveau de la distribution (Moyenne tension, HTA). Finalement, les générateurs de moins de 250 kVA sont raccordés à la basse tension (BT), mais ceci n'est pas très strict et il est possible de trouver générateurs de moins de 250 kVA sur la HTA.

A.1.- Sources d'Énergie Conventionnelles

Les principales technologies de Production Décentralisée basées sur des énergies conventionnelles sont résumées dans les paragraphes suivants :

- **Turbines à combustion** : les niveaux de puissances varient de 25 kW à 200 MW.

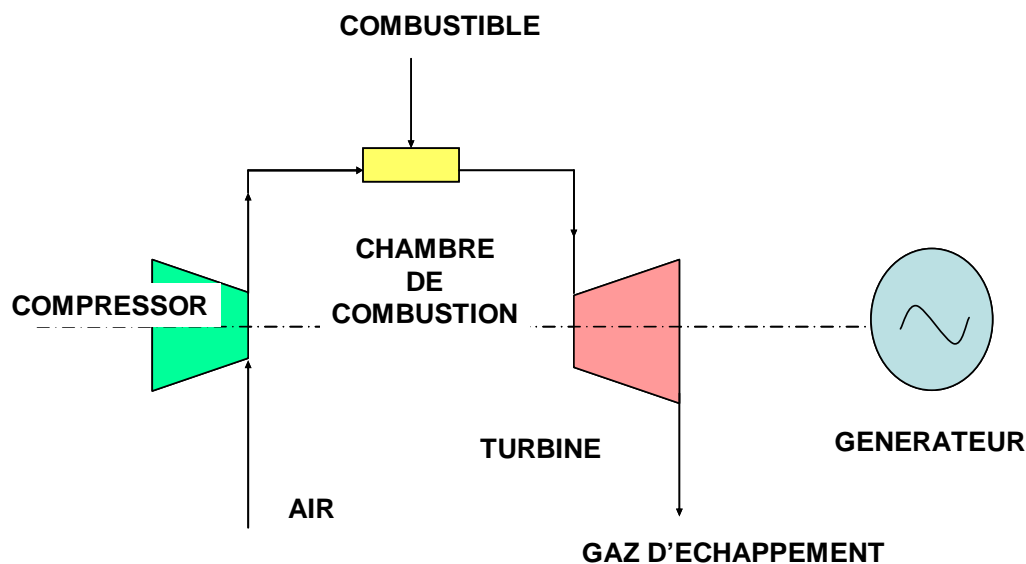


Figure. A.1.- Schéma de fonctionnement d'une turbine

Actuellement l'insertion de ce type de générateurs se fait généralement au niveau de la répartition ou de la distribution HTA. Ils sont particulièrement utilisés dans la cogénération.

- **Micro-turbine à combustion** : les niveaux de puissances disponibles dans le marché oscillent entre 30 et 250 kW. ces micro-turbines ont l'avantage de travailler avec différents types de combustibles. Ces générateurs ont été conçus pour les utilisations commerciales de la cogénération. L'interface avec le réseau est normalement réalisée avec des étages d'Electronique de Puissance (convertisseurs AC/DC/AC). Ces convertisseurs adaptent la vitesse des turbines à la fréquence du réseau. Le niveau de tension de raccordement est usuellement de 400 V.
- **Moteurs à gaz** : ils sont destinés à la cogénération. Leur niveau de puissance varie de 5 kW à 5 MW. L'utilisation première de ce type de moteur est l'unité de secours ; mais la tendance aujourd'hui est son utilisation dans la cogénération. Le niveau de tension d'insertion est de 400 V avec un rendement électrique de 25-30% et de 90% pour la cogénération.
- **Moteur Diesel** : le gabarit des puissances varie de 100 kW à 25 MW. Ils sont normalement utilisés dans la cogénération et comme groupes de secours. Le rendement électrique est d'environ 35 %. L'intégration dans le réseau se fait au niveau de la HTA ou la BT. Le moteur Diesel est relié avec une génératrice (asynchrone, synchrone ou à une machine à courant continu).
- **Turbines à vapeur** : elles peuvent utiliser différents types de combustible, de l'énergie solaire à la biomasse. L'inconvénient est leur coût d'installation et la complexité allant avec. Le point de raccordement est normalement la HTB ou la HTA.
- **Moteur Stirling** : l'intervalle de puissance va de 5 à 50 kW. Il est possible de produire de l'énergie à partir de combustibles fossiles, biomasse, entre autres. Ils sont aussi employés dans la cogénération. Les moteurs qui peuvent travailler à une vitesse constante sont directement couplés au réseau via une génératrice synchrone.
- **Piles à combustible (PAC)** : il existe différentes propositions commerciales présentes sur le marché allant de 1 kW jusqu'à 1 MW selon le type de pile à combustible. Ces systèmes ne sont pas encore matures et nécessitent une interface DC/AC pour le couplage au réseau avec un étage intermédiaire continu pour le réglage du point de fonctionnement du stack.

A.2.- Sources d'Energie Non Conventionnelle ou Renouvelable

D'ici à l'année 2010, les énergies renouvelables doivent être exploitées de manière à atteindre les objectifs des directives européennes (seuil des 22%). La plupart des énergies renouvelables sont chères à exploiter et, dans certains cas, il y a encore un fort besoin de R&D pour rendre leur commercialisation à large échelle envisageable. Les sources d'énergie renouvelable les plus connues sont décrites dans les paragraphes suivants :

- **Centrales micro-hydrauliques** : le gabarit de puissance va de quelques kW à 500 kW. Il a différents types de turbines (Pelton, Francis, Kaplan, entre autres). La génératrice peut être

asynchrone, synchrone ou bien à courant continu. Normalement, si la puissance de la turbine est supérieure à 50 kW, la machine synchrone est normalement utilisée, par contre, si la puissance de la turbine est inférieure à 50 kW c'est la génératrice asynchrone qui est choisie.

- **Turbine éoliennes** : il y a deux types principaux de génératrices utilisées, les synchrones et les asynchrones. Le raccordement au réseau peut être réalisé de différentes façons :
 - Directement couplées au réseau, la fréquence est conservée par ajustement de l'angle des pales ou par décrochement aérodynamique. La compensation d'énergie réactive est réalisée avec des éléments de compensation parallèle ou shunt comme le STATCOM ou le SVC. Ceci ne concerne que les génératrices asynchrones.
 - Machines asynchrones à double alimentation: la variation de vitesse est plus large, la puissance peut aller jusqu'à quelques MW. Ce système permet une variation de vitesse au prorata de l'électronique de puissance installée.
 - Machines synchrones : certaines machines dites lentes permettent de se passer du multiplicateur de vitesse et augmentent alors de fait la fiabilité et le rendement. Les plus grandes éoliennes présentes sur le marché sont basées sur des machines à aimants permanents et atteignent des puissances individuelles de 5 MW.

Les turbines éoliennes sont, quelques fois, associées à d'autres sources d'énergie, par exemple à un moteur Diesel ou à un élément de stockage d'énergie pour essayer d'éviter les problèmes dérivés de l'intermittence de la puissance générée comme conséquence de la variation de la puissance primaire. Il n'en demeure pas moins que l'on ne fait appel au stockage que dans des situations très rares.

L'énergie éolienne existe depuis le début du siècle XX et n'est pas une énergie nouvelle, par contre pendant les dernières années, le développement des installations off-shore est un élément à tenir en compte pour l'implantation d'une grande quantité d'éolien. Il existent aujourd'hui des petits parcs éoliens au Pays-Bas et Danemark, mais, des parcs avec une grande capacité 50-100 MW sont en cours d'étude. Les avantages des installations off-shore incluent : la réduction de l'impact visuel, des vents plus élevées et plus réguliers, une réduction du niveau des turbulences dans l'air. Par contre, les inconvénients se placent dans le grand coût d'investissement, le besoin de câbles sous-marins, entre autres.



Figure. A.2.- Parc éolien de Middelgrunden (2 MW, 20 turbines éoliennes), Copenhague, Danemark.

L'insertion des parcs éolien off-shore dans le réseau pose un grand défi à cause des localisations éloignées des grandes villes dans la plus part de cas et la taille des systèmes.

- **Panneaux photovoltaïques (PV)** : ils représentent une génération d'électricité à partir de la rayonnement solaire. Le courant continu généré par les panneaux photovoltaïques est directement proportionnel à la surface des panneaux et à l'irradiation incidente. Les unités photovoltaïques usuelles des particuliers pour les installations raccordées au réseau ont des puissances de sortie de 1 à 4 kW. Le raccordement au réseau est fait avec l'architecture montrée dans la figure A.3 avec néanmoins, très rarement, la présence du stockage. On assiste toutefois à la prolifération de parc PV d'une centaine de kW, mais ce n'est pas la solution la plus écologique qui soit. L'avenir se trouve dans les petites unités localisées dans l'habitat individuel ou collectif au niveau des toitures.

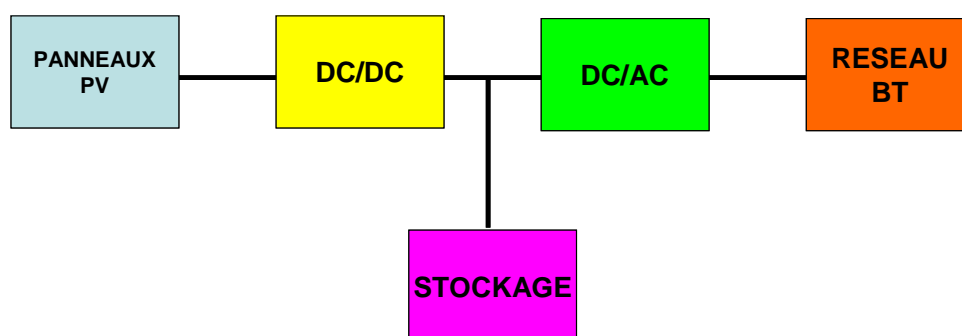


Figure. A.3.- Connexion des panneaux photovoltaïques au réseau

L'interface normale des PV est faite avec des convertisseurs DC/DC et un onduleur DC/AC afin d'assurer une injection constante dans le réseau, des éléments de stockage d'énergie peuvent être disposés.

A.3.- Moyens de Stockage de l'Energie

L'impossibilité de stocker de l'énergie en grande quantité est une caractéristique des réseaux électriques. Malgré tout, il a différentes options pour le stockage d'une quantité importante d'énergie comme les centrales hydrauliques de pompage, les batteries, les supercapacités, les volants d'inertie, les stockages chimiques ou sous forme d'air comprimé.

- **Centrales hydrauliques de pompage** : elles consistent en deux retenues d'eau. La retenue la plus élevée a une capacité suffisante pour garantir la production nominale d'énergie durant 4 à 6 heures. Le principe de fonctionnement consiste à turbiner de l'énergie pendant les heures de pointes et à pomper durant les heures creuses. C'est le système de stockage /déstockage le plus économique au kWh à l'heure qu'il est.
- **Stockage à air comprimé** : l'air est comprimé dans de grands réservoirs pendant la nuit et utilisé pendant les heures de pointes. L'inconvénient est le rendement global de l'ensemble (inférieur à 60%)
- **Stockage de la chaleur** : il n'y a pas de stockage direct, un liquide calorimétrique est utilisé comme vecteur énergétique. Ensuite cette chaleur stockée est utilisée dans un cycle thermodynamique pour recréer une puissance mécanique ou électrique.
- **Stockage dans matériaux magnétiques superconducteurs (SMES)** : la recherche dans les matériaux superconducteurs a rendu possible le stockage d'énergie dans un champ magnétique produit par un fort courant (100 kA) circulant dans une inductance. Pour une bobine d'inductance L , l'énergie emmagasinée est de $E = 0.5 \times L \times I^2$ ce qui peut fournir 100 MW pendant quelques secondes avec une bobine de 20 m de diamètre. Initialement, ce type de stockage a été prévu pour immuniser des charges très sensibles aux creux de tension et pour assurer la continuité du service pendant que des groupes diesels démarrent.
- **Volants d'inertie** : c'est un stockage inertiel qui consiste en une masse tournante autour d'un axe. Les volants d'inertie emmagasinent de l'énergie sous forme d'énergie cinétique. Ils ont besoin d'un moteur électrique pour accélérer l'axe et ils utilisent le même moteur pour restituer l'énergie

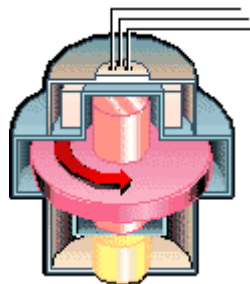


Figure. A.4.- Volant d'inertie

- **Supercapacités** : Ce sont des systèmes de stockage électrostatique de grande capacité et d'une très grande cyclabilité (> 200 kCycles), système intermédiaire entre les batteries et les condensateurs.



Figure. A.5.- Centrale à base de batteries : concept Regenesys

- **Centrales à base de batteries** : un exemple est celui du système Regenesys [GRA-00], développé aux Etats-Unis et au Royaume Uni. L'opération d'un tel système est simple : le chargement des batteries est fait pendant la nuit, quand l'énergie n'est pas chère, et la restitution est faite pendant les heures de pointes, quand l'énergie est plus coûteuse. L'intérêt d'une telle installation est purement économique. Ces systèmes pourraient être utilisées comme unités de secours

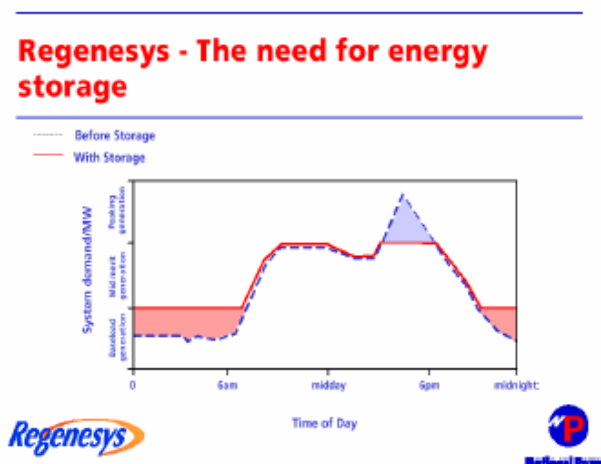


Figure. A.6.- Participation de la centrale à base de batteries aux pointes d'énergie

Dans le tableau A.1, une comparaison des caractéristiques techniques de différents moyens de stockage est réalisée.

Energie	Système de stockage	Efficienc	Densité de stockage (kWh/m ³)	Temps de décharge
Gravitationnel	Réservoir	0.73	2(pour 1000m de dénivelé)	Chaque jour, semaine ou saison
Thermique	Stockage en chaleur	0.65-0.85	20 à 150	Chaque jour
Compression	Air comprimé	0.7	2 à 5	Chaque jour ou semaine
Chimique	Batteries	0.7-0.9	5 à 150	Quelques jours à quelques minutes
Cinétique	Volant d'inertie	0.7-0.9	10 à 100	Quelques minutes
Electromagnétique	Bobine supraconductrice	0.9-0.95	0.1 à 5	Quelques millisecondes
Electrostatique	Supercapacité	0.9-0.95	1 à 10	Quelques seconds

Tableau. A.1.- Comparaison des différents moyens de stockage

En conclusion, le nombre d'installations de production décentralisée raccordées au réseau est en augmentation significative. Les nouvelles injections de puissance peuvent offrir des bénéfices sociaux et économiques comme la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Tous ces types d'énergie sont une alternative à la production centralisée pouvant participer à l'offre d'énergie. Par contre, ces systèmes de production ne sont pas compétitifs de point de vue économique comparativement aux énergies traditionnelles.

Le tableau A.2 illustre une estimation des coûts d'installation et de production.

Technologies	Capacité électrique	Coût Euros/KWe	Coût total Euros/ kWh
Eolienne (off –shore)	100 MWe	1500 – 2000	0.050 – 0.120
Cogénération	40 MWe	550 – 850	0.040 – 0.057
Eolienne (on –shore)	15 MWe	900 – 1300	0.040 – 0.090
Hydro	5 MWe	900 – 1000	0.020 – 0.030
Turbine	5 MWe	800 – 850	0.053 – 0.057
Photovoltaïque	5 MWe	6000 – 10000	0.750 – 1.000
PAC	5 MWe	1100 – 1600	0.080 – 0.100
Turbine	50 kWe	~ 300	0.030 – 0.050
PAC	50 kWe	~ 900	0.090 – 0.150

Tableau. A.2.- Coût d'investissement par unité d'énergie dans différents cas de production décentralisée [VAR_01]

Annexe B

L'utilisation des moyens FACTS

Dans les tableaux B.1 et B.2, ils sont montrés les caractéristiques et l'utilisation réelle de différents moyens FACTS dans le monde.

Type de FACTS	Nombre en application	Fonctions	Niveau de puissance
SVC	Plus de 200 dans le monde	-Compensation réactive -Amortissement résonances hyposynchrones -Contrôle de tension -Contrôle oscillations puissance	de -300 à 800 Mvar
TCSC	5 (Brésil, Suède, États-Unis)	-Contrôle du transit de puissance -Amortissement résonances hyposynchrones -Contrôle oscillations puissance	de -50 à 50 Mvar
TSSC	1 (Etats-Unis)	-Test de la technologie	
SVG	10 à 20 (Japon et États-Unis)	-Compensation réactive -Contrôle de tension -Contrôle oscillations puissance	
UPFC	1 (Etats-Unis)	-Renforcement réseau transport -Test technologie	2 x 160 MVA
CSC	1 (Etats-Unis)	-Renforcement réseau transport	2 x 100 MVA

Tableau. B.1.- Insertion de FACTS dans le monde

Influence: *

- low or no
- small
- medium
- strong

Based on Studies & practical Experience

Principe	Devices	Scheme	Impact on System Performance		
			Load Flow	Stability	Voltage Quality
Variation of the Line Impedance: Series Compensation	FSC (Fixed Series Compensation)		●	●●●●	●
	TPSC (Thyristor Protected Series Compensation)		●	●●●●	●
	TCSC (Thyristor Controlled Series Compensation)		●●	●●●●	●
Voltage Control: Shunt Compensation	SVC (Static Var Compensator)		○	●●	●●●●
	STATCOM (Static Synchronous Compensator)		○	●●	●●●●
Load-Flow Control	HVDC (B2B, LDT)		●●●●	●●●●	●●
	UPFC (Unified Power Flow Controller)		●●●●	●●●●	●●●●

Tableau. B.2.- Impacts de différents FACTS dans le fonctionnement du système

Annexe C

Les dernières Pannes Electriques dans le monde

Quelques exemples de pannes électriques ou black-outs ont été les suivants : Italie Décembre 1978, Italie Janvier 1987, Québec Avril 1988, Italie Août 1994, Italie Eté 1996, Italie Mai 2000, Australie Octobre 2001, Brésil Janvier 2002. Les causes des incidents dès 2003 ont été les suivants [EUR-04]:

- Algérie, Février 2003 : perte d'une centrale, perte des interconnexions internationales, perte du système.
- Iran, Mars 2003 : dysfonctionnement d'une protection suite à un défaut monophasé, perte de stabilité en fréquence (déconnexion des générateurs).
- Italie, Août 2003 : perte de centrales, dysfonctionnement du software, absence des alarmes, perte d'une ligne de transport (court-circuit), perte du système en cascade.
- Londres, Août 2003 : mauvais dimensionnement d'une protection, mauvais ouverture par surcourant provenant d'une reconfiguration du réseau.
- Helsinki, Août 2003 : erreur humaine sur une reconfiguration du réseau.
- Italie, Août 2003 : perte de l'interconnexion Hongrie-Croatie, surcharges en Italie (déconnexion automatique pendant 2 heures).
- Italie, Septembre 2003 : déconnexion du réseau UCTE, cascade de surcharges.
- Suède & Danemark, Septembre 2003 : perte d'une centrale, perte d'un poste source par court-circuit, perte d'autre centrale, effondrement de tension.
- Jordan, Novembre 2003 : perte des interconnexions internationales.
- Bahreïn, 2004 : panne d'une centrale.
- Grèce, Juillet 2004 : effondrement de tension.
- Australie 2004 : panne de matériel.

Un intérêt spécial doit être donné au cas de l'Italie, car l'influence de la production décentralisée a été déterminante dans la succession des événements [UCTE-04]. Une partie de la production décentralisée (3.7

GW) était déconnectée après les causes initiales (figure C.1), le système était déjà en situation critique et la perte d'une grande partie de production a été le coup fatal apporté au système avant le black-out qui n'a pas pu ensuite être évité par les interventions de secours réalisées.

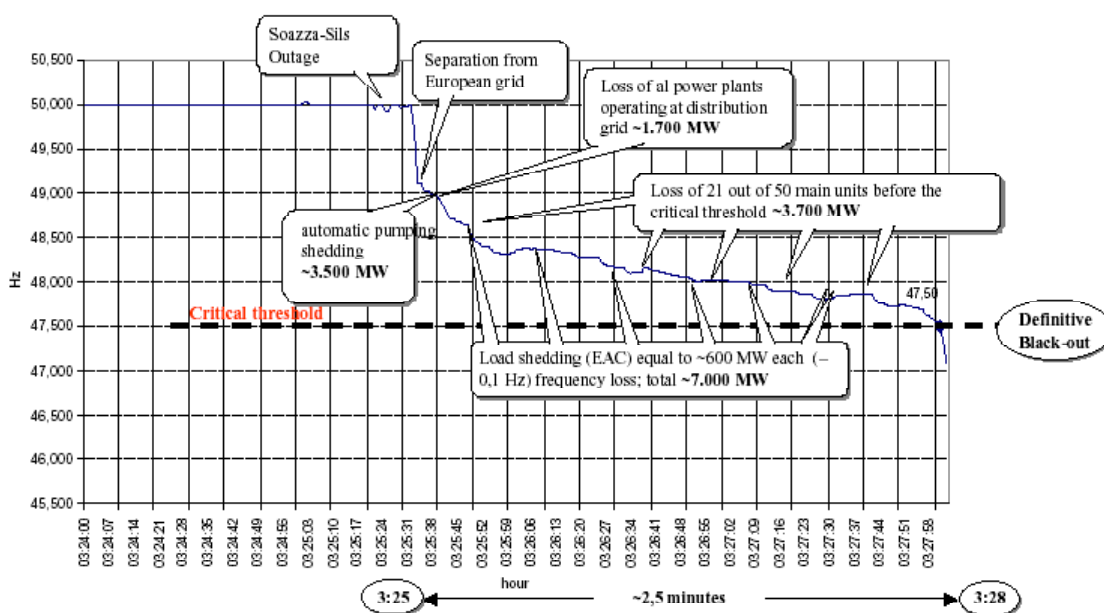


Figure. C.1.- Evolution de la fréquence dans le black-out d'Italie

Dernièrement, le 4 Novembre 2006, l'Europe a souffert de sa plus grande panne électrique (23 pays affectés) [UCTE-06]. Le black-out « *Allemand* » a eu pour principales causes : l'absence du critère (n-1) et la mauvaise coordination des opérateurs du réseau de transport (TSO, Transmission System Operators).

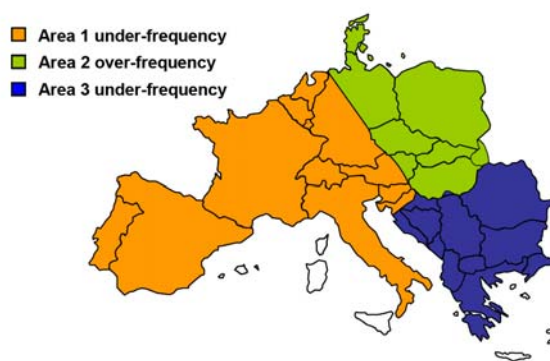


Figure. C.2.- Blackout-Allemagne : division du système UCTE en 3 sous-systèmes

De nouveau, l'effet de la protection de découplage a été mis en exergue ainsi que l'influence de la perte de toute ou d'une partie de la production décentralisée. Cette dernière peut aggraver l'état d'un système en situation critique [CIRED-05]. Dans les figures C.2 et C.3 on peut voir les trois systèmes suite aux événements et la fréquence de différents sous-systèmes.

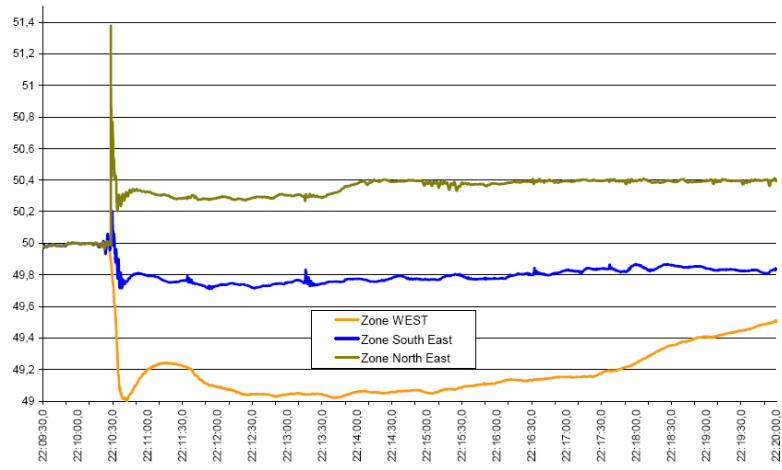


Figure. C.3.- Blackout-Allemagne : fréquence des 3 sous-systèmes suite aux évènements

Annexe D

Données du réseau pour le cas 1 d'application

D.1.- Introduction

Dans cette annexe ils sont données les caractéristiques du réseau étudié dans le premier cas d'application. Aussi une présentation des régulateurs de tension et de fréquence est introduite.

D.2.- Schéma du réseau

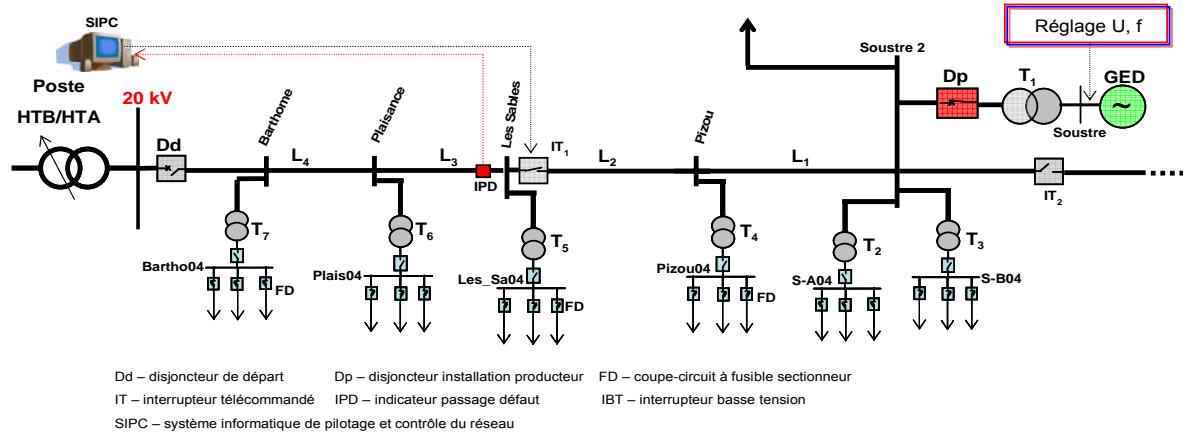


Figure. D.1.- Le schéma monofilaire du réseau étudié

D.3.- Moyen de production

On considère une seule source (GED) dans le réseau, équipée avec une machine synchrone. Les données de cette machine sont données ci-dessous. Dans ce cas, on ne dispose pas d'une réserve statique de puissance active dans le réseau.

Puissance apparente nominale [MVA]	Puissance active nominale [MVA]	Puissance réactive maximale [MVA _r]	Puissance réactive minimale [MVA _r]	Tension nominale [kV]	Courant nominale de la machine [kA]	
					5.5 kV	20 kV
7.76	6.6	4.081	-1.552	5.5	0.814	0.223

Tableau. D.1.- Les paramètres de la source

Paramètres machine	
Puissance apparente (MVA)	7.76
Tension nominale (kV)	5.5
Puissance nominale de l'alternateur (MW)	6.6
Puissance nominale de la turbine (MW)	6.6
Inertie (MWS/MVA)	3
Résistance de l'enroulement statorique (pu)	0.004
Réactance directe (pu)	2.05
Réactance quadratique (pu)	1.68
Réactance transitoire directe (pu)	0.194
Réactance transitoire quadratique (pu)	0.3
Réactance subtransitoire directe (pu)	0.164
Réactance subtransitoire quadratique (pu)	0.195
Constante de temps transitoire directe (s)	4.2
Constante de temps subtransitoire directe (s)	0.047

Tableau. D.2.-Spécifications de paramètres de machine synchrone

D.4.- Description des possibilités de réglage de la fréquence et de la tension

D.4.1.- Le régulateur de fréquence

La machine dispose d'un régulateur de tension et de fréquence. Le réglage de fréquence est fait avec une statisme de 0.04 (la pente de la caractéristique f(P)), la centrale ayant une réserve primaire de 20% de la puissance nominale (1.32 MW). Le réglage secondaire n'est pas considéré dans cet exemple. Une schéma simplifié de ce régulateur est présente ci-dessous :

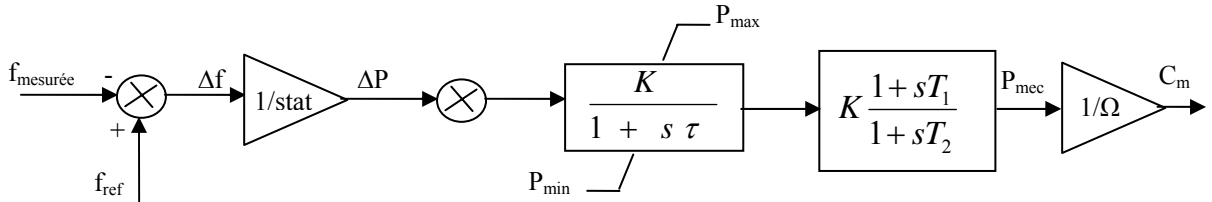


Figure. D.2.- Le schéma du régulateur de fréquence

Dans cette étude pour l'analyse statique et dynamique de ce réseau on utilise le logiciel Eurostag. Dans ce logiciel, pour chacune des machines synchrones utilisées dans le réseau on a associé un régulateur de fréquence et de tension. A partir du schéma du régulateur présenté ci-dessous, on construit le régulateur de fréquence dans l'Editeur de modèle du Eurostag. Le schéma principal de ce régulateur est donnée dans la figure D.2, les paramètres du ce régulateur étant donnés dans le tableau D.3.

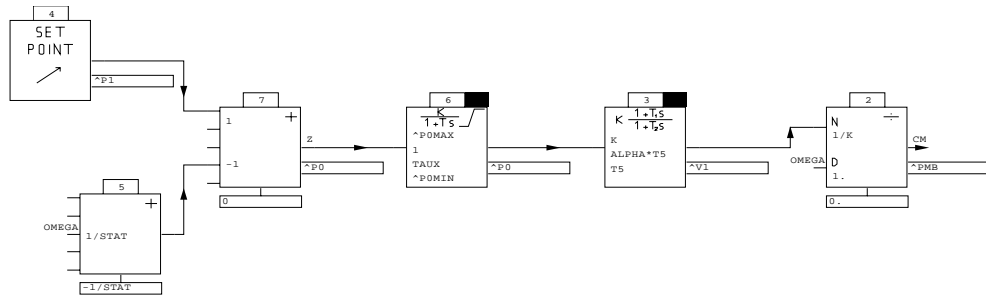


Figure. D.3.- Le schéma (Eurostag) du régulateur de vitesse

Paramètres du régulateur	
α	0.3
K	0.5
P_{max}	20
P_{min}	-20
stat	0.04
T_5	0.1
τ	1

- stat : le pente de la caractéristique fréquence- puissance active ;
- Pmax, Pmin, les valeurs limites maximale et minimale au niveau du régulateur PI du schéma. Au point de vue physique, Pmax, représente la réserve primaire de puissance active de la machine ;
- τ : la constante du temps du correcteur PI. Au point de vue physique, cette variable nous permette d'exprimer la pente du générateur (pour notre cas la pente vaut 0.8 MW/s);
- T5 et αT5 : les constants de temps du filtre passe bas ;
- Ω : la vitesse de la machine ;
- Cm : le couple mécanique de la machine ;
- fref et fmesurée : la fréquence de référence et la fréquence mesurée ;
- ΔP : l'écart de puissance active ;
- s : l'opérateur Laplace.

Tableau. D.3.- Les paramètres du régulateur de vitesse de la machine

D.4.1.- Le régulateur de tension

Le système d'excitation de la machine (l'excitateur) est un système à courant continu (DC exciter), représenté par un générateur de courant continu entraîné par l'axe de la machine synchrone. Le système de contrôle de l'excitation contient l'excitateur, le régulateur automatique de la tension d'excitation, le stabilisateur du système d'excitation et l'amplificateur. Un schéma simplifié du système de contrôle de l'excitation est donné ci-dessous.

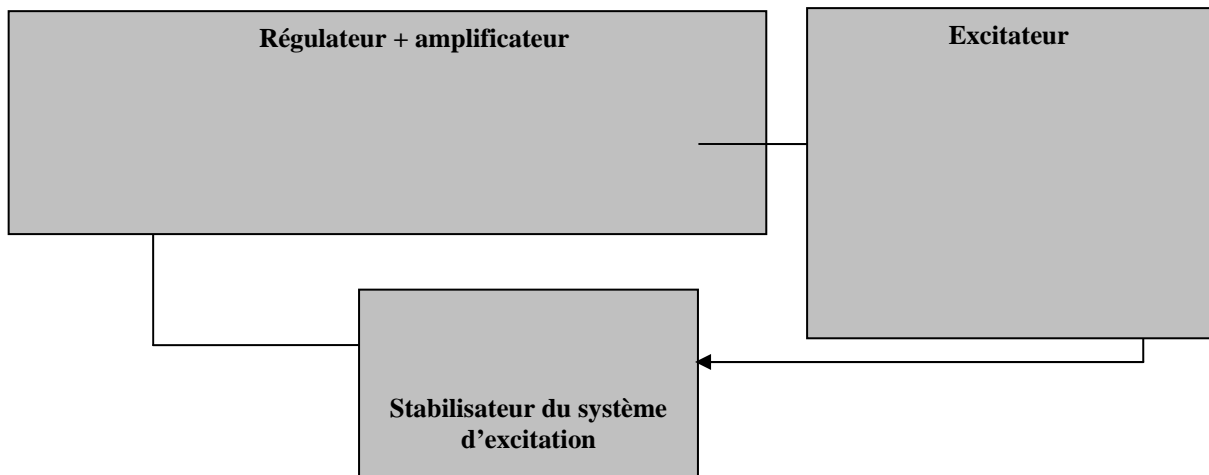


Figure. D.4.- Le schéma du régulateur de tension

Le schéma principal du macrobloc du régulateur de tension au niveau de l'éditeur de modèles d'Eurostag est présenté dans la figure D.4. Ce modèle donné dans la librairie des modèles standard d'Eurostag est un modèle IEEE, appelé DC1IEEE. Les paramètres de ce modèle de régulateur sont donnés à titre d'exemple, ces paramètres étant modifiés pour chacune des applications. Les paramètres retenus pour notre cas sont donnés dans le tableau D.4.

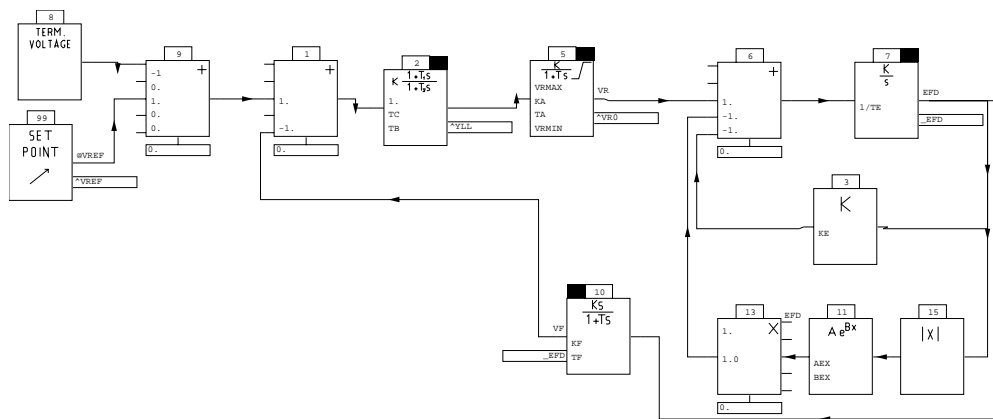


Figure. D.5.- Le schéma (Eurostag) du système de régulation de la tension d'excitation

<p>Le système d'unités relatives choisies pour le régulateur de tension est le système «à vide».</p> <p>Correspondant à ce système, lorsque la machine tourne à vide, la tension d'excitation et la tension aux bornes de la machine sont 1 p.u.</p> <p><i>Paramètres du système de régulation de tension</i></p>		<ul style="list-style-type: none"> ▪ T_A, T_B : constants de temps de compensation ; ▪ K_A : gain ; ▪ T_A : constante de temps du régulateur ; ▪ V_{Rmax} : le plafond maximal du régulateur ; ▪ V_{Rmin} : le plafond minimal du régulateur ; ▪ K_F, T_F : paramètres du stabilisateur du système d'excitation ; ▪ K_E, T_E : paramètres d'excitateur ; ▪ AEX : paramètre de la fonction qui décrit la saturation ; ▪ BEX : paramètre de la fonction qui décrit la saturation ;
AEX	0.033	
BEX	1.303	
K_a	50	
K_E	0	
K_F	0.2	
T_A	0.005	
T_B	1	
T_C	1	
T_E	1	
T_F	1	
V_{Rmax}	3.5	
V_{Rmin}	-3.5	

Tableau. D.4.- Les paramètres du régulateur de tension

D.5.- Les transformateurs

Pour les transformateurs on utilise une modélisation triphasée équilibrée. Pour cette application, on a retenu un modèle simplifié à rapport de transformation réel fixe le schéma du transformateur étant composé d'un transformateur idéal, d'une impédance série prenant en compte les pertes correspondant au courant en charge, et d'une admittance shunt représentant les pertes à vide. Dans notre étude les paramètres transversaux des transformateurs sont négligés. Les paramètres des transformateurs du réseau sont présentés dans le tableau ci – dessus, un exemple de calcul des paramètres est donné.

Transformateur	Tension nominale (primaire/secondaire)	Puissance nominale apparente	Pertes Cuivre	Résistance		Tension de court circuit	Réactance		Courant nominal (20kV)
				[ohm]	[pu]		%	[ohm]	
--	[kV]	[MVA]	[%]	[ohm]	[pu]	%	[ohm]	pu	kA
T1	5.5/20	7.76	0.1	0.0038	0.0128	9	0.3508	1.159	0.224
T2	20/0.4	1	0.3	0.0004	0.3	9	0.0143	8.99	0.028
T3	20/0.4	1	0.3	0.0004	0.3	9	0.0143	8.99	0.028
T4	20/0.4	0.6	0.2	0.0005	0.33	6	0.0159	9.99	0.017
T5	20/0.4	0.6	0.2	0.0005	0.33	6	0.0159	9.99	0.017
T6	20/0.4	0.6	0.2	0.0005	0.33	6	0.0159	9.99	0.017
T7	20/0.4	0.6	0.2	0.0005	0.33	6	0.0159	9.99	0.017

Tableau. D.5.- Les paramètres des transformateurs

D.6.- Lignes électriques

Pour les lignes un modèle triphasé équilibré est utilisé, le schéma en π étant retenu. Les paramètres de ces lignes sont donnés dans le tableau ci-dessous. Tension nominale des lignes $U_n = 20$ kV.

Section conducteur	Sommet Départ	Sommet Arrivée	Résistance		Réactance		L km	I _{adm} A
			(Ohm/km)	[pu]	(Ohm/km)	pu		
240 mm ²	PLAISANCE	BARTHOME	0,116	0.086	0,148	0.111	3	338
240 mm ²	LES_SABLES	PLAISANCE	0,116	0.058	0,148	0.074	2	338
240 mm ²	PIZOU	LES_SABLES	0,116	0.029	0,148	0.037	1	338
240 mm ²	SOUSTRE2	PIZOU	0,116	0.043	0,148	0.055	1,5	338

Tableau. D.6.- Les paramètres des lignes

D.7.- Charges

D.7.1.- Informations globales sur les charges au niveau du réseau :

- $P_{\text{totale consommée}} = 4.19 \text{ MW}$ (63 % P_n installée)
- $Q_{\text{totale consommée}} = 1.58 \text{ MVar}$
- $S_{\text{totale consommée}} = 4.47 \text{ MVA}$

D.7.2.- Les valeurs maximales sur l'année pour les charges

Nom charge	Puissance active	Puissance réactive	Tension
--	[MW]	[MVar]	[kV]
Soustre2	1.371	0.508	20
S-A0.4	0.6	0.3	0.4
S-B0.4	0.8	0.3	0.4
Pizou0.4	0.5	0.2	0.4
Les_Sa0.4	0.5	0.1	0.4
Plais0.4	0.304	0.122	0.4
Bartho0.4	0.117	0.047	0.4

Tableau. D.7.- L'état de charge maximal sur l'année.

On considère que les charges varient en fonction de la tension et de la fréquence. Les coefficients qui permettent décrire cette dépendance sont: $\alpha = 2$, $\beta = 2$, $\delta = 0$, $\gamma = -1$.

D.8.- Les protections et l'appareillage de coupure dans le réseau

Comme on a déjà montré dans le deuxième chapitre de cette étude, au niveau du système de protection on doit faire plusieurs hypothèses. Pour le cas analysé on considère les suivants appareils de coupure:

- Le disjoncteur de départ (Dd) qui sera considéré ouvert dans notre étude ;
- Le disjoncteur situé au niveau du producteur (Dp) qui sera le seul moyen de coupure du courant de défaut (niveau MT). On considère que le régulateur de tension de la machine Soustre est conçu pour maintenir un courant de court-circuit de $3 \cdot I_n$ pendant 10 seconds.
- Au niveau des installations des consommateurs on considère que les moyens de coupure des courants des défauts situés dans ces installations sont les fusibles coupe circuit;
- Les interrupteurs télécommandés IT₁ et IT₂ qui n'ont pas la puissance de coupure des courants de défaut, utilisés pour éliminer la partie du réseau affectée par le défaut. Dans notre analyse, l'interrupteur IT₂ est considéré ouvert, le réseau étant délimité entre ce interrupteur et le disjoncteur de départ Dd.

- Indicateur de passage du défaut (IPD) qui sera capable de signaler au système informatique de pilotage et contrôle du réseau, le passage du courant de défaut.
- Le système informatique et le système de télémessure composée de capteurs, de moyens de conversion et de communication, des moyens de calculs et de prises de décision.

D.9.- Les valeurs propres pour le réseau en question, calculées avec le logiciel Eurostag

Les valeurs propres		
Nr	La partie réelle	La partie imaginaire
1	-189.396	0
2	-34.109	0
3	-22.072	0
4	-13.887	0
5	-10.309	0
6	-3.191	4.1738
7	-3.191	-4.1738
8	-1	0
9	-0.82225	0
10	-0.64508	-0.98547
11	-0.64508	0.98547
12	0	0

Tableau. D.8.- Les valeurs propres calculées avec Eurostag (le cas 1 d'application)

Annexe E

L'étude de la faisabilité du fonctionnement en îlotage. Cas d'application 2

E.1.- Introduction

Dans cette annexe, ils sont données les caractéristiques du réseau étudié dans le deuxième cas d'application : un schéma du réseau, les caractéristiques du réglage de la tension et de la fréquence, les données des lignes, des transformateurs et des charges, etc.

E.2.- Le schéma du réseau

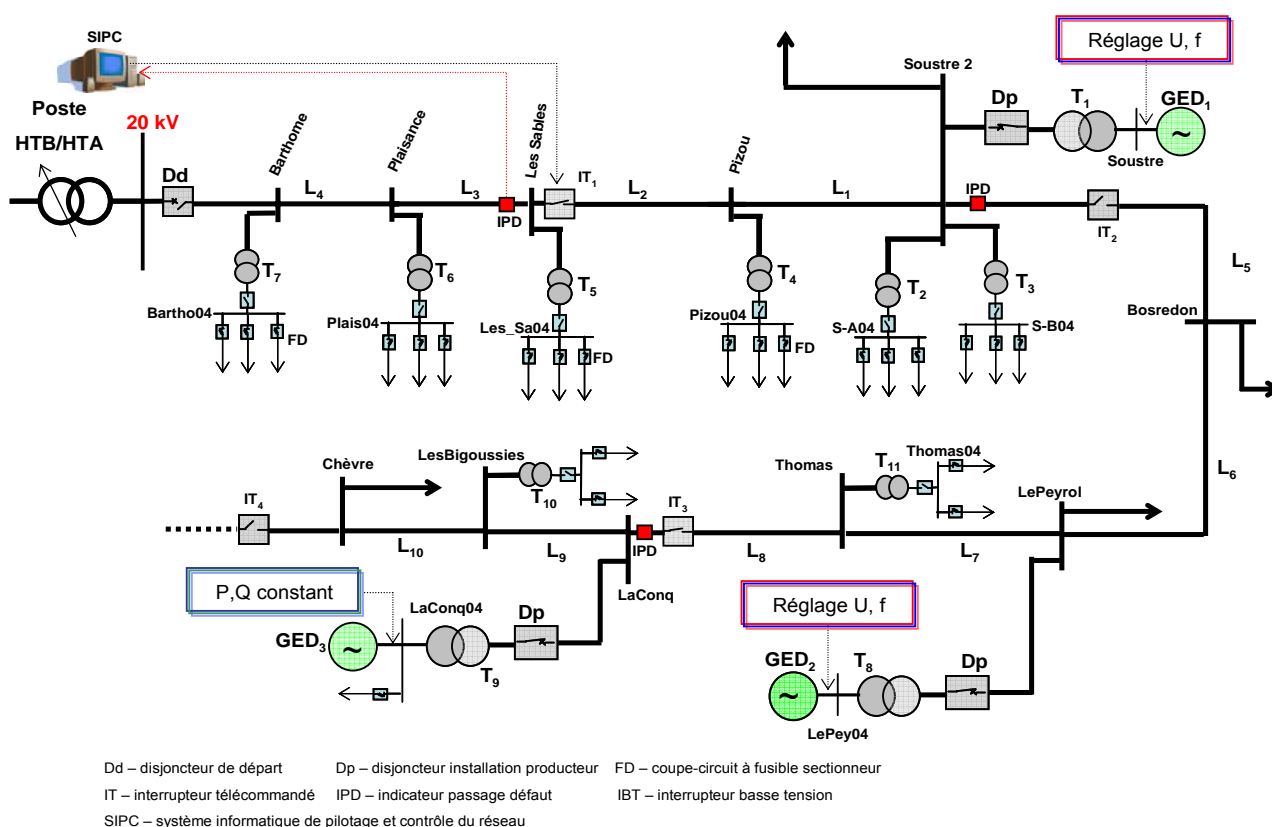


Figure. E.1.- Le schéma monofilaire du réseau étudié

E.3 Moyens de production:

Le réseau contient trois sources :

- source GED équipée avec une machine synchrone ;
- source GED2 équipée avec une machine synchrone ;
- source GED3 équipée avec une machine synchrone.

Dans ce cas, on ne dispose pas d'une réserve statique de puissance active.

Source GED1

Pour cette source les paramètres de la machine synchrone sont les mêmes avec celles de la source utilisé dans le premier cas d'application.

Source GED2

Puissance apparente nominale [MVA]	Puissance active nominale [MVA]	Puissance réactive maximale [MVA _r]	Puissance réactive minimale [MVA _r]	Tension nominale [kV]	Courant nominale de la machine [kA]	
					5.5 kV	20 kV
3.53	3	1.86	-0.76	0.4	5.095	0.102

Tableau. E.1.- Les paramètres de la source GED 2

Paramètres machine GED2	
Puissance apparente (MVA)	3.53
Tension nominale (kV)	0.4
Puissance nominale de l'alternateur (MW)	3
Puissance nominale de la turbine (MW)	3
Inertie (MWs/MVA)	1.5
Résistance de l'enroulement statorique (pu)	0.004
Réactance directe	2.82
Réactance quadratique	1.68
Réactance transitoire directe	0.218
Réactance transitoire quadratique	0.3
Réactance subtransitoire directe	0.145
Réactance subtransitoire quadratique	0.195
Constante de temps transitoire directe	3
Constante de temps subtransitoire directe	0.06

Tableau. E.2.- Les paramètres de la machine GED2

Source GED3

Puissance apparente nominale [MVA]	Puissance active nominale [MVA]	Puissance réactive maximale [MVA _r]	Puissance réactive minimale [MVA _r]	Tension nominale [kV]	Courant nominale de la machine [kA]	
					5.5 kV	20 kV
1.5	1.3	0.75	-0.3	0.4	2.165	0.043

Tableau. E.3.- Les paramètres de la source GED 2

Paramètres machine GED3	
Puissance apparente (MVA)	1.5
Tension nominale (kV)	0.4
Puissance nominale de l'alternateur (MW)	1.3
Puissance nominale de la turbine (MW)	1.3
Inertie (MWs/MVA)	1
Résistance de l'enroulement statorique (pu)	0.004
Réactance directe	3.15
Réactance quadratique	1.68
Réactance transitoire directe	0.245
Réactance transitoire quadratique	0.3
Réactance subtransitoire directe	0.145
Réactance subtransitoire quadratique	0.195
Constante de temps transitoire directe	2.35
Constante de temps subtransitoire directe	0.035

Tableau. E.4.- Les paramètres de la machine GED3

E.4.- Description des possibilités de réglage de la fréquence et de la tension

On considère que les seules sources qui disposent des moyens automatiques de régulation de la tension et de la fréquence sont GED1 et GED2. La source GED3 ne participe pas au réglage de la tension et de la fréquence dans le réseau, elle fonctionnant avec une consigne constante de puissance active et réactive.

Pour la *source GED1* les caractéristiques des régulateurs de tension et de fréquence sont considérées les mêmes avec celles données pour la source GED (voir le cas d'application 1, annexe D). Par contre dans ce cas la source GED1 dispose d'une *réserve primaire* de puissance active de $\Delta P = 10\% P_n$ (0.66 MW).

Pour la source *GED2* les paramètres du régulateur de tension sont les mêmes avec la source GED1. La *réserve primaire* de puissance active est de $\Delta P = 20\% P_n$ (0.6 MW). Le réglage de fréquence est fait avec un statisme de 5%.

Dans ces conditions la *réserve primaire totale* au niveau du réseau est $\Delta P_{totale} = 1.26$ MW. Dans cet exemple, on ne prend pas en compte du réglage secondaire de la fréquence.

E.5.- Les transformateurs

Transformateur	Tension nominale (primaire/secondaire)	Puissance nominale apparente	Pertes Cuivre	Résistance		Tension de court circuit	Réactance		Courant nominal (20kV)
				[ohm]	[pu]		[ohm]	pu	
--	kV	MVA	%			%			kA
T1	5.5/20	7.76	0.1	0.0038	0.0128	9	0.3508	1.159	0.224
T2	20/0.4	1	0.3	0.0004	0.3	9	0.0143	8.99	0.028
T3	20/0.4	1	0.3	0.0004	0.3	9	0.0143	8.99	0.028
T4	20/0.4	0.6	0.2	0.0005	0.33	6	0.0159	9.99	0.017
T5	20/0.4	0.6	0.2	0.0005	0.33	6	0.0159	9.99	0.017
T6	20/0.4	0.6	0.2	0.0005	0.33	6	0.0159	9.99	0.017
T7	20/0.4	0.6	0.2	0.0005	0.33	6	0.0159	9.99	0.017
T8	0.4/20	4	0.1	0.00004	0.025	6	0.0024	1.449	0.115
T9	0.4/20	1.5	0.1	0.0001	0.06	6	0.0064	3.99	0.043
T10	20/0.4	0.6	0.2	0.0005	0.33	6	0.0159	9.99	0.017
T11	20/0.4	0.6	0.2	0.0005	0.33	6	0.0159	9.99	0.017

Tableau. E.5.- Les paramètres des transformateurs du réseau

E.6.- Lignes électriques

Pour les lignes un modèle triphasé équilibré est utilisé, le schéma en π étant retenu. Les paramètres de ces lignes sont donnés dans le tableau ci-dessous. Tension nominale des lignes $U_n = 20$ kV.

Section conducteur	Sommet Départ	Sommet Arrivée	Résistance		Réactance		L km	I _{adm} A
			(Ohm/km)	[pu]	(Ohm/km)	pu		
240 mm ²	PLAISANCE	BARTHOME	0,116	0.086	0,148	0.111	3	338
240 mm ²	LES_SABLES	PLAISANCE	0,116	0.058	0,148	0.074	2	338
240 mm ²	PIZOU	LES_SABLES	0,116	0.029	0,148	0.037	1	338
240 mm ²	SOUSTRE2	PIZOU	0,116	0.043	0,148	0.055	1,5	338
240 mm ²	SOUSTRE2	BOSREDON	0,116	0.029	0,148	0.037	1	338
150 mm ²	BOSREDON	LE PEYROL	0.166	0.145	0.133	0.116	3.5	229
150 mm ²	LE PEYROL	THOMAS	0.166	0.0415	0.133	0.033	1	229
150 mm ²	THOMAS	LA CONQ	0.166	0.0415	0.133	0.033	1	229
240 mm ²	LA CONQ	LES BIGOUSSIES	0,116	0.086	0,148	0.111	3	338
240 mm ²	LES BIGOUSSIES	CHEVRE	0,116	0.058	0,148	0.074	2	338

Tableau. E.6 .-Les paramètres des lignes

E.7.- Les charges

E.7.1.- Informations globales sur les charges au niveau du réseau :

$$P_{\text{totale consommée}} = 9.49 \text{ MW (87 \% } P_n \text{ installée)}$$

$$Q_{\text{totale consommée}} = 3.48 \text{ MVar}$$

$$S_{\text{totale consommée}} = 10.108 \text{ MVA}$$

E.7.2.- Les valeurs maximales sur l'année pour les charges

Nom charge	Puissance active	Puissance réactive	Tension
--	[MW]	[MVar]	[kV]
Soustre2	1.371	0.508	20
S-A0.4	0.6	0.3	0.4
S-B0.4	0.8	0.3	0.4
Pizou0.4	0.5	0.2	0.4
Les Sa0.4	0.5	0.1	0.4
Plais0.4	0.304	0.122	0.4
Bartho0.4	0.117	0.047	0.4
Bosredon	2.135	0.854	20
Le Peyrol	1.631	0.853	20
Thomas04	0.752	0.301	0.4
La Conq04	0.11	0.04	0.4
Les Bigoussies04	0.5	0.2	0.4
Chèvre	0.15	0.05	20

Tableau. E.7.-L'état de charge maximale sur l'année.

Les charges sont modélisées avec : $\alpha = 2$, $\beta = 2$, $\delta = 0$, $\gamma = -1$. (Voir Annexe D).

E.8.- Les protections et l'appareillage de coupure dans le réseau

- Le disjoncteur de départ (Dd) qui sera considéré ouvert dans notre étude ;
- Les disjoncteurs situés au niveau du chaque producteur (Dp) qui sera le seul moyen de coupure du courant de défaut (niveau MT). On considère que les régulateurs de tension des sources sont conçus pour maintenir un courant de court-circuit de $3 \cdot I_n$ pendant 10 seconds ;
- Protections interne de chaque source ;

- Un défaut niveau MT sera détecté par les protections installées au niveau de chaque producteur et si le défaut est permanent les trois disjoncteurs Dp seront commandés à l'ouverture (interruption totale du fonctionnement du réseau).
- Au niveau des installations des consommateurs on considère que les moyens de coupure des courants des défauts situés dans ces installations sont les fusibles coupe circuit;
- Les interrupteurs télécommandés IT₁, IT₂, IT₃ et IT₄ qui n'ont pas la puissance de coupure des courants de défaut, utilisés pour éliminer la partie du réseau affectée par le défaut. Dans le fonctionnement interconnecté, l'interrupteur IT₂ est normal ouvert, les autres étant fermés. Dans notre analyse, l'interrupteur IT₂ est considéré fermé et IT₄ est considéré ouvert, le réseau est délimité entre ce interrupteur et le disjoncteur de départ Dd.
- Indicateurs de passage du défaut (IPD) qui seront capables de signaler au système informatique de pilotage et contrôle du réseau, le passage du courant de défaut.
- Le système informatique et le système de télémessure composée de capteurs, de moyens de conversion et de communication, des moyens de calculs et de prises de décision.

E.9.- Les valeurs propres, calculées avec le logiciel Eurostag

Les valeurs propres		
	La partie réelle	La partie imaginaire
1	-189.38121	0.00000
2	-189.37360	0.00000
3	-100.02415	0.00000
4	-45.85066	0.00000
5	-45.08581	0.00000
6	-37.17839	0.00000
7	-34.34005	0.00000
8	-22.95460	0.00000
9	-19.79228	0.00000
10	-11.31473	0.00000
11	-10.03683	0.00000
12	-9.35569	0.00000
13	-4.75223	0.00000
14	-4.11501	22.47840
15	-4.11501	-22.47840
16	-4.02280	0.00000
17	-2.79034	17.75815
18	-2.79034	-17.75815
19	-1.00000	0.00000
20	-1.00000	0.00000
21	-0.93272	0.00000
22	-0.92212	-1.69337
23	-0.92212	1.69337
24	-0.63636	0.00000
25	-0.58405	1.08168
26	-0.58405	-1.08168
27	-0.57005	0.00000
28	-0.31787	0.01980
29	-0.31787	-0.01980
30	0.00000	0.00000

Tableau. E.8.-Les valeurs propres calculées avec Eurostag (le cas 2 d'application)

Annexe F

Le système SCADA

Le système SCADA fait partie du système de conduite globale ou *EMS* (Energy Management System). Il a pour mission la mesure des données, leur compilation et transmission à un centre de décision. Le système SCADA traite indistinctement de l'information analogique ou numérique à partir des mesures en réseau [EXA-04]:

- Mesures des flux d'énergie active et réactive des lignes, tensions dans les noeuds et la fréquence du réseau. Dans le cas des réseaux de transport des périodes de 2 à 4 s sont normalement employés pour la mise à jour des informations et des périodes de 20 s pour le réseau de répartition.
- Signaux des positions des interrupteurs avec temps de mise à jour d'une seconde, prise des régleurs en charge avec temps de mise à jour de 4 s.
- Enregistrement des événements, changements des états des protections, positions des disjoncteurs. L'information binaire associée à chacun des éléments doit être mise à jour en quelques millisecondes.
- Enregistrements analogiques des amplitudes significatives en valeur instantanée (échantillons chaque milliseconde) ou valeur efficace (échantillons chaque 100 ms)

Ces mesures et fonctionnements sont réalisés au sein d'une structure typique de communication de type SCADA. La figure F.1 montre l'architecture générale d'un tel système.

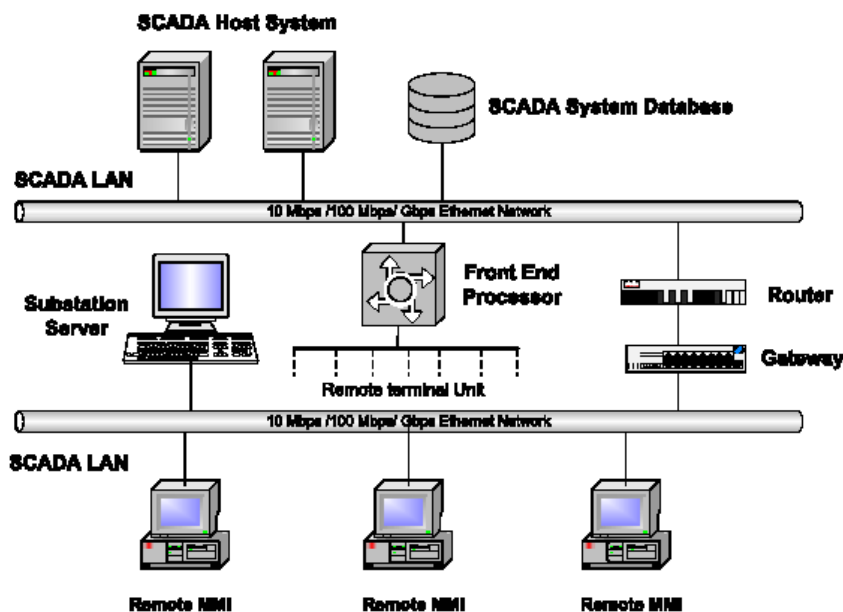


Figure. F.1.- Architecture typique d'un système SCADA

Les composants principaux d'un système SCADA sont les suivants :

- Postes sources : acquisition à distance des données (p.e : utilisation des composants *PMU*, *Phasor Measurement Units*), mesure des consommations, unités de contrôle comme les *RTU* (*Remote Terminal Unit*) associés à des organes de manœuvres télécommandés (type interrupteurs)
- Accumulateurs et processeurs des données comme les automates de postes sources ou les unités électroniques intelligentes *IED* (*Intelligent Electronic Device*).
- *MMI* (*Man Machine Interface*), interface homme machine et centres de traitement des données installées dans les centres de contrôle.

Le système électrique français était un des plus étendu, opéré par une seule entreprise (EDF) [CAR-86]. Le fonctionnement est divisé suivant plusieurs niveaux hiérarchiques :

- **Niveau 1:** ce sont des points locaux d'acquisition de l'information au niveau des postes sources et générateurs avec les IEDs et les PMUs. Le point d'acquisition des mesures peut être contrôlé dès les niveaux supérieurs du système SCADA.
- **Niveau 2:** ce niveau est composé de postes sources plus grands où les données mesurées sont traités. Ces points sont normalement nommés RTU, Remote Terminal Units.
- **Niveau 3:** ce niveau correspond aux unités de contrôle régionaux (en France il y a 7 centres de ce type). Ils ont pour mission le contrôle de la tension des ouvrages de transport (225 kV), répartition

(90 kV, 63 kV) et des postes sources des réseaux de distribution (20kV). Ils peuvent avoir quelques fonctions de secours pour le niveau 4.

- **Niveau 4:** c'est le centre national doit avoir l'information de tout le système. Il contrôle directement le réseau de transport (400 kV). Il a aussi pour mission le contrôle des interconnexions internationales et est responsable de l'équilibre production/consommation (réglage de la fréquence). Il est donc, à ce titre, garant de la sécurité du système et contractualise, avec certains producteurs, des capacités d'ajustement.

Les systèmes contrôlés en temps réel par un centre de contrôle sont :

- Environ 70 postes sources à 400 kV
- Plus de 100 postes sources à 225 kV.
- Pas loin de 40 postes sources pour l'interconnexion pour les liaisons frontalières.
- Non moins de 230 générateurs qui peuvent être dispatchés par le centre contrôle national, ça inclut les générateurs raccordés en 400 kV et 225 kV.

Les liaisons entre les différents niveaux hiérarchiques se fait comme il suit :

- **Niveau 1-Niveau 2:** La vitesse de ces liaisons est réduite. Les medias normalement utilisés ligne téléphoniques, courants porteurs ou liaisons radios.
- **Niveau 1- Niveau 3:** il existe quelques liaisons directes entre les niveaux 1 et 3, spécialement pour le contrôle à distance des turbines à gaz et les centres de pompage.
- **Niveau 2- Niveau 3:** La vitesse dépend de la taille des niveaux 2. Normalement des lignes téléphoniques dédiées ou des liaisons sous courant porteur sont employés.
- **Niveau 3- Niveau 4:** La liaison entre ces deux niveaux est généralement faite au travers de système de communication à très haute qualité (avec une basse probabilité de perte de messages ou erreur de l'ordre de 10^{-9}). Cette connexion assure la liaison entre les centres régionaux et les calculateurs du centre national.
- **Niveau 4-Pays étrangères:** c'est une liaison entre les différents centres de contrôle d'un pays avec ses voisins. Ce sont souvent des communications dédiées de type téléphoniques.

Titre :

RESEAUX DE TRANSPORT ET PRODUCTION DECENTRALISEE

Résumé :

La libéralisation ou dérégulation du marché de l'énergie et les lignes futures établies par l'UE afin d'augmenter l'insertion des énergies non polluantes ou vertes font que les réseaux électriques doivent être prêts à accueillir et intégrer des nouvelles productions d'énergie, quelques fois intermittentes. Le renforcement du réseau en terme de construction de nouvelles lignes et liaisons internationales n'est pas forcément suffisant pour conduire à un système plus robuste et flexible. Une méthodologie et une définition de la robustesse sont proposées afin de garantir la robustesse du système et de limiter les effets néfastes de l'insertion de production décentralisée pour le système global en cas de pannes généralisées. Ces pannes électriques pourraient être limitées par des îlotages intentionnels au niveau de la distribution. Une étude de sa faisabilité est donnée. Dans ce sens, l'intelligence distribuée semble nécessaire pour permettre ces types de fonctionnements « *in extremis* ». Des nouveaux composants NTICs sont proposés afin d'allouer les futures stratégies de localisation des défauts et îlotages intentionnels. Une maquette pour le test des réseaux IP est aussi présentée.

Mots clés :

Production Décentralisée, Pannes Electriques, Robustesse, Indices de Robustesse, Taux Limite d'Insertion, Protection de Découplage, Ilotages, Régulation, Réserves Système, Réserve Primaire, NTICs. Intelligence Distribuée

Title:

TRANSMISSION NETWORKS AND DISPERSED GENERATION

Abstract:

The liberalisation or deregulation of the energy market and the futures lines fixed by the EU in order to increase the amount of clean energy make that the electric networks must be ready to integrate new energy injections, some of them intermittent. The construction of new lines and international connections could not be a solution which leads in any case to robust and flexible system. Robustness study methodology and definition are given in order to ensure the system robustness in case of high dispersed generation insertion and to limit the insertion of dispersed generation with negative performances in case of perturbation or blackout. These blackouts and incidences could be limited by intentional islanding in distribution networks. A view of the feasibility of islanding operation is given. In this way, the distributed intelligence should be a keystone to allow these critical operating modes. Some ideas about new ICTs for fault localization and islanding are proposed. A demonstrator used for the tests of IP networks is also presented.

Keywords:

Dispersed Generation, Blackout, Robustness, Robustness Index, Limit Amount Insertion, Disconnection Protection, Islanded Operation, Regulation, Ancillary Services, Primary Reserves, ICTs, Distributed Intelligence

G2Elab – Grenoble Génie Electrique Laboratoire – UMR 5269 INPG/UJF – CNRS
BP 46, Domaine Universitaire
38402 Saint Martin d'Hères