THÈSE

En vue de l'obtention du

DOCTORAT DE L'UNIVERSITÉ DE TOULOUSE

Délivré par :

Institut National Polytechnique de Toulouse (Toulouse INP)

Discipline ou spécialité :

Génie Electrique

Présentée et soutenue par :

M. YANN GHANTY

le jeudi 20 décembre 2018

Titre :

Etude du lien entre la fréquence et les puissances actives pour le dimensionnement d'un microréseau alternatif îloté avec sources d'énergie renouvelables

---

Ecole doctorale :

Génie Electrique, Electronique, Télécommunications (GEET)

Unité de recherche :

Laboratoire Plasma et Conversion d'Energie (LAPLACE)

Directeur(s) de Thèse :

M. XAVIER ROBOAM

M. NICOLAS ROUX

Rapporteurs :

M. SERGE PIERFEDERICI, UNIVERSITÉ LORRAINE

M. XAVIER GUILLAUD, ECOLE CENTRALE DE LILLE

Membre(s) du jury :

Mme MANUELA SECHILARIU, UNIVERSITE DE TECHNOLOGIE DE COMPIEGNE, Président

M. NICOLAS ROUX, INP TOULOUSE, Membre

M. VALENTIN COSTAN, EDF CLAMART, Membre

M. XAVIER ROBOAM, CNRS TOULOUSE, Membre

Étude du lien entre la fréquence et les puissances actives pour le dimensionnement d'un microréseau alternatif îloté avec sources d'énergie renouvelables

Résumé :

La qualité d'un réseau électrique se mesure notamment par sa résilience, à savoir sa capacité à continuer de fournir, de façon stable, une électricité de qualité malgré les incidents. Cette continuité d'alimentation est notamment assurée par le réglage de la fréquence, ce dernier faisant office de moyen de coopération entre les différentes sources du réseau. Les travaux de cette thèse étudient en profondeur les différentes façons d'assurer ce réglage de la fréquence sur des microréseaux alternatifs îlotés au regard des problématiques nouvelles : intégration croissante de sources d'énergie renouvelables intermittentes et baisse (voire disparition) de l'inertie inhérente aux groupes synchrones tournants. L'objectif principal est de proposer un ensemble de modèles analytiques permettant d'appréhender le comportement dynamique de la fréquence et des puissances actives transitant sur un microréseau, quelle que soit la topologie de ce dernier, afin de constituer une aide au dimensionnement. À cet objectif global s'ajoute un certain nombre de sous-objectifs qui structurent et guident l'ensemble des travaux :

- Un objectif pédagogique : les couplages entre l'équilibre des puissances actives et la fréquence sur un réseau alternatif sont clairement explicités, que ces couplages relèvent de la structure et des paramètres physiques du microréseau ou qu'ils soient liés aux lois et paramètres de commande. La lecture des modèles doit ainsi permettre de comprendre analytiquement les différents liens de cause à effet entre les paramètres du système, la fréquence et les puissances, et les spécificités propres à chaque topologie de microréseau.
- Un objectif de simplicité et de modularité : les modèles proposés doivent pouvoir être adaptés selon les cas particuliers de topologies, afin que tout lecteur puisse les réutiliser facilement en dehors du cadre de cette étude. Pour ce faire, ces travaux utilisent des modèles mathématiques sous forme de schémas blocs, intégrables sous Matlab.
- Enfin, un objectif de modélisation « grand signal » : pour trancher avec l'approche petit signal de beaucoup de modélisations de microréseaux classiques, et pour permettre d'appréhender le comportement du microréseau sur une large plage de déséquilibre de puissance.

Mots clés :

Microréseaux, îloté, réglage de fréquence, stabilité, modèles analytiques, dimensionnement, éolien, solaire, stockage

Study of the link between the frequency and the active power to size an AC stand-alone microgrid with renewable energy sources

Abstract :

The quality of an electricity grid is measured by its resilience, namely its ability to continue to provide electricity despite the incidents. This continuity of supply is ensured by the frequency control, acting as a means of cooperation between the different sources of the grid. This thesis examines in depth the different ways to ensure this frequency control on stand-alone microgrids with regard to new issues: increasing integration of intermittent energy sources and decreasing (or disappearing) of the synchronous rotating groups with their inertia. The main objective is to propose a set of analytical models explaining the dynamic behavior of the frequency and the active powers transiting on a microgrid, whatever the topology, in order to constitute an aid to the sizing. To this overall objective is added a number of sub-objectives that structure and guide this work:

- An educational objective: the nature of the link between the balance of active powers and the frequency on an AC microgrid is clearly explained, whether this link is based on physical parameters or is related to control laws. The goal is to understand the different links of cause and effect between the parameters of the system, the frequency and the active power and the specificities to each topology of microgrid.
- An objective of simplicity and modularity: the models proposed must be adaptable to particular cases, so that any reader can reuse easily outside the scope of this study. To do this, mathematical models in the form of block diagrams which can be integrated in Matlab are used.
- Finally, a "big signal" simulation objective: to decide with the small signal approach of many traditional microgrid models, and to make it possible to understand the behavior of the microgrid over a wide range of power imbalance.

Keywords :

Stand-alone microgrid, load-frequency control, stability, analytical modeling, sizing, wind power, photovoltaic power, storage

Remerciements

Je ne peux résumer ces trois ans et trois mois passés à travailler sur ce sujet de recherche au simple aspect scientifique. Cette thèse s'imbrique dans un plus grand ensemble de tranches de vie, d'évènements qui ont fait mon quotidien pendant ces trois années à Toulouse. Je ne peux donc pas simplement parler de « trois années de thèse » sans évoquer tout ce qui a entouré ces travaux de recherche, tout ce qui m'a permis de vivre, toutes ces petites choses qui donnent un sens au travail.

Ces trois années, je les ai passées à venir travailler sur le site de l'ENSEEIHT, entre modélisations et simulations dans mon bureau E514, réunions avec mes directeurs, séminaires du groupe de recherche GENESYS et conférences diverses.
En plus de ces travaux de recherches, j'ai également encadré des travaux pratiques, assisté à plusieurs formations, et, bien sûr, mangé à de nombreux buffets où j'ai pu combattre corps et âme le gaspillage alimentaire.
Mais ces trois années, je les ai également passées à déambuler dans la ville rose, ne serait-ce que pour faire le trajet de chez moi à l'ENSEEIHT, pour lequel j'avais la chance de traverser tous les matins le jardin du grand rond.
Pour nourrir mon cerveau (et donc la recherche), il me fallait aussi bien nourrir mon corps, ce que m'ont permis de faire plusieurs épiceries de produits locaux : le local Bio, Ceci & Cela et bien sûr le Récantou.
Pour ne pas s'enfermer dans mon seul domaine de recherche, il m'a fallu constamment m'informer et m'ouvrir au monde, ce qui a notamment été possible à la fois par de nombreuses lectures et réflexions (en partie nourries par le Monde Diplomatique, qui n'est pas sans influence sur mon style d'écriture), mais également par de nombreuses excursions dans les Pyrénées, dans les Alpes, en Bretagne ou même dans les Mascareignes.
Sans oublier l'ensemble de divertissements culturels et festifs que Toulouse offre, entre les cinémas, les bars et les fanfares.
Ces trois années, que ce soit au laboratoire ou dans tout autre recoin de Toulouse, n'auraient pas été les mêmes sans un certain nombre de personnes, qui m'ont accompagné aussi bien dans ma recherche scientifique que dans mes pauses, mes repas, mes soirées, mes excursions... Je tiens donc à adresser mes remerciements à chacune d'elles.

Je remercie en premier lieu mes directeurs, Xavier et Nicolas, pour leur soutien pendant ces trois années. Notre vision « naïve » (pour reprendre le terme de Xavier) du réglage de la fréquence sur les microréseaux alternatifs aura finalement été très enrichissante.
Un grand remerciement à tous ceux qui se sont occupés de développer la salle de microréseau ces dernières années, grâce à laquelle les expérimentations présentées dans cette thèse ont pu avoir lieu : Joaqin, Didier, Timothé. Et en particulier Éric et Hugo, qui ont œuvré corps et âme pour faire fonctionner la maquette expérimentale présentée dans ces travaux. J'espère que des ondulations basses fréquences ne vous hanteront pas pendant trop longtemps.

Remerciements

Cette thèse n'aurait pas eu la même saveur sans les fanfarons qui se sont succédés dans le bureau E514. À commencer par mon collègue Andy, qui a commencé sa thèse exactement le même jour que moi, et l'aura également finie à peu près en même temps. Puis Andallah et Mickaël, dont les débats endiablés animaient tout l'étage, Rémi qui fut également un vaillant collègue d'enseignement, et Jaime le dernier arrivé, l'homme aux multiples rubix cubes. Les échanges entre collègues de bureaux n'étaient pas scientifiques pour la plupart, mais pas moins instructifs pour autant, et surtout pas moins indispensables au bon déroulement de ce doctorat.

Le bureau E514 a également eu son lot de « squatteurs », que je remercie également pour avoir participé à l'ambiance générale : Olivier, Priscilla et François notamment. J'élargis mes remerciements à tout le 5ème étage du LAPLACE, avec qui j'ai partagé un certain nombre de chocolatines et de croissants pour divers évènements, et à l'ensemble de l'équipe GENESYS. Un grand merci également à l'ADEL pour les différents évènements organisés au cours de ces trois ans, notamment le paintball et les différentes raclettes.

Mes enseignements à l'ENSEEIHT ont été une riche expérience, et je remercie de ce fait tous ceux qui ont encadré des travaux pratiques à mes côtés. Notamment Léon, Khaled, Jean, Jo' et Yazan pour les enseignements en électrotechnique, mais aussi Jérémi, Guillaume, Antoine et Florent pour les enseignements en informatique.

Merci également à Jessica, pour ses conseils et ses nombreuses réponses dès que j'étais dans le flou concernant les procédures administratives. Je remercie aussi le doctorant du LAAS qui a réalisé un document synthétique sur les formations à réaliser, qui j'espère inspirera l'école doctorale GEET à l'avenir. Un merci également à M. Pouget, responsable à mon sens des meilleures formations sur le panel de celles obligatoires.

Enfin, pour en finir avec les remerciements propres au laboratoire et à l'environnement du doctorat, j'adresse un merci particulier à mes anciens camarades de promotion de l'ENSEEIHT qui se sont lancés en même temps que moi dans la folle aventure de la thèse au LAPLACE : Sylvain, Victor et bien sûr Jordan, le maître du cuir et du poney.

Au-delà de la vie au laboratoire, ces trois années n'auraient pas été les mêmes sans toute la bande de joyeux lurons Toulousains, avec laquelle j'ai entretenu moult discussions scientifiques à propos du réglage de la fréquence et partagé beaucoup d'apéros (l'une de ces deux affirmations est fausse).

Un grand merci donc : à mon homonyme « petit » Yann, certes plus petit que moi pour ce qui est de la taille, mais pas moins grand d'esprit. À Édouard, qui aurait également pu avoir sa place aux côtés des « squatteurs » du bureau E514. À PGA le roi de la charade à tiroir. À Poring le boute-en-train narcoleptique et à son acolyte Margot la reine des canards et du Mont d'Or. Aux 427 Marie (avec un salut particulier à la Marie Ornaise). À Maïlis l'autre boute-en-train (mais qui elle ne s'endort jamais). À Bérengère & Alex la meilleure table d'hôte de Toulouse. À Arnaud & Romane les exilés franciliens. À Thibaut & Valentine les exilés lyonnais. À Guilhem le compagnon fairphoner. Et aussi à Lambert, le « lien d'origine ». Un grand merci aussi à Gaëlle, véritable pile électrique ponote, grâce à qui j'ai découvert de superbes paysages pyrénéens.

Remerciements

J’adresse aussi un merci particulier à Emmanuelle, Emil et Loki qui m’ont accueilli dans leur maison lors des derniers jours de rédaction de mon manuscrit.

Enfin, merci à ma famille pour son soutien, qui se traduit essentiellement par le fait de ne pas avoir trop posé la question fatidique : « Alors, la thèse, ça en est où ? ». Mais également par leur écoute, lorsque je m’exerçais à la vulgarisation de mon sujet. En premier lieu, un grand merci donc : à ma mère Isabelle, qui a noté soigneusement mon sujet de thèse dans son petit carnet ; à mon père Yusuf, le premier « Docteur Ghanty » de la famille ; à mon frère Lounis, seul membre de la famille à pouvoir potentiellement comprendre mon sujet de recherche ; et à Katia, ma grande sœur, dont le talent d’écrivaine continuera à m’inspirer pour la suite.
Merci également à mon cousin Pierre, dont la soutenance de thèse fut la première à laquelle j’ai assistée (peut-être cela fait-il partie des premiers éléments m’ayant donné envie de faire une thèse ?). Merci aussi à mon cousin alsacien Jérémy, qui a également une écriture inspirante. Merci à Yves, Ben, Maurice, Paul et Fredo d’être venus assister à ma soutenance. Je remercie aussi Liliane et Dominique, dont la maison a été un lieu de retrouvailles familiales durant ces trois années de thèse.

Enfin bien sûr, merci à Alice, qui a bien voulu m’attendre pendant trois années. Merci pour ton soutien, merci pour tous les moments passés ensembles. Si j’espère que cette thèse servira à la progression de la science, elle n’a en réalité de sens que parce que ces trois ans ont été vécus à tes côtés. (‘’)><(‘’)

Symboles **4**

Sigles **9**

Introduction générale **10**

Chapitre 1. Les réseaux électriques actuels et futurs – contexte, enjeux et évolutions ... **13**

I. Contexte et enjeux des réseaux et microréseaux électriques **14**

A. État des lieux 14

B. Le futur : les objectifs, les enjeux 20

C. Les microréseaux intelligents 23

II. Le réglage de fréquence : nouveaux enjeux liés à la disparition de l'inertie **26**

A. Principe de réglage du réseau actuel 26

B. Évolution du réseau : de moins en moins d'inertie… 33

C. Jusqu'à la disparition de l'inertie 35

III. Exemples de solutions apportées pour gérer la régulation de fréquence **36**

A. Sur un microréseau manquant d'inertie 36

B. Sur un microréseau sans inertie 42

C. Bilan de l'État de l'Art 44

Conclusion : objectifs des travaux **45**

Chapitre 2. Modélisation des éléments constitutifs des microréseaux avec leur commande **47**

I. Définition générale, constitution d'un microréseau AC **48**

A. Sources de tension 49

B. Sources de courant 49

C. Charges 50

D. Superviseur et contrôle local 50

E. Autres éléments 50

II. Les groupes tournants synchrones **50**

A. Modélisation de la partie mécanique : lien entre puissance active et fréquence 51

B. Modèle fréquentiel générique du groupe synchrone : présentation et validation 54

III. Les dispositifs de stockage d'énergie électrique **58**

A. Les différentes technologies de stockage 59
B. Raccordement des moyens de stockage au réseau 61

IV. Les sources d'énergie renouvelables intermittentes 73
A. Éolienne 73
B. Panneau photovoltaïque 88

V. Éléments de dissipation et de couplage 90
A. La charge 90
B. Les Impédances de « raccordement » 91

Conclusion et résumé des modèles puissance-fréquence des différentes sources 92

Chapitre 3. Étude et dimensionnement d'un microréseau centralisé autour d'un maître.. 94

I. Étude d'un microréseau centralisé avec groupe synchrone 96
A. Modèle 96
B. Étude de la fonction de transfert avec M sources coopératrices idéales 98
C. Étude théorique de cas stables et simulations 101

II. Étude d'un microréseau centralisé avec un OST 109
A. Modèle 109
B. Étude de la fonction de transfert 109
C. Étude théorique de cas stables et simulations 112
D. Essai expérimental d'un microréseau avec un OST et un OSC 117

III. Dimensionnement d'un microréseau avec un maître 127
A. En amont : analyse des objectifs et choix des sources de tension 128
B. Dimensionnement d'un microréseau avec groupe synchrone maître du réseau 130
C. Dimensionnement d'un microréseau avec un OST maître du réseau 133

Conclusion 135

Chapitre 4. Étude et dimensionnement d'un microréseau avec N maîtres distribués 137

I. Association de N sources de tension : écoulement de puissance 139
A. Modélisation classique 139
B. Modélisation « complète » 143

II. Microréseau avec 3 OST 149
A. Étude de cas stables 149
B. Domaine de stabilité : étude des pôles 159

III. Microréseau mixte : un OST et un groupe synchrone en parallèle 170

A. Cas stable 171

B. Instabilité 173

IV. Dimensionnement d'un microréseau avec N OST 174

A. Choix de la topologie en amont 175

B. Prévention de l'instabilité 176

C. Choix des sources et réglages des paramètres 179

Conclusion 182

Conclusion générale 184

Bilan des travaux 184

Perspectives 186

Liste des principaux modèles 188

Liste des tableaux et figures ayant une importance pour le dimensionnement d'un microréseau 188

Annexes 189

Bibliographie 212

Symboles

Note : Seuls les symboles les plus couramment utilisés sont répertoriés dans cette liste. Les symboles n'y apparaissant pas ne figurent qu'une fois dans le manuscrit, et sont toujours explicités à l'endroit en question. De plus, beaucoup de paramètres ou de variables peuvent s'écrire avec plusieurs variantes, en fonction du référentiel dans lequel ils ou elles s'expriment ou de l'élément auquel ils ou elles se rapportent. En effet, certains symboles apposés au nom d'une variable donnent des informations sur cette dernière, et se retrouvent sur un ensemble de variables différentes. Ils sont résumés ci-dessous.

Symboles apposés avant le nom d'une variable :

δ : variation d'une variable par rapport à sa valeur nominale

Symboles apposés en exposant :

* : consigne de la variable, en général entrée d'un régulateur
\+ : relatif à un impact positif
\- : relative à un impact négatif

Symboles apposés en indice :

0 : valeur nominale d'une variable ou valeur de consigne initiale
abc : variable électrique triphasée exprimée en grandeur de phase
c / sc : paramètre ou variable relatif.ve à une source de courant quelconque
ch : paramètre ou variable se rapportant à la charge
dc : paramètre ou variable relatif.ve à un bus continu
dq : variable électrique exprimée dans un référentiel dq
eol : paramètre ou variable relatif.ve à un groupe éolien
eq : paramètre équivalent représentant un ensemble de source
lim : valeur délimitant une zone de fonctionnement stable ou sans risque de dégradation pour un élément du réseau
max : paramètre ou variable maximal(e)
min : paramètre ou variable minimal(e)
osc : paramètre ou variable relatif.ve à un onduleur source de courant
ost : paramètre ou variable relatif.ve à un onduleur source de tension
pu : variable exprimée en « per unit »
PV : paramètre ou variable relatif.ve à un panneau photovoltaïque
r : paramètre relatif au raccordement des différentes sources au réseau
st : paramètre ou variable relatif.ve à une source de tension
t : paramètre ou variable relatif.ve à un groupe thermique
tot : somme de variables ou paramètre équivalent représentant toutes les sources sur un réseau

Liste des Symboles

$\boldsymbol{A_N}$:	vecteur contenant les N angles α_k	rad
C :	Condensateur	F
C_e:	couple électromagnétique appliqué sur le rotor d'une machine tournante	N.m
C_f :	condensateur de filtrage d'un onduleur source de tension	F
C_m :	couple mécanique appliqué sur le rotor d'une machine tournante	N.m
C_p :	coefficient de puissance d'une turbine éolienne	
$C_{p_{opt}}$:	coefficient de puissance maximal	
d_k :	coefficients du dénominateur d'une fonction de transfert	s^k
D_p :	ensemble de pôles d'un système avec plusieurs sources de tension	s^{-1}
e :	système de tensions triphasée en sortie d'un onduleur	V
f :	fréquence du réseau	Hz
f_{dec} :	fréquence de découpage de la MLI d'un onduleur	Hz
f_m :	fréquence du réseau mesurée	Hz
f_{ref} :	fréquence de référence d'un onduleur source de tension	Hz
Δf :	bande limite de laquelle la fréquence ne doit pas sortir	Hz
$\boldsymbol{\Delta F_N}$:	vecteur colonne de taille N contenant les fréquences de référence de N sources de tension	Hz
H :	constante d'inertie	s ou pu.s
$H_f(p)$:	filtre de sortie d'un onduleur source de tension	
H_s :	constante d'inertie synthétique, ou gain dérivée de la régulation de fréquence (pu.s)	pu.s
i :	Courant	A
i_L :	système de courant triphasé circulant dans l'inductance de filtrage d'un onduleur source de tension. Dans le cas d'un onduleur source de courant, ils sont équivalents aux courants de sortie $i_{s_{abc}}$	A
i_s :	système de courant triphasé en sortie d'une source de tension ou de courant	A
$\boldsymbol{I_N}$:	matrice identité de taille N	
$\boldsymbol{I_{X_N}}$:	vecteur contenant l'inverse de N réactances de raccordement	S
J :	inertie d'une machine tournante	kg.m²
k_{int} :	gain définissant la participation en puissance active d'une source à la fin du réglage secondaire de la fréquence	
k_s :	gain définissant la participation en puissance active d'une source à la fin du réglage primaire de la fréquence	
k_x :	gain définissant la participation initiale en puissance active d'une source après un échelon de charge	
K_i :	gain intégral d'un PI, permettant notamment le réglage secondaire de la fréquence	$W.Hz^{-1}.s^{-1}$ ou $pu.s^{-1}$
K_m :	gain du moteur diesel	
K_{opt} :	gain de commande optimale pour un contrôle par MPPT d'un groupe éolien	kg.m²
K_{p_i}, K_{i_i} :	paramètres du correcteur PI des boucles internes de courant d'un onduleur source de tension ou de courant	Ω et $\Omega.\,s^{-1}$

K_{p_v}, K_{i_v} :	paramètres du correcteur PI des boucles externes de tension d'un onduleur source de tension	S et $\mathrm{S.s^{-1}}$
K_α, K_v :	gains de commande d'un groupe éolien permettant de dégrader le contrôle MPPT	kg.m² et kg.m^5
L :	Inductance	H
L_f :	inductance de filtrage en sortie d'un onduleur	H
$\boldsymbol{M_{ch_N}}$:	matrice liant en partie les déphasages et les puissances des sources de tension	S
$\boldsymbol{M_{I_N}}$:	matrice liant les courants et les tensions fournies par N sources de tensions	S
$\boldsymbol{M_{PF}}$:	matrice liant les N fréquences de référence de sources de tension aux puissances actives fournies par ces dernières	Hz/W
$\boldsymbol{M_{XN}}$:	matrice permettant en partie de lier les déphasages des tensions de sortie des sources de tensions et leurs puissances actives	S
n_p :	nombre de paires de pôles d'une machine électrique	
P :	puissance active	W
P_e :	puissance active électrique demandée par le réseau à une machine tournante	W
P_{inv} :	puissance active invariante selon la fréquence	W
P_m :	puissance mécanique transférée au rotor d'une machine tournante	W
P_{ond} :	puissance active fournie par l'onduleur côté réseau pour un groupe éolien	W
P_{opt} :	puissance optimale que peut fournir une turbine éolienne à un vent donné ou un panneau photovoltaïque à un ensoleillement donné	W
P_{red} :	puissance active fournie par le redresseur côté génératrice pour un groupe éolien	W
$\boldsymbol{P_{ST_N}}$:	vecteur colonne de taille N contenant les puissances fournies par N sources de tension	W
$PI(p)$:	régulateur proportionnel-intégral	
$PID(p)$:	régulateur proportionnel-intégral-dérivé	
Q :	puissance réactive	VAR
r :	longueur d'une pâle d'une turbine éolienne	m
R :	résistance	Ω
$R_c(p)$:	fonction de régulation liant la puissance demandée à une source de courant à la puissance réellement fournise par cette dernière	
s :	statisme d'un groupe (source de tension ou de courant), permettant de réaliser un réglage primaire de la fréquence	Hz.W^{-1} ou %
S :	surface circulaire décrite par les pâles d'une turbine éolienne lors de leur rotation	m²
S_n :	puissance apparente nominale d'un réseau ou microréseau donné, ou charge nominale de ce réseau	VA
t_i :	temps nécessaire au réglage secondaire de la fréquence pour réinitialiser cette dernière	s
t_r :	temps de réponse d'une source de courant	s
t_{r_f} :	temps de réponse en fréquence d'un onduleur source de tension	s
t_{r_P} :	temps de réponse en puissance d'un onduleur source de tension	s

t_{step} :	temps de déclenchement de l'échelon de charge lors des simulations	s
$T(p)$:	fonction de transfert représentant la dynamique du procédé thermique (ou hydraulique) d'un groupe synchrone	
$T_{pf}(p)$:	fonction de transfert liant la fréquence de référence à la puissance fournie par une source de tension	
$\boldsymbol{U_{ch_N}}$:	vecteur de taille N liant en partie les déphasages et les puissances des sources de tension	S
v :	système de tension triphasé du réseau ou en sortie d'une source de tension	V
V :	tension simple efficace	V
$\hat{V}$:	amplitude de la tension	V
$V_{dc_{opt}}$:	tension en sortie d'un panneau photovoltaïque pour laquelle ce dernier fournit une puissance optimale à un ensoleillement donné	V
V_{ex} :	tension d'excitation d'une machine synchrone	V
V_n :	tension simple efficace nominale du réseau	V
v_v :	vitesse du vent	$m.s^{-1}$
v_{v_f} :	vitesse du vent filtré	$m.s^{-1}$
X :	Réactance	Ω
α :	gain compris entre 0 et 1 définissant la réserve de puissance désirée pour un groupe éolien	
α_k :	déphasage de la tension d'une source de tension par rapport à l'angle θ_0	rad
β :	angle de calage des pâles d'une turbine éolienne	
γ_k :	gain définissant la participation en puissance active d'une source de tension après réglage secondaire dans le cas d'un microréseau avec N sources de tensions	
θ_{ref} :	angle de référence permettant la définition des référentiels dq et le contrôle des onduleurs	rad
θ_0 :	angle correspondant à l'intégrale de la fréquence nominale f_0	rad
λ :	vitesse réduite de la turbine éolienne	
λ_α :	vitesse réduite de la turbine éolienne pour laquelle cette dernière fournit une fraction de la puissance optimale disponible	
λ_{opt} :	vitesse réduite de la turbine éolienne pour laquelle cette dernière fournit une puissance optimale	
λ_k :	coefficients du dénominateur d'une fonction de transfert	s^k
ρ :	masse volumique de l'air	$kg.m^{-3}$
τ_a :	constante de temps de l'actionneur d'un groupe diesel	s
τ_d :	constante de temps du filtre de l'action dérivée d'un correcteur PID (s)	s
τ_f :	constante de temps de l'adaptation de fréquence imposée par un onduleur source de tension	s
τ_m :	constante de temps du moteur diesel	s
τ_v :	constante de temps de filtrage du vent	s
ξ :	coefficient d'amortissement	
Ω :	vitesse de rotation	$rad.s^{-1}$
Ω_m :	vitesse de rotation d'une machine tournante	$rad.s^{-1}$
Ω_{opt} :	vitesse de rotation d'une turbine éolienne pour laquelle cette dernière fournit une puissance optimale à un vent donné	$rad.s^{-1}$

ω_f :	bande passante du filtre de sortie d'un onduleur source de tension	rad.s^{-1}
ω_n :	bande passante ou pulsation propre	rad.s^{-1}
ω_{n_i} :	bande passante de la boucle interne de courant d'un onduleur source de tension ou de courant	rad.s^{-1}
$\omega_{n_{dc}}$:	bande passante de la boucle de contrôle de la tension d'un bus continu	rad.s^{-1}
ω_{n_v} :	bande passante de la boucle externe de tension d'un onduleur source de tension	rad.s^{-1}
ω_{ref} :	pulsation de référence d'un onduleur source de tension	rad.s^{-1}

Sigles

AC :	Alternative Current / Courant Alternatif
ADEME :	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
ASI :	Alimentation Sans Interruption
COP :	Conférences des Parties
DC:	Direct Current / Courant Continu
EDF :	Électricité de France
EnR :	Énergie renouvelable
ENTSO-E / REGRT-E :	European Network of Transmission System Operators / Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité
GES :	Gaz à effet de serre
GIEC :	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GRD :	Gestionnaire du réseau de distribution
GRT :	Gestionnaire du réseau de transport
HVDC :	High Voltage Direct Current (Ligne Haute Tension à courant continu)
MPPT :	Maximum Power Point Tracking
MADA :	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MLI :	Modulation de largeur d'impulsions
MS :	Machine Synchrone
MSAP :	Machine Synchrone à Aimants Permanents
OST :	Onduleur Source de Tension
OSC :	Onduleur Source de Courant
P&O :	Perturbation et Observation
PAC :	Pile à Combustible
PCC :	Point de Couplage Commun
PI :	Proportionnel-Intégral
PID :	Proportionnel – Intégral – Dérivé
PLL :	Phase Locked-Loop (Boucle à phase asservie)
PV :	Photovoltaïque
ROCOF :	Rate of Change Frequency
RTE :	Réseau de Transport d'Électricité
SAIDI :	System Average Interruption Duration Index
SAIFI :	System Average Interruption Frequency Index
SC :	Source de Courant
SMES :	Superconducting magnetic energy storage (Stockage d'Énergie Magnétique Supraconductrice)
STEP :	Station de Transfert d'Énergie par Pompage
SnW :	Scénario Négawatt
UCTE :	Union pour la Coordination du Transport de l'Énergie électrique
ZNI :	Zones Non Interconnectées

Introduction générale

Le contexte énergétique mondial, marqué par la prise de conscience face au réchauffement climatique et à l'empreinte de l'homme sur le monde, impose une remise en question de notre mode de développement. Celle-ci passe nécessairement par une nouvelle approche de la question énergétique. Au-delà du paradigme individualiste appelant chacun à faire plus d'efforts et avoir des comportements plus responsables, c'est le rapport de la société à l'énergie qu'il convient d'orienter vers une vision plus sobre, loin des injonctions à la consommation à outrance. Le premier axe d'action est donc tourné vers une réduction de la consommation énergétique à grande échelle. Le second axe est porté sur l'optimisation de la production en se tournant vers des énergies « propres », peu émettrices de gaz à effet de serre. La recherche en électrotechnique s'ancre dans cet impératif, en proposant de nouvelles solutions dans l'organisation du réseau électrique, notamment en essayant de maximiser la part de sources d'énergie renouvelables (EnR). Le réseau électrique est ainsi amené à évoluer en prenant en compte ces nouvelles attentes, tout en garantissant la fourniture d'une électricité de qualité à tous, sachant que l'équilibre production consommation sera d'autant plus précaire que les sources d'énergie deviendront massivement intermittentes. Le terme de « smart-grid » est largement utilisé auprès du grand public pour désigner ces futurs réseaux « intelligents », même si ce que cette expression recouvre reste floue : réseaux capables d'optimiser leur production, de minimiser les pertes, de maximiser l'intégration de sources d'EnR…

D'un point de vue plus technique, l'évolution du réseau électrique actuel passe par la multiplication de microréseaux, systèmes de distribution d'énergie à petite échelle permettant d'approvisionner une île, un site tertiaire, un village ou tout autre lieu, qu'ils soient interconnectés ou indépendants du « super » réseau principal. Ces microréseaux permettent d'améliorer la résilience du système global tout en diminuant les pertes dues au transport de l'électricité en rapprochant les lieux de production des lieux de consommation. Néanmoins, l'intégration croissante de sources d'EnR intermittentes entraîne une difficulté supplémentaire dans la gestion des « services système » assurés par ce réseau. Ces services système permettent de garantir la stabilité du réseau et la fourniture d'une électricité de qualité au consommateur, notamment en garantissant l'équilibre des puissances et le maintien de la fréquence et des niveaux de tension à leurs valeurs nominales.

En particulier, la capacité d'un réseau à garantir l'équilibre des puissances actives transitant sur ce dernier à l'échelle de la seconde passe par le réglage de la fréquence. Sur les réseaux électriques classiques formés par des groupes synchrones tournants, ces derniers imposent une fréquence physiquement liée au déséquilibre des puissances actives, et qui fait donc office de témoin de ce déséquilibre sur l'ensemble du réseau. Le maintien de la fréquence du réseau à sa valeur nominale permet ainsi d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation de puissance active. Néanmoins, la diminution progressive de la part des groupes synchrones tournants face à l'intégration de ces sources d'EnR qui n'entretiennent

pas ce lien entre la fréquence et les puissances actives nécessite de repenser les techniques de réglage de la fréquence. Les microréseaux sont d'autant plus vite confrontés à ces problèmes puisque l'intégration des sources d'EnR s'y fait rapidement.

Nombre de travaux épars proposent des solutions pour garantir un réglage de la fréquence efficace sur ces microréseaux. Un premier ensemble de solutions est proposé pour pallier à la faible inertie d'un réseau avec peu de groupes tournants, par exemple en changeant le contrôle traditionnel par « maximum power point tracking » (MPPT) des panneaux photovoltaïques et turbines éoliennes pour leur permettre de coopérer au réglage de la fréquence [WAN12, XIN13]. D'autres auteurs s'intéressent à la réalisation du réglage de la fréquence en l'absence d'inertie, sur des réseaux sans groupe tournant, ce qui passe par des onduleurs capables d'ajuster leur fréquence en fonction de la puissance active fournie [ERB15, MAR15]. Beaucoup d'études de cas particuliers, de modèles et d'analyses coexistent, sans pour autant toutes concorder au niveau des méthodes et des conclusions.

Les travaux de cette thèse s'intéressent aux problèmes rencontrés par les microréseaux alternatifs pour garantir l'équilibre des puissances actives via le réglage de la fréquence, et aux différentes stratégies de pilotage à appliquer pour les résoudre. Ainsi, l'étude des réseaux électriques est abordée ici sous l'angle du lien entre la fréquence et les puissances actives : que ce lien soit naturel, ou qu'il soit issu de lois de commande. Ces travaux ont une volonté pédagogique, de façon à éclaircir le vaste sujet du réglage de la fréquence sur les réseaux, de ses origines à son évolution actuelle. L'objectif est de proposer un ensemble de modèles mathématiques cohérent, permettant d'appréhender le comportement fréquentiel d'un microréseau quelles que soient sa topologie et ses sources et pour tout déséquilibre de puissance active. Les études réalisées à partir de ces modèles apportent un ensemble de lois utiles au dimensionnement des microréseaux. Ces travaux ont été découpés en quatre chapitres :

• Chapitre 1 : Les réseaux électriques actuels et futurs – contexte, enjeux et évolutions

• Chapitre 2 : Modélisation des éléments constitutifs des microréseaux avec leur commande

• Chapitre 3 : Étude et dimensionnement d'un microréseau centralisé autour d'un maître

• Chapitre 4 : Étude et dimensionnement d'un microréseau avec N maîtres distribués

Le premier chapitre revient sur le contexte énergétique mondial, et soulève les différents enjeux pour la production et consommation future d'énergie électrique. Ce contexte met en exergue l'importance des microréseaux avec sources d'EnR dans le développement futur du système de production et distribution d'électricité. Cette introduction faite, ce premier chapitre revient sur l'intérêt du réglage de la fréquence et sur sa mise en œuvre sur le grand réseau continental, en définissant notamment les réglages primaire et secondaire. Ensuite, les problèmes rencontrés pour effectuer ce réglage de la fréquence sur les microréseaux avec une faible inertie sont soulevés. Un état de l'art des solutions proposées pour réaliser ce réglage de fréquence est ensuite réalisé. Deux grands axes se dessinent alors, entre l'ajout d'une possibilité de coopération au réglage de la fréquence sur des sources de courant et l'adaptation de fréquence d'un onduleur tête de réseau.

Le deuxième chapitre modélise les principaux éléments constituant un microréseau et qui interviennent dans le réglage de la fréquence (groupes électrogènes, dispositifs de stockage, sources d'EnR…). Les différentes stratégies de pilotage de ces éléments sont abordées en détail, en différenciant les stratégies propres aux sources de tensions - qui imposent la fréquence - et aux sources de courant - qui coopèrent en faisant varier leur puissance active en fonction de la fréquence. Un intérêt particulier est accordé à l'éolien et au solaire, dont la participation au réglage fréquence nécessite de repenser leur stratégie de contrôle classique par MPPT. Les modèles établissent un lien entre les puissances actives et la fréquence du réseau sous forme de schéma bloc. Ces derniers peuvent facilement être intégrés sous Matlab Simulink afin de simuler le comportement fréquentiel de chaque élément du microréseau pris séparément. Chaque modèle est validé par simulation comparé avec un modèle de référence réalisé sous un logiciel de simulation de circuits (PLECS). Les modèles ainsi construits servent de base aux études réalisées aux chapitres 3 et 4.

Le troisième chapitre étudie une topologie de microréseau centralisée autour d'une source de tension (groupe diesel ou onduleur tête de réseau), aidée par des sources de courant coopératrices. Le microréseau est modélisé à l'aide d'un assemblage de modèles développés au chapitre 2. L'étude se porte d'abord sur le cas d'une source de tension dite « groupe synchrone », avant de remplacer cette dernière par un onduleur source de tension. Dans les deux cas, une étude théorique de la fonction de transfert liant la fréquence du réseau et les puissances actives fournies par les sources est d'abord réalisée. Ensuite, les microréseaux sont simulés sous Matlab/Simulink pour différentes valeurs de paramètres. Cette analyse théorique met en évidence les liens entre les différents paramètres du système et le comportement fréquentiel du microréseau. Plusieurs essais expérimentaux d'un microréseau avec un onduleur source de tension et une source de courant coopératrice sont ensuite réalisés afin de vérifier la pertinence des analyses théoriques. Cette étude permet finalement d'ériger des conseils et des lois de dimensionnement pour cette topologie de microréseau, du choix des sources jusqu'à l'ajustement des paramètres du réglage de la fréquence en fonction du cahier des charges et des limites structurelles des sources.

Le quatrième et dernier chapitre étudie une topologie de microréseau avec plusieurs onduleurs-sources de tension en parallèle, tous capables d'ajuster leur fréquence de référence en fonction de la puissance active fournie. Une telle topologie a pour but d'offrir une résilience accrue au niveau du microréseau, la gestion de la fréquence et de la tension étant décentralisée vers chaque onduleur source de tension. L'étude de ce microréseau suit la même structure qu'au précédent chapitre : analyse des fonctions de transfert puis de différents cas de simulation. Toutefois, pour cette topologie, des soucis de stabilité peuvent apparaître du fait du potentiel conflit entre les différentes sources de tension. Cette potentielle instabilité est donc précisément étudiée, ainsi que les moyens d'ajustement de paramètres permettant de prévenir cette dernière. Pour finir, une aide au dimensionnement d'un microréseau avec plusieurs sources de tension est proposée, avec notamment une démarche pour garantir la stabilité de ce dernier.

Chapitre 1.
Les réseaux électriques actuels et futurs – contexte, enjeux et évolutions

I. Contexte et enjeux des réseaux et microréseaux électriques

A. État des lieux

1. Situation mondiale de la production électrique

La consommation d'électricité connait une croissance exponentielle depuis quarante ans : alors que la population mondiale a doublé entre 1970 et 2015 [INE18], la production/consommation d'électricité dans le monde a presque quadruplé sur la même période, passant de 6287 TWh en 1974 à 24345 TWh en 2015 [IEA17]. Si le premier producteur d'électricité est la Chine, avec près de 5860 TWh produit en 2015 (24% de la production mondiale), il est pertinent de ramener cette production au nombre d'habitants, comme le fait la Figure 1.1. Cette dernière montre que l'électrification est inégale sur la planète : si 14167 kWh sont produits par habitant en Amérique du Nord (hors Mexique), seuls 490 kWh/hab sont produits en Afrique subsaharienne et même 290 kWh/hab si l'Afrique du Sud est retirée : nombre d'africains consomment donc près de 50 fois moins que les Américains du Nord !

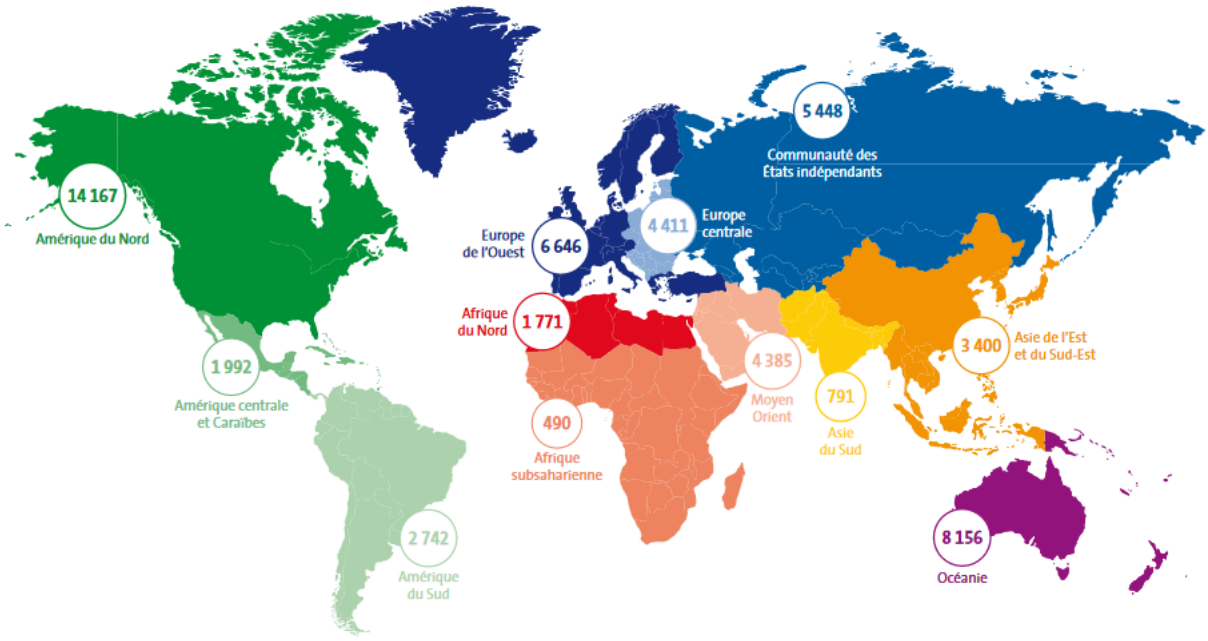


Figure 1.1. Production d'électricité par habitant (kWh/hab) - Observ'ER [OBS13]

En 2012, cette électricité est majoritairement produite par des sources d'origine fossile (charbon, gaz et pétrole), comme le montre la Figure 1.2 (a). Les énergies renouvelables (EnR) représentent près de 21% de la production mondiale, étant très majoritairement dominées par l'hydraulique. Enfin, le nucléaire civil représente une part mineure de la production d'énergie mondiale. Là encore, cette répartition fluctue beaucoup en fonction des états. Si les deux plus gros producteurs d'électricité (Chine et États-Unis d'Amérique) ont en effet une part

importante de leur production d'origine fossile (respectivement 72,8% et 64,8%), cette part chute à 41% en Europe. Le mix de la production électrique est même très varié selon les pays : 96% d'électricité d'origine hydraulique en Norvège, 76% d'électricité d'origine nucléaire en France… Cette répartition de la production électrique varie suivant des critères géographiques (grande réserve d'eau, de pétrole…), politiques ou stratégiques (abandon progressif du nucléaire au Japon suite à l'accident de Fukushima, etc…).

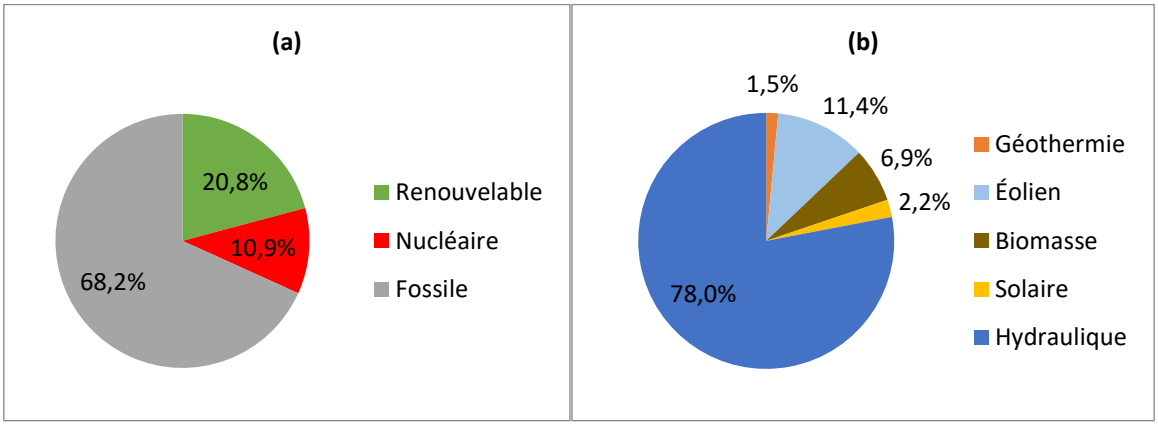


Figure 1.2. (a) Répartition de la production électrique mondiale – (b) Répartition de la production d'énergie renouvelable [IEA17]

2. Le Réseau Électrique

Cette électricité est acheminée de sa source jusqu'à son consommateur via un système électrique complexe, comprenant les infrastructures de production, de transport puis de distribution.

La production d'électricité est aujourd'hui essentiellement « centralisée », à savoir produite au niveau d'importantes centrales, plus ou moins éloignées des lieux de consommation pour s'approcher de sources primaires (hydraulique) ou pour des questions de pollution (dégagement de gaz à effet de serre ou polluants) ou de sécurité (nucléaire). La production centralisée est connectée au réseau de transport. Elle s'associe à une autre dite « décentralisée », qui peut être directement connectée au réseau de distribution d'électricité ; elle est constituée d'une multitude de groupes disséminés à proximité des lieux de consommations. Les énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien) pouvant être plus facilement exploitées proches de ces lieux sont idéales pour ce type de production locale (même si les grands parcs éoliens terrestres et offshores sont raccordés au réseau de transport).

Le transport monodirectionnel de l'électricité, des lieux de production jusqu'aux lieux de consommations, est assuré par un ensemble d'infrastructures (lignes et postes de transformations) à haute tension, de façon à minimiser les pertes. Par des choix historiques liés à la minimisation des pertes de transport et à la méconnaissance des techniques d'élévation de tension en continu, l'électricité est majoritairement transportée sous forme de courant alternatif (AC) triphasé. Néanmoins, les progrès spectaculaires de l'électronique de puissance conduisent au fil des années à évoluer vers un transport de l'électricité

partiellement en continu haute tension (HVDC). La Figure 1.3 présente un schéma simplifié du réseau électrique en France avec les niveaux de tension correspondants. Le réseau de transport public est exploité par le gestionnaire du réseau de transport (GRT), en France RTE, tandis que le réseau de distribution est géré par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD), en France ENEDIS.

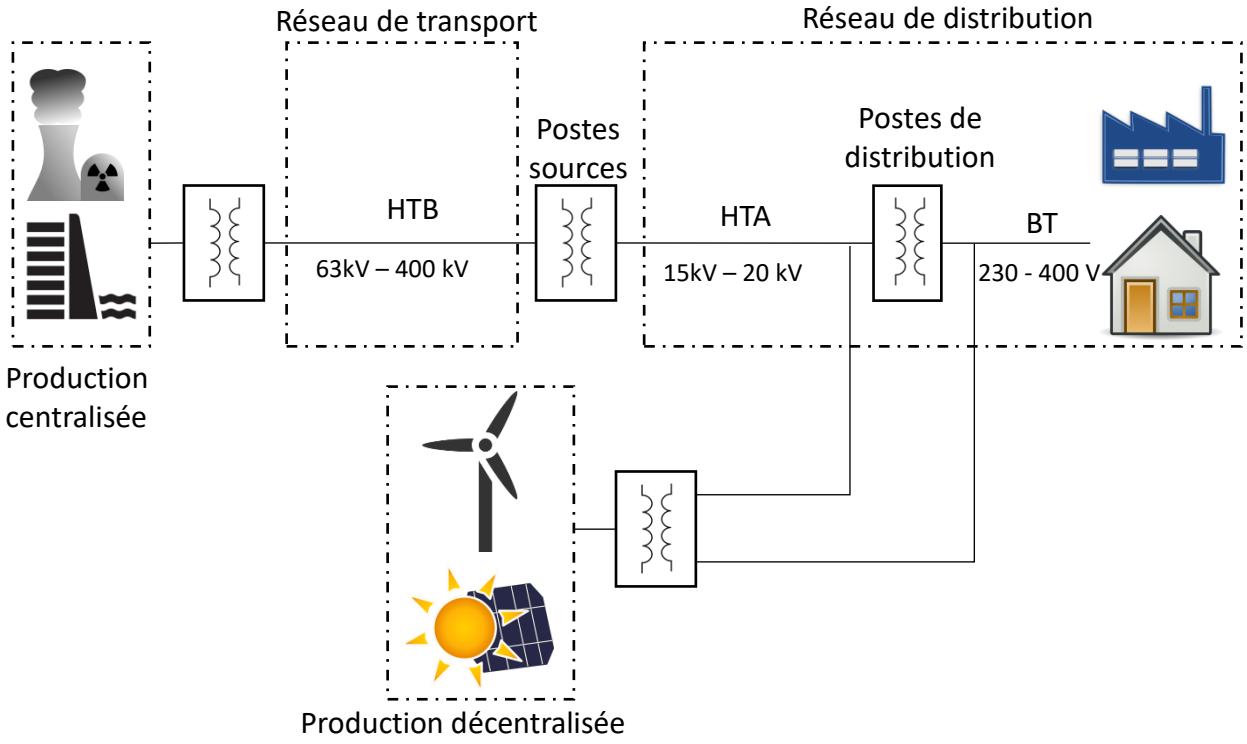


Figure 1.3. Schéma du réseau électrique français

Si la Figure 1.3 présente le schéma de principe du réseau français, il faut noter que son réseau est interconnecté avec tous ses voisins européens, au niveau du réseau de transport. Ainsi, excepté des îles éloignées (ex : Islande) du continent, aucun pays européen n'a un système électrique strictement indépendant de ses voisins. Il faut donc rigoureusement parler du réseau électrique européen dans son ensemble. Ce dernier est géré par l'ensemble des GRT qui sont regroupés depuis 2007 sous la bannière du Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (REGRT-E, ou plus couramment ENTSO-E en anglais). Ce système électrique Européen est très dense, l'ensemble des pays étant interconnectés, comme l'illustre la carte de la Figure 1.4. Seules les lignes de transport à haute tension sont représentées. Ce réseau aux multiples mailles assure un acheminement de l'électricité à près de l'ensemble de la population européenne, avec une sécurité et une résilience importante : tout problème sur une ligne ou dans une zone peut être pallié par un réacheminement de la production électrique via un autre chemin.

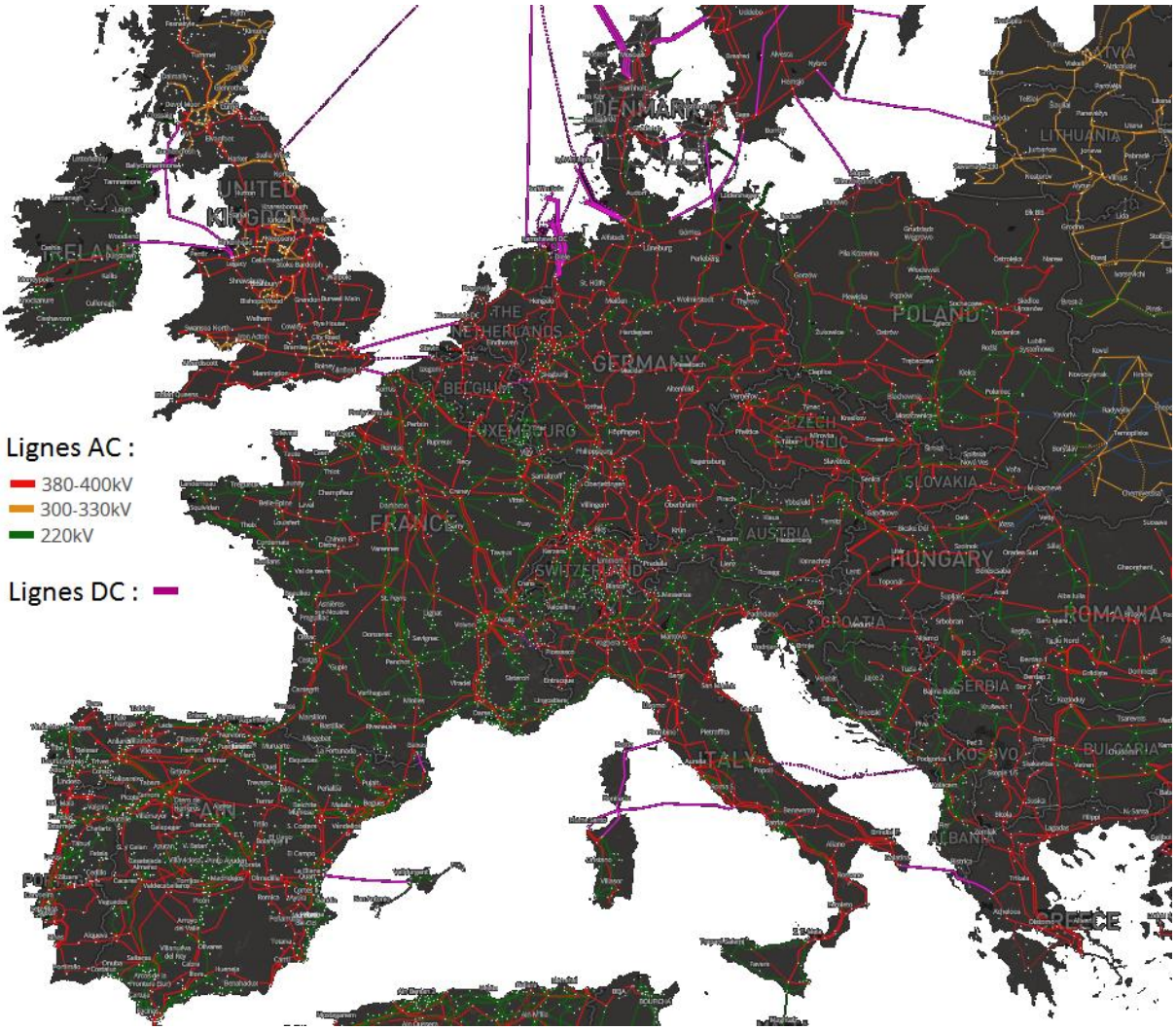


Figure 1.4. Extrait de la carte du réseau ENTSO-E [ENT18]

3. Couverture et qualité du réseau

L'électricité étant devenu un besoin vital, assurer son approvisionnement à la population est un objectif prioritaire pour les États. Il faut dans un premier temps assurer le développement du système électrique pour garantir un accès à l'électricité à l'ensemble des zones peuplées.

a. Taux d'électrification

La première condition pour un approvisionnement cohérent est le maillage efficace du réseau électrique sur l'ensemble du territoire de façon à ce que toute la population puisse avoir accès à l'électricité. Le taux d'électrification d'un pays exprime la part de population ayant accès au système électrique ramenée à la population totale. Si le « super-réseau » européen témoigne d'un taux d'électrification avoisinant les 100% dans les pays européens, il n'en va pas de même à tous les endroits du globe. Certains pays africains affichent par exemple un taux d'électrification théorique inférieur à 15% [IEA14] . La Figure 1.5 illustre la « désertification électrique » sur ce continent.

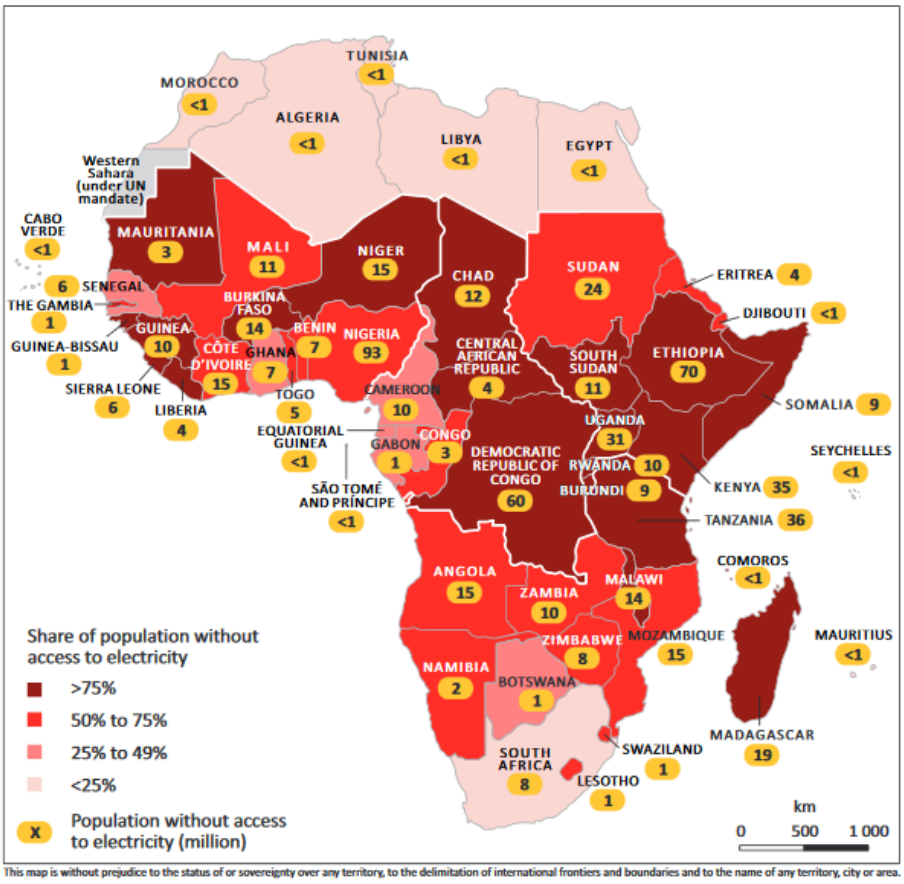


Figure 1.5. Pourcentage de la population ayant accès à l'électricité sur le continent africain - [IEA14]

D'autres zones géographiques, notamment en Amérique latine ont une couverture limitée du réseau avec de nombreuses zones non interconnectées (ZNI). L'exemple de la Colombie [COL18] est typique avec un taux de couverture réseau pour 48% du territoire mais pour 97% de la population avec des zones désertes nombreuses, notamment des zones rurales où la production se fait à partir de groupes électrogènes diesel. Certaines villes isolées de plusieurs dizaines de milliers d'habitants sont alimentées de cette façon.

S'ajoutent à ces ZNI les réseaux d'iles qui constituent par essence d'autres cas de réseaux isolés.

b. Taux de pertes

Les pertes d'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation sont essentiellement dues aux pertes par effet Joule. Plus la distance de transport est grande et la tension faible, plus ces pertes sont importantes. Et elles le sont d'autant plus sur un réseau vétuste dont les infrastructures de transport ne sont pas ou peu adaptées ; l'entretien du réseau électrique est donc essentiel. En France, en 2017, ces pertes s'élèvent à 2,23 % de l'injection totale (production + importation), soit 11,2 TWh [RTE17] . La Figure 1.6 illustre l'importance des taux de pertes sur les réseaux électriques africains : de 10% pour l'Afrique du Sud (22 TWh) jusqu'à près de 45% pour le Congo-Brazzaville en 2012.

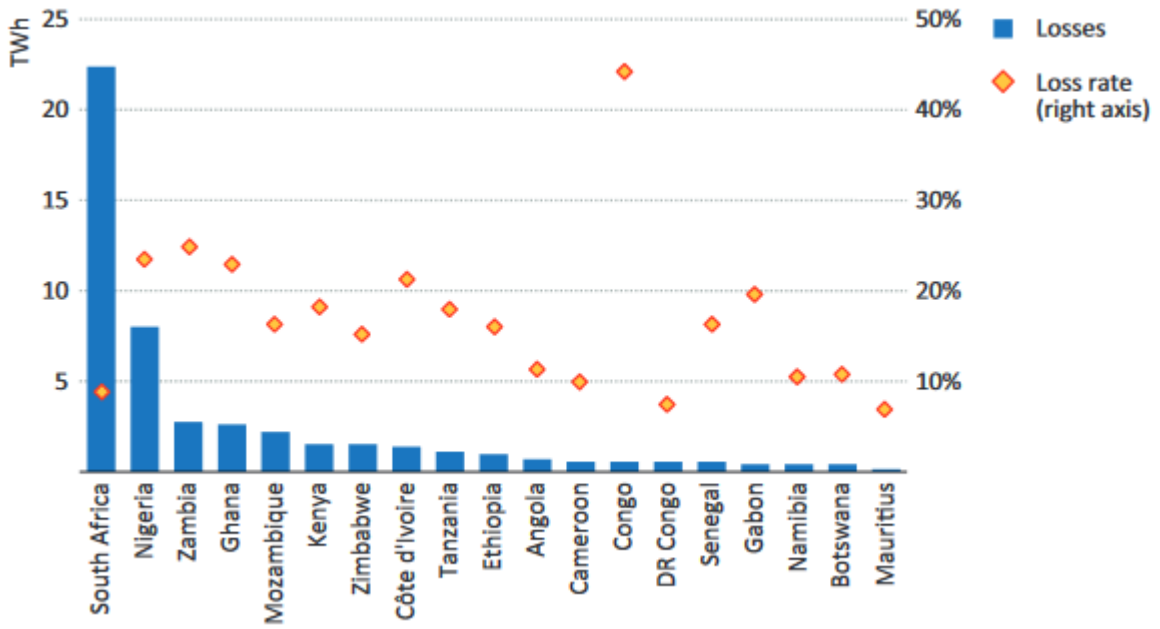


Figure 1.6. Pertes et taux de pertes sur les réseaux électriques africains - [IEA14]

c. Coupure du réseau

Même avec un accès au réseau électrique, l'approvisionnement n'est pas garanti en permanence. Des déséquilibres entre la production et la demande ou des incidents sur des portions du réseau peuvent engendrer des coupures chez l'utilisateur. Dans certaines ZNI, les coupures peuvent être quotidiennes et programmées, ne serait-ce que par souci d'économie. La qualité du réseau est donc définie par la continuité d'approvisionnement en électricité pour les usagers. Pour mesurer cette qualité, les GRD utilisent la durée et la fréquence moyennes annuelles de coupure par client (respectivement SAIDI et SAIFI en anglais pour «System Average Interruption Duration/Frequency Index»).

En France, la durée moyenne de coupure par usager basse tension était de 65 minutes en 2017 [ENE17]. Le nombre de coupures moyen par client et par année était de 2,48 (1,67 coupure brève inférieure à 3 minutes et 0,81 coupure longue).

Le Tableau 1.1 compare le SAIDI et le SAIFI de quatre états et montre ainsi les disparités sur la qualité d'approvisionnement à travers le monde.

	France [ENE17]	**Roumanie** [ROM16]	**Brésil** [JIC12]	**Japon** [OCC16]
SAIDI (minutes)	61,1	501	1100	21
SAIFI	2,5	4,97	11,3	0,13

Tableau 1.1. SAIDI et SAIFI pour 4 pays en 2015 (2010 pour le Brésil)

La différence entre la sûreté d'approvisionnement en France et en Roumanie illustre les écarts existants entre les différents réseaux électriques d'Europe [CEE16]. Ailleurs sur le globe, la qualité du réseau est très inégale : si le Japon fait figure de bon élève, les coupures sur le réseau Brésilien sont très fréquentes.

Au-delà des incidents physiques sur le réseau (tombée de la foudre ou d'un arbre sur une ligne), des coupures peuvent être déclenchées pour garantir l'équilibre des puissances sur le réseau ou pour préserver la fréquence nominale. Cet équilibrage, dans un contexte de densification de la production renouvelable intermittente, est au cœur des travaux présentés dans cette thèse.

B. Le futur : les objectifs, les enjeux

1. Le problème des gaz à effet de serre : de la prise de conscience à la transition.

L'entrée dans le 21ème siècle marque un accélérateur dans la prise de conscience de l'empreinte écologique de l'homme à l'échelle planétaire, notamment avec le réchauffement climatique mais aussi avec l'amenuisement des ressources naturelles. Les différents rapports du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) épinglent les émissions de gaz carbonés et établissent un lien de cause à effet direct entre les gaz à effet de serre émis par l'homme et le réchauffement de la planète [GIE13].

Les différentes Conférences des Parties (COP) sur les changements climatiques organisées chaque année depuis 1995 affichent une volonté d'intensifier les efforts internationaux pour lutter contre le réchauffement climatique, ou au moins de communiquer sur de futurs efforts. Le protocole de Kyoto de 1997 [ONU97] entérine un premier projet de réduction des gaz à effet de serre (GES). Si les objectifs de réduction ont été atteints par les trente-sept pays concernés – 5% de réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1990 entre 2008 et 2018 - cela a été jugé insuffisant vis-à-vis des effets sur le réchauffement climatique.

Dix-huit ans plus tard, la COP 21 a abouti à l'accord de Paris sur le climat [ONU15]. L'objectif affiché de ce dernier était de contenir « l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels ». Pour ce faire, l'accord ne contenait pas d'objectif chiffré de diminution des GES, mais enjoignait aux Parties de chercher à « parvenir au plafonnement mondial des émissions de gaz à effet de serre », selon la capacité des pays. L'accord ne définissait pas non plus de mesure coercitive pour s'assurer des efforts de chaque Partie, mais créait un « cadre de transparence », dans lequel les Parties doivent régulièrement communiquer sur leurs dispositifs mis en œuvre afin de réduire leur GES et les bilans associés. Aucune directive précise n'était donnée pour la réalisation des objectifs de diminution des GES ; ainsi, rien ne portait notamment sur la production d'électricité. Le rapport sur l'adoption de l'accord de Paris évoquait toutefois « la nécessité de promouvoir l'accès universel à l'énergie durable dans les pays en développement, en particulier en Afrique, en renforçant le déploiement d'énergies renouvelables ».

2. Législation en faveur de la transition énergétique : cas de la France

En France, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte entérine une volonté de lutter contre le changement climatique par l'évolution du secteur énergétique, tout en soutenant la « croissance verte » [LOI15] .

Plusieurs axes d'action sont avancés parmi lesquels : la rénovation des bâtiments, le développement de transports propres, la lutte contre le gaspillage, et enfin deux axes relatifs à l'évolution du réseau électrique, favoriser les énergies renouvelables et renforcer la sûreté nucléaire.

Parmi les objectifs de cette loi, on compte :

- Une diminution des émissions de GES de 40 % entre 1990 et 2030, et une division par quatre entre 1990 et 2050.
- Une réduction de la consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à 2012, avec un objectif intermédiaire de 30 % en 2030.
- Une réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012.
- Une augmentation de la part des EnR à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030. Pour réaliser cet objectif, les énergies renouvelables devront notamment représenter 40 % de la production d'électricité. À noter que, sachant que le déploiement de l'hydraulique est déjà quasi saturé aujourd'hui, cette évolution majeure repose essentiellement sur des sources intermittentes (solaire, éolien) qui mettent en question la stabilité du réseau futur.
- L'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer (réseaux insulaires) en 2030, avec comme objectif 50% d'EnR en 2020.

Pour parvenir à l'objectif de diminution des émissions de GES, la loi met donc notamment l'accent sur le développement des énergies renouvelables. Mais elle insiste également sur d'autres notions, telle que la maîtrise de la demande, via l'efficacité et la sobriété énergétique : la loi parle de développement de « territoires à énergie positive » pour des territoires s'engageant dans la minimisation de leur besoin énergétique, en maximisant l'efficacité et les EnR [REP17]. L'accent est également mis sur le développement des dispositifs de stockage, notamment par les batteries d'accumulateurs ou l'hydrogène décarboné.

3. Prospectives : étude de l'ADEME et Negawatt

Le consensus atteint sur la nécessité de réduire les émissions de GES et les différents objectifs posés amènent à des prospectives sur ce à quoi pourrait ressembler le réseau futur.

L'établissement public ADEME et l'association Negawatt ont notamment proposé des prospectives imaginant un mix énergétique de 80 à 100% renouvelable pour la France en 2050 [ADE15] , [NEG17] .

Pour réaliser un tel objectif, le scénario Negawatt (SnW) se fonde sur trois piliers : sobriété, efficacité et intégration des énergies renouvelables. La sobriété, vise à redéfinir nos besoins en énergie, et donc en électricité, en établissant une « pyramide des besoins », de la

consommation électrique nécessaire à la vie (chauffage, éclairage…) à celle inutile voire nocive (écrans de publicité…). L'efficacité vise à la réduction des pertes, notamment par la rénovation et l'isolation des bâtiments. Ces deux éléments, évoqués dans la loi de la transition énergétique et qui sont également au cœur de l'étude de l'ADEME, permettraient de diminuer la consommation d'électricité finale de 25% en 2050 par rapport à 2016 selon le SnW. Cette baisse de demande permettrait une baisse de la production de l'énergie thermique, notamment nucléaire, et donc de facto une augmentation de la part du renouvelable.

Mais les études évaluent également la faisabilité technico-économique d'une intégration d'EnR pouvant aller jusqu'à 100%. L'ADEME propose des modèles détaillés utilisant un pas de temps horaire et prenant en compte « la gestion du pilotage des différents moyens de production et de consommation, ainsi que leur répartition entre les régions, et la circulation des flux électriques ».

Si ces prospectives sont intéressantes et offrent une vision d'un potentiel futur système électrique, elles ont bien évidemment leurs limites. L'ADEME évoque notamment que « la modélisation au pas horaire ne permet pas d'évaluer la dynamique fine du réseau et sa stabilité, notamment vis-à-vis de phénomènes transitoires tels qu'une brusque chute de fréquence pouvant se produire en cas d'évènement exceptionnel. » Cette étude de la stabilité et de l'équilibre à la minute voire à la seconde est pourtant au cœur des problématiques des systèmes électriques futurs avec un fort taux de pénétration d'EnR, et est directement liée aux travaux présentés ici.

4. Synthèse des objectifs

Compte tenu de l'inégal accès à l'électricité dans le monde et de la volonté d'intégrer de façon majeure les énergies renouvelables au mix énergétique tout en allant vers plus d'efficacité, plusieurs axes se dessinent pour la réalisation de ces objectifs :

- L'électrification des « déserts électriques » : apporter l'électricité aux populations dans le besoin.
- Améliorer l'efficacité du système, diminuer les pertes et les coupures.
- Contenir et mieux gérer la demande.
- Intégrer plus d'énergie renouvelable.
- Garantir la sûreté d'approvisionnement : la maintenir dans les réseaux développés malgré l'intégration massive d'EnR intermittentes et l'apporter dans les réseaux en développement.

Parmi toutes ces évolutions, une solution à la réalisation de ces différents objectifs est notamment le déploiement des microréseaux intelligents.

C. Les microréseaux intelligents

Les microréseaux sont des sous-systèmes du réseau électrique, où les moyens de production sont à proximité immédiate des lieux de consommation et qui intègrent une gestion énergétique spécifique destinée à augmenter le degré d'autonomie énergétique par la réponse à des « services au réseau ». Les microréseaux intelligents se caractérisent le plus souvent par leur capacité à « l'îlotage », c'est-à-dire à être capables de fonctionner de façon autonome, par exemple lors d'une coupure du réseau (black-out). Un microréseau peut permettre, par exemple, l'alimentation d'un refuge, d'une maison ou d'un village, d'une île ou d'un site tertiaire. Ces derniers peuvent donc être raccordés au « super-réseau » principal ou autonomes (ils sont alors dénommés microréseaux « îlotés »). Le développement de ces derniers intéresse nombre d'États, et notamment l'Union Européenne avec ses projets «Microgrids» et «More microgrids» [UE08].En effet, ces microréseaux sont une solution, en accord avec les principaux axes d'action cités ci-dessus, afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES.

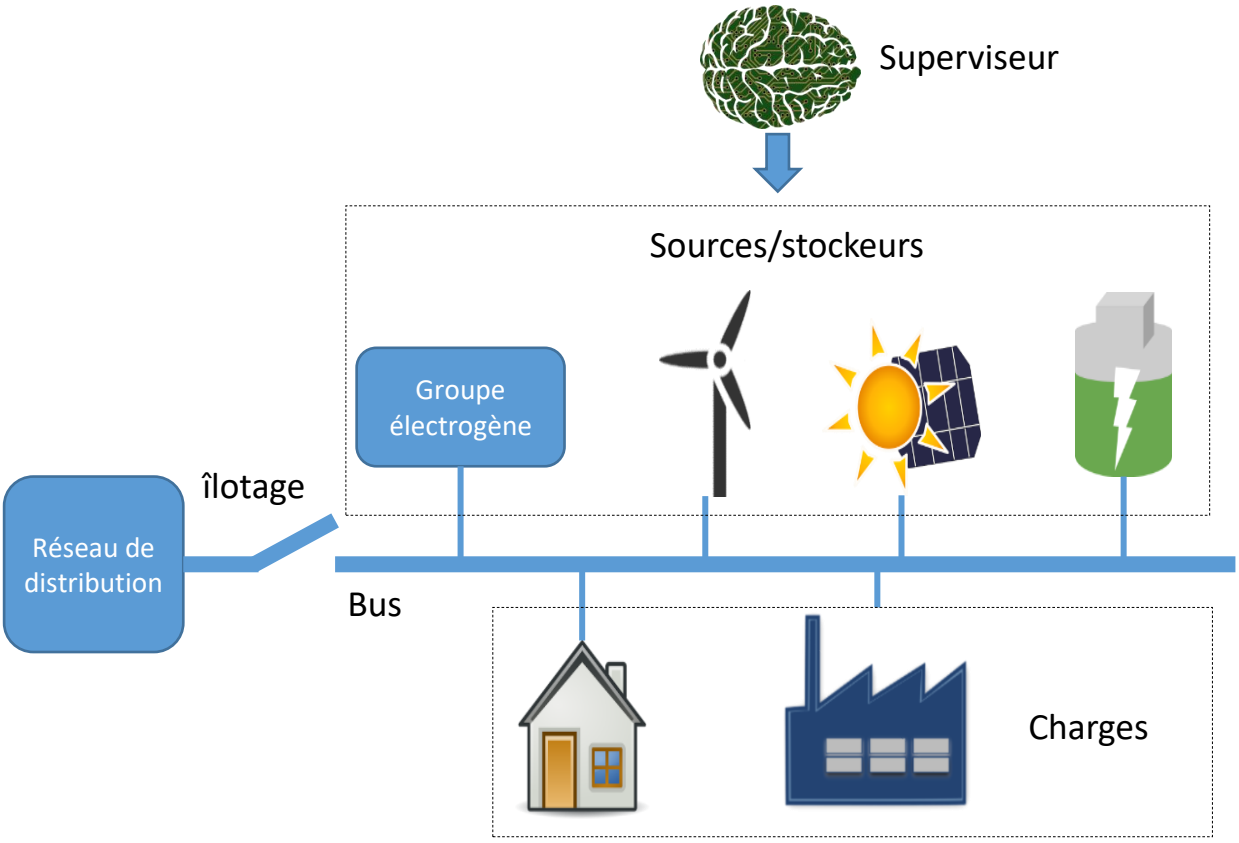


Figure 1.7. Schéma d'un microréseau

1. Intérêt des microréseaux

a. Électrification des ZNI, sans accès au réseau électrique principal

Les microréseaux peuvent, par définition, être installés en toute zone géographique selon les besoins. Ils peuvent donc permettre l'accès à l'électricité à toute population éloignée des infrastructures d'un grand réseau classique :

- habitation dans un lieu escarpé, par exemple : refuge de montagne
- village isolé du grand réseau
- île [HER17]
- site tertiaire [RIG14]

b. Minimisation des pertes et gestion de la demande

Un microréseau électrique d'échelle réduite implique une distance de transport moindre entre production et consommation. Les pertes associées seront donc minimisées. La prévision de la consommation est également plus aisée, ce qui facilite l'optimisation de la gestion de la production.

La proximité production/consommation implique un contact plus facile entre les acteurs de production, le gestionnaire et les usagers. Il est possible d'envisager des microréseaux collaboratifs, avec une importante participation des consommateurs et une utilisation horizontale des données de production et consommation. L'effacement d'une partie de la consommation de la part d'un usager en réponse à un signal serait ainsi facilité. La gestion des microréseaux peut aussi s'opérer via des organismes dédiés comme les agrégateurs.

c. Intégration des sources d'énergie renouvelables intermittentes

Les sources d'énergie renouvelable intermittentes, à savoir les turbines éoliennes et les panneaux photovoltaïques (PV), peuvent s'intégrer dans un microréseau électrique proche des lieux de consommation. Ces sources n'émettent pas de GES, par définition et ne présentent pas non plus de risques importants pour la population. De plus, les infrastructures ne nécessitent pas de grands chantiers et une modification de la topologie du terrain, comme les barrages hydroélectriques. Les panneaux PV peuvent même être facilement intégrés sur les toitures des bâtiments. Ces derniers sont quasi exclusivement intégrés au réseau de distribution tandis que les parcs éoliens peuvent être, selon leur taille, connectés aux réseaux de distribution ou de transport, même si la vocation des microréseaux privilégie soit l'autonomie soit une connexion au réseau de distribution.

Le développement des microréseaux est donc corrélé à celui des panneaux PV et des turbines éoliennes.

d. Sûreté d'approvisionnement

Un microréseau îloté peut assurer localement l'approvisionnement en électricité en cas de coupure sur le réseau principal, et donc améliorer la résilience du système de distribution global.

Au-delà des coupures dues à une dégradation accidentelle (foudre, etc), il convient de garantir à chaque instant l'équilibre entre production et demande pour garantir la sûreté d'approvisionnement. Or, le fort taux de pénétration d'énergie renouvelable intermittente dans les microréseaux vient perturber les moyens de contrôle habituels pour assurer cet équilibre et présente donc un défi technique.

2. Les Défis techniques : la fourniture des « services système »

Un système électrique doit garantir un certain nombre de « services système » afin d'assurer la qualité de l'approvisionnement en électricité. Il faut notamment équilibrer à chaque instant les puissances réactives et actives produites avec celles demandées pour respectivement garantir les niveaux de tension et de fréquence du réseau. Un microréseau connecté au grand réseau classique dépendra de ce dernier pour contribuer à la fourniture de ces différents services. Néanmoins, un microréseau îloté doit pouvoir garantir seul la stabilité et la performance.

Plusieurs échelles de temps et de prévisions existent pour la fourniture de ces services, au premier rang desquels l'équilibre des puissances :

- Sur du moyen et long terme (échelle de l'heure, de la journée jusqu'à l'échelle du mois), il faut pouvoir garantir une production cohérente avec la consommation. Ce qui implique une prévision de la consommation en amont, et l'établissement de plans de production. Pour assurer la continuité de production d'un microréseau îloté, les sources renouvelables devront être complétées par des moyens de stockage. Si les moyens de stockage à grande échelle sur le « super réseau » sont presque exclusivement les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), plusieurs solutions existent pour des échelles plus réduites : batteries d'accumulateurs, super condensateurs, volants d'inertie et stockage par hydrogène. Le développement des microréseaux va donc de pair avec une gestion intelligente des moyens de stockage.

- Sur du court terme (à l'échelle de la seconde et de la minute), un microréseau AC doit garantir la tenue en fréquence et en tension en assurant l'équilibre des puissances. Un fort taux d'intégration d'énergies renouvelables intermittentes complique les stratégies de contrôle habituelles, puisqu'il faut prendre en compte la fluctuation de ces dernières pour la fourniture des services système : c'est un point majeur traité dans cette thèse. De plus, l'arrivée progressive de dispositifs d'électronique de puissance dans les microréseaux implique également de repenser les moyens de gestion en vigueur sur les grands réseaux classiques.

C'est ici que s'inscrivent les propos de l'ADEME sur les limites de son étude prospective avec une modélisation au pas horaire des réseaux du futur. En effet, si la prévision à long terme et la gestion à la journée des services système semblent bien maîtrisées, les enjeux techniques du futur relèvent davantage de la fourniture de ces services à très court terme.

Le présent écrit s'intéresse en particulier à l'équilibre des puissances actives ainsi qu'à la régulation de la fréquence dans un microréseau îloté avec un fort taux de pénétration d'EnR.

II. Le réglage de fréquence : nouveaux enjeux liés à la disparition de l'inertie

A. Principe de réglage du réseau actuel

Un réseau électrique doit assurer l'équilibre entre la production et la demande de puissance (active et réactive) afin d'assurer la stabilité de la fréquence et de la tension. En France, la fréquence nominale est de 50 Hz et les différents niveaux de tension sont donnés à la Figure 1.3.

Les sources de tension, créatrices du réseau, permettent d'imposer et de stabiliser ces paramètres, en plus d'injecter une puissance. Dans le réseau classique, ces sources sont essentiellement les centrales hydrauliques, thermiques à flamme (charbon, gaz ou fuel) et nucléaires.

Quelle que soit la centrale, le principe est équivalent : un fluide fait tourner une turbine qui entraine un alternateur créant une tension triphasée. Dans le cas d'une centrale hydraulique, ce fluide est l'eau liquide du réservoir, dont le débit est régulé à l'aide de vannes. Dans le cas d'une centrale thermique à flamme, le fluide est l'eau gazeuse, chauffée à l'aide d'un combustible dans une chaudière et envoyée sous pression dans la turbine. La centrale nucléaire est également une centrale thermique, reposant sur le même principe de fonctionnement, mais l'eau est chauffée à l'aide du réacteur nucléaire.

Si les centrales hydrauliques et les centrales thermiques à flamme sont pilotables et peuvent facilement modifier leur production, la centrale nucléaire présente une certaine rigidité d'action pour des soucis de sécurité, même si certains cœurs nucléaires ont des capacités d'ajustement à l'échelle de la journée.

1. L'inertie d'un alternateur de groupe tournant

Le point commun de toutes ces centrales est qu'elles produisent de l'électricité à l'aide d'un alternateur. Ce dernier est une machine synchrone à rotor bobiné, qui sera modélisée en détail dans le chapitre 2.

En transformant la puissance mécanique fournie par la turbine au rotor en une puissance électrique côté stator, cet alternateur est le cœur de la production d'électricité. Ainsi, pour garantir l'équilibre des puissances sur le réseau, il faudra envoyer plus ou moins de puissance mécanique à la machine synchrone.

Dans une machine électrique, la transmission de puissance est gouvernée par l'équation suivante, dérivant du premier principe fondamental de la dynamique :

$$J \cdot \frac{d\Omega_m}{dt} + \mu \cdot \Omega_m = C_m - C_e \tag{1.1}$$

Ω_m : vitesse du stator en rad/s ;
C_m : couple mécanique appliqué sur le rotor par la turbine ;
C_e : couple électrique résistant appliqué sur le rotor par le champ du stator ;
J : inertie de la turbine et du rotor, ramenée côté rotor

μ : constante de frottement de la machine. Très faible dans le cas de grands alternateurs.

En négligeant les pertes électriques au sein de la machine, en considérant $\mu \approx 0$ et en notant Pm la puissance mécanique apportée par la turbine et Pe la puissance active électrique demandée côté réseau, l'équation (1.1) devient :

$$\mathrm{J} \cdot \Omega_m \cdot \frac{d\Omega_\mathrm{m}}{dt} = P_m - P_e \tag{1.2}$$

Soit :

$$\frac{J}{2} \cdot \frac{d\Omega_\mathrm{m}^2}{dt} = P_m - P_e \tag{1.3}$$

La constante d'inertie H est définie comme l'énergie cinétique stockée dans le groupe tournant à sa vitesse normale de fonctionnement ramenée à la puissance apparente nominale du réseau, et est exprimée en seconde.

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \cdot \Omega_0{}^2}{S_n} \tag{1.4}$$

Avec Ω_0 la vitesse synchrone de la machine. De façon à pouvoir exprimer toutes les constantes d'inerties par rapport à la même puissance, S_n est définie comme une puissance nominale du réseau, ou bien une charge nominale. L'équation (1.3) devient :

$$H \cdot \frac{d\Omega_\mathrm{m}^2}{dt} = \frac{\Omega_0^2}{S_n} \cdot (P_m - P_e) \tag{1.5}$$

Cette équation est alors écrite avec les variables en per unit (pu) : une variable X ayant une valeur nominale X_n a pour variable correspondante en pu $X_{pu} = \frac{X}{X_n}$. Ainsi :

$$H \cdot \frac{d\Omega_{\mathrm{m_{pu}}}^2}{dt} = P_{m_{pu}} - P_{e_{pu}} \tag{1.6}$$

La vitesse du rotor étant proportionnelle à la fréquence électrique, $\Omega_{m_{pu}} = f_{pu}$. :

$$H \cdot \frac{df_{pu}^2}{dt} = P_{m_{pu}} - P_{e_{pu}} \tag{1.7}$$

En notant δf_{pu}les variations de fréquences autour de 50 Hz, sachant que 50 Hz correspond à 1 pu (fréquence nominale du réseau) :

$$f_{pu} = 1 + \delta f_{pu} \tag{1.8}$$

Même pour des variations de puissance importantes, les variations de fréquences restent très faibles par rapport à la fréquence désirée f_0 de 50 Hz. En effet, pour ne pas perdre le synchronisme du réseau, les variations sont inférieures à 10 %. Par conséquent :

$$f_{pu}^2 = 1 + 2\delta f_{pu} + \delta f_{pu}^2 \approx 1 + 2\delta f_{pu} \tag{1.9}$$

L'équation (1.7) peut donc se linéariser comme suit :

$$2H \cdot \frac{d\delta f_{pu}}{dt} = P_{m_{pu}} - P_{e_{pu}} \tag{1.10}$$

L'équation (1.10) explique l'interaction entre la variation de fréquence et l'équilibre des puissances actives sur un réseau créé par une machine synchrone de constante d'inertie H. Si la puissance mécanique fournie à l'alternateur est supérieure à la puissance électrique demandée par le réseau, la fréquence augmente. Inversement, si la puissance électrique est supérieure à la puissance mécanique, la fréquence chute. Cette variation est plus ou moins importante suivant la constante d'inertie H. Plus cette dernière est grande, moins la vitesse de l'alternateur est sensible aux déséquilibres de puissance.

Même si, transitoirement, chaque alternateur connecté au réseau impose une fréquence légèrement différente du fait des inerties propres à chacun des groupes tournants, cette fréquence tend toujours vers une seule et même valeur dans tout le réseau électrique : les alternateurs fonctionnent en synchronisme. De ce fait, pour un réseau créé par N alternateurs de constante d'inertie H_k, l'équation (1.10) peut se sommer de façon à exprimer un lien entre l'équilibre des puissances actives sur tout le réseau électrique et la fréquence du réseau :

$$\begin{cases} 2\,H_{eq} \cdot \dfrac{d\delta f_{pu}}{dt} = P_{m_{tot_{pu}}} - P_{e_{tot_{pu}}} \\ H_{eq} = \displaystyle\sum_{k=1}^{N} H_k \end{cases} \tag{1.11}$$

La constante d'inertie équivalente H_{eq} représente toute l'énergie cinétique stockée dans les N groupes tournants du réseau électrique, ramenée à la charge nominale du réseau. La constante d'inertie équivalente dépend donc du nombre d'unités de production connectées au réseau à un instant donné. Typiquement, H_{eq} est de l'ordre de 5 s sur le réseau européen [ENT16].

L'équation (1.11) traduit la sensibilité de la fréquence du réseau à un déséquilibre production/demande. Pour un déséquilibre de puissance active donné ΔP_{pu} ($= P_{m_{tot_{pu}}} - P_{e_{tot_{pu}}}$), le taux de changement de fréquence ou rate of change of frequency (ROCOF) peut être défini comme :

$$ROCOF = \frac{d\delta f}{dt} = -\frac{f_0 \cdot \Delta P_{pu}}{2H_{eq}} \tag{1.12}$$

Pour un déséquilibre de puissance de 0,1 pu, le ROCOF serait donc de 0,5 Hz/s sur le réseau européen.

Ainsi, chaque alternateur nécessite une régulation en vitesse (et donc en fréquence), afin de garantir l'équilibre des puissances actives et le respect de la fréquence nominale.

2. Régulation de fréquence et équilibre des puissances actives

Le principe de la régulation de fréquence est d'ajuster la puissance mécanique fournie à l'alternateur en fonction de sa vitesse de rotation, de façon à garantir l'équilibre des puissances actives tout en conservant une fréquence nominale. Cet équilibre entre puissance produite et demandée doit être assuré à chaque instant sur le réseau ; il existe donc plusieurs échelles de temps pour ce réglage.

Une prévision de la consommation en amont permet de dresser un plan de production en avance afin de respecter au mieux cet équilibre. Ces prévisions relèvent de la planification dans le temps : prévision pour le mois suivant, la semaine ou le lendemain, à ajuster d'heure en heure en fonction des besoins. Si une supervision assure cette tâche sur le long terme, cette dernière peut difficilement assurer un bon équilibre entre production et demande à l'échelle de la minute, voire de la seconde.

Pour assurer à chaque instant l'équilibre dynamique malgré les fluctuations de la charge, ou en cas d'évènements imprévus (perte d'un groupe, etc.), seule la régulation de vitesse propre à chacun des groupes tournants permet une réaction à l'échelle de la seconde et de la minute.

Ce réglage de fréquence est généralement découpé en 3 temps : les réglages primaire, secondaire et tertiaire. Plusieurs définitions existent pour fixer les champs d'application de ces trois types de réglage. Trois définitions courantes sont proposées ici et seront celles utilisées pour le reste de l'étude [BOR05-1].

a. Réglage primaire

L'objectif du réglage primaire est de rétablir l'équilibre des puissances actives dans les secondes qui suivent le déséquilibre. Le réglage primaire consiste à injecter une puissance active supplémentaire proportionnelle à l'écart de fréquence du réseau. Du point de vue de la commande de la machine synchrone, il s'agit d'une régulation proportionnelle de vitesse. Ainsi, la consigne de puissance à fournir à l'alternateur par la turbine est calculée comme suit :

$$P^*_{m_{pu}} - P_{0_{pu}} = \delta P^*_{m_{pu}} = -\frac{\delta f_{pu}}{s} \tag{1.13}$$

où s est défini comme le gain de statisme du groupe tournant et $P_{0_{pu}}$ correspond à la puissance de consigne du groupe en pu, hors participation au réglage primaire. La Figure 1.8 résume ce principe de réglage pour un groupe. Une bande morte Δf_m est éventuellement ajoutée afin de ne pas provoquer une régulation intempestive pour de petites variations autour de 50 Hz. La réserve primaire est définie comme la différence entre la puissance maximale P_{max} d'un groupe et sa puissance de consigne P_0. En deçà d'une puissance minimale $P_{min,}$ le groupe est déconnecté.

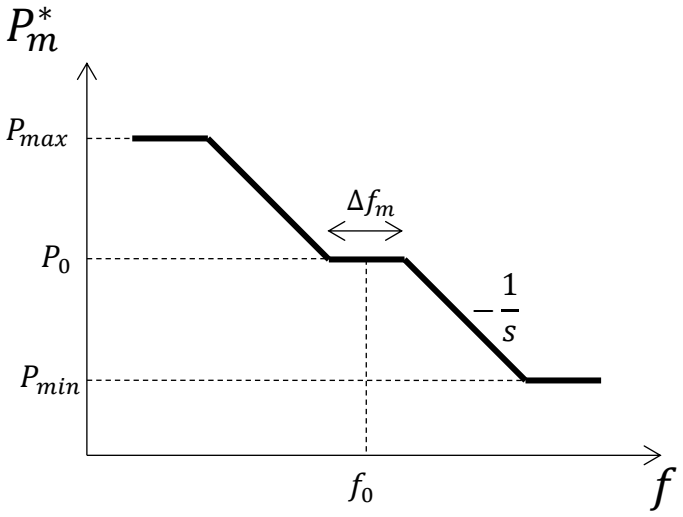


Figure 1.8. Principe du réglage primaire sur un groupe tournant

En considérant que tous les groupes sont à la même fréquence de fonctionnement, l'équation (1.13) peut se sommer pour tous les alternateurs afin d'exprimer le résultat de la régulation primaire de fréquence sur le réseau :

$$\begin{cases} \delta P^*_{m_{tot_{pu}}} = -\dfrac{\delta f_{pu}}{s_{eq}} \\ \dfrac{1}{s_{eq}} = \displaystyle\sum_{k=1}^{N} \frac{1}{s_k} \end{cases} \tag{1.14}$$

où s_{eq} est le statisme équivalent de l'ensemble des alternateurs, qui lie l'écart entre les puissances actives fournies et de référence avec l'écart de fréquence par rapport à la fréquence nominale.

Plutôt que le statisme, les gestionnaires du réseau utilisent plus volontiers la notion d' « énergie réglante primaire » K_{eq} avec :

$$\mathrm{K_{eq}} = \frac{P_0}{s_{eq} \cdot f_0} \tag{1.15}$$

où P_0 désigne le plan de puissance active programmé sur l'ensemble du réseau. En France, cette énergie réglante primaire varie entre 8000 et 15000 MW/Hz selon la charge [RTE04]. Cela signifie qu'il faudrait une perturbation de 8000 ou 15000 MW pour faire baisser la fréquence de 1 Hz après régulation primaire.

Ce statisme (ou énergie réglante) doit être réglé de façon à ce que l'écart en fréquence n'excède pas des bornes limites et que l'équilibre de puissance active soit retrouvé en quelques secondes ou dizaines de secondes. La rapidité d'exécution dépend de la réactivité des sources. En effet, pour une consigne de puissance $\delta P^*_{m_{tot_{pu}}}$, il faut attendre l'action du procédé hydraulique ou thermique pour l'envoie effectif de la puissance mécanique à

l'alternateur. De ce fait, pour un groupe donné, l'action du réglage primaire peut se résumer ainsi :

$$\delta P_{m_{pu}} = \delta P^*_{m_{pu}} T(p) = -\frac{\delta f_{pu}}{s} \cdot T(p) \tag{1.16}$$

où T(p) représente la fonction de transfert du procédé thermique ou hydraulique en question, liant la puissance mécanique effectivement envoyée à la puissance de consigne.

b. Réglage secondaire

Une fois le réglage primaire terminé, un écart de fréquence persiste. L'objectif du réglage secondaire est de réinitialiser la fréquence à sa valeur nominale de façon à garantir la qualité du réseau. Ce réglage peut être fait localement, à partir d'une action intégrale et de la mesure de la vitesse (image de la fréquence) de chaque groupe tournant. Cependant, des erreurs de mesure locales sur la vitesse peuvent entraîner une divergence des différentes actions intégrales. C'est pourquoi ce réglage est le plus souvent centralisé : un opérateur fourni une consigne dépendant d'une mesure globale de la fréquence aux différents groupes pour qu'ils adaptent en conséquence leur puissance active.

Si les erreurs de mesure sont négligeables, l'action intégrale du réglage secondaire peut être associée à l'action proportionnelle du réglage primaire. Du point de vue de la commande de la machine, les régulations primaire et secondaire peuvent alors être vues comme une régulation PI :

$$\delta P^*_{m_{pu}} = -K_i \cdot \int \delta f_{pu} dt - \frac{\delta f_{pu}}{s} \tag{1.17}$$

K_i est le gain intégral responsable de la régulation secondaire. L'objectif étant de réinitialiser la fréquence en quelques minutes, cette action doit être lente par rapport à l'action proportionnelle. Le gain K_i doit de ce fait être beaucoup plus petit que le gain proportionnel ($= \frac{1}{s}$).

Cette régulation permet à chacun des groupes de modifier automatiquement sa puissance de consigne pour rétablir la fréquence. Néanmoins, sur un réseau interconnecté comme le réseau européen, la fréquence n'est pas le seul paramètre à rétablir après le réglage primaire. En effet, suite à une perturbation dans un pays donné, les pays voisins sont également amenés à participer à l'équilibrage, du fait de l'interconnexion. Le réglage secondaire permet dans ce cas également de rétablir les flux de puissance inter-états à leur valeur d'origine. La stratégie de régulation décrite en (1.17) n'est alors plus satisfaisante pour réaliser cette fonction. Néanmoins, cette régulation est suffisante pour mener à bien les présents travaux qui ne s'intéressent pas aux problématiques d'échanges de puissance entre pays. De plus amples détails sont toutefois donnés dans [BOR05-2].

c. Réglage tertiaire

Pour assurer les réglages primaires et secondaires, une certaine réserve de puissance doit être instantanément disponible. Chaque groupe tournant doit avoir une marge de manœuvre et pouvoir augmenter ou diminuer la puissance active fournie pour assurer ces régulations. Le

réglage tertiaire permet de reconstituer les réserves primaires et secondaires après les régulations sus-citées. Il ne s'agit plus ici d'une régulation automatique, mais d'un réajustement du plan de production dans les dizaines de minutes qui suivent un déséquilibre important. Ce réglage peut permettre également de désengorger certaines portions du réseau en réorientant le flux de puissance de façon adéquate.

Les travaux de cette thèse ne s'intéressent qu'aux régulations automatiques permettant de garantir l'équilibre dynamique des puissances actives : nous nous limitons donc aux réglages primaire et secondaire.

d. Délestage de charge

Dans le cas de chute de fréquence trop importante, si le réglage primaire n'est pas assez rapide ou si la réserve de puissance n'est pas suffisante, des charges peuvent être délestées pour revenir à l'équilibre et préserver d'autres charges prioritaires d'une dégradation trop importante de la fréquence.

En France, les charges sont regroupées selon 5 échelons et les délestages sont organisés selon le Tableau 1.2.

Tableau 1.2. Échelons de délestage

	Fréquence de délestage des charges
Échelons 1 et 2	49 Hz
Échelon 3	48 Hz
Échelon 4	47,5 Hz
Échelon 5	Prioritaire, jamais délesté

L'objectif pour la régulation primaire est donc notamment d'éviter de passer en dessous des fréquences limites de façon à éviter les coupures aux consommateurs.

e. Auto-réglage de la charge

Dans l'équation (1.11), la puissance électrique demandée par la charge est invariable suivant la fréquence : ceci est en effet le cas pour la plupart des charges résistives (chauffage, éclairage). Néanmoins, la puissance demandée par les charges tournantes (moteurs électriques) varie quelque peu suivant la fréquence. Si cette dernière chute, les groupes tournants consomment légèrement moins, ce qui représente un léger facteur d'amortissement à l'échelle du système électrique. Ainsi, l'équation (1.11) devient :

$$2 \sum_{k=1}^{N} H_k \cdot \frac{d\delta f_{pu}}{dt} = P_{m_{tot_{pu}}} - P_{inv_{pu}} - D_f \cdot \delta f_{pu} \qquad (1.18)$$

où P_{inv} représente la puissance active demandée invariante suivant la fréquence, et $D_f \delta f_{pu}$ la puissance électrique absorbée par les charges tournantes, avec D_f le coefficient d'autoréglage de la charge. De ce fait, même sans régulation, la fréquence du réseau tend vers une valeur définie par D_f pour un écart de puissance donné :

$$\delta f_{pu_\infty} = \frac{P_{m_{tot_{pu}}} - P_{inv_{pu}}}{D_f} \tag{1.19}$$

L'ordre de grandeur du coefficient d'autoréglage sur le réseau européen est de 0,5 à 1 pu. Ainsi, pour un faible déséquilibre de puissance active de 0,1 pu, la fréquence du réseau chuterait entre 40 et 45 Hz, donc largement en deçà de la bande de fréquence admissible.

Du fait de sa faible influence sur les microréseaux étudiés, cet auto-réglage est négligé par la suite.

B. Évolution du réseau : de moins en moins d'inertie…

Le réseau du futur est amené à intégrer de plus en plus de sources d'énergie renouvelables intermittentes. Le remplacement progressif des groupes thermiques classiques par ce type de sources amène un certain nombre de contraintes sur le réglage de fréquence [ENT16].

1. Baisse de la réserve primaire

Le réglage de fréquence évoqué précédemment doit être réalisé par des sources pouvant adapter facilement leur puissance active produite, de façon à participer à la réserve primaire à chaque instant. Les sources pouvant adapter leur production rapidement suivant une consigne donnée sont dites « pilotables ». Le Tableau 1.3 présente une liste de sources renouvelables non émettrices de CO_2 : seules le thermique solaire (centrale solaire à concentration) et les centrales hydrauliques avec retenue sont pilotables en l'état actuel et peuvent donc garantir une réserve primaire.

Tableau 1.3. Pilotage des sources renouvelables

Source	Pilotable ?
Éolienne	Non
Solaire PV	Non
Solaire Thermique	Oui
Fil de l'eau	Non
Centrale hydraulique avec retenue (dont STEP)	Oui
Géothermie	Non
Marine	Non

Les sources solaire PV et éolienne sont dites « fatales », à savoir qu'elles exploitent une énergie impossible à stocker dans sa forme brute (vent, soleil). Pour ne pas perdre cette énergie disponible, les turbines éoliennes et les générateurs PV sont commandés de façon à extraire le maximum de puissance électrique disponible à un moment donné par une commande de type « Maximum Power Point Tracking » (MPPT).

Dans ce mode de régulation, le PV et l'éolien ne peuvent donc pas avoir de marge de manœuvre (réserve primaire) pour participer à l'équilibre des puissances actives via la régulation de fréquence. La commande par MPPT peut toutefois être dégradée en cas d'augmentation de la fréquence du réseau, même si ce procédé ne relève pas d'un réglage primaire en tant que tel. Ainsi, en l'état, le remplacement de groupes thermiques par des centrales éoliennes ou PV fonctionnant en MPPT conduit soit à l'augmentation de la part de réserve primaire allouée aux groupes tournants restants, soit à la baisse de la réserve primaire globale du réseau.

2. Augmentation de la sensibilité de la fréquence aux déséquilibres de puissance (ROCOF)

Le solaire, le PV et les moyens de stockage qui leurs sont associés partagent la particularité d'être connectés au réseau via des dispositifs d'électronique de puissance (onduleur) et donc de ne pas être liés au réseau par l'équation (1.10). De ce fait, ces sources n'ajoutent pas d'inertie au réseau. Le remplacement progressif des groupes thermiques synchrones entraine donc une baisse de la constante d'inertie équivalente H_{eq}. La fréquence est ainsi plus sensible aux déséquilibres de puissances, donc plus susceptible de varier au-delà des limites admissibles.

3. Sensibilité des microréseaux aux instabilités

Les microréseaux sont davantage sensibles à ces variations de fréquence que les grands réseaux interconnectés. En effet, au regard de la puissance consommée sur le réseau, la part de puissance produite par une centrale est relativement plus importante sur un réseau de petite taille que sur un grand réseau. La perte d'un groupe ou d'une partie du réseau représente une perte de production proportionnellement plus importante sur un microréseau et entraine donc de plus amples perturbations. De ce fait, la baisse de la réserve primaire et l'augmentation du ROCOF ont un impact plus important sur les petits réseaux îlotés. Une comparaison chiffrée est notamment réalisée dans les travaux de G. Delille [DEL11] , entre le super réseau Européen (représenté à l'époque de l'étude par l'UCTE et non ENTSO-E), et le réseau insulaire de la Guadeloupe. Le Tableau 1.4 résume la comparaison effectuée.

Tableau 1.4. Comparaison des réseaux européen et guadeloupéen - [DEL11]

	Super réseau européen	**Guadeloupe**
Charge nominale en période creuse	250 GW	150 MW
Incident de référence	3000 MW	25 MW
Énergie réglante primaire	15000 MW/Hz	70 MW/Hz
Inertie Équivalente	6s	3,5s
ROCOF pour l'incident de référence	-0,05 Hz/s	-1,2 Hz/s
Fréquence après réglage primaire pour l'incident de référence	49,8 Hz	49,6 Hz
Seuil du 1er échelon	49 Hz	48,5 Hz

Si l'incident de référence (perte des deux groupes les plus importants) est plus de cent fois plus grand sur le réseau européen, il ne représente que 1,2% de la charge nominale en période

creuse (250 GW). En revanche, l'incident de référence guadeloupéen représente 16,7 % de la charge nominale : ce dernier est donc plus impactant. Cet écart relatif se retrouve également sur l'énergie réglante primaire. Pour pallier à une chute de 1 Hz, le réseau européen libérera 15000 MW, soit 6% de la charge nominale. Le réseau guadeloupéen libérera quant à lui 70 MW, soit 46,7 % de la charge nominale. Pour garantir le maintien de la fréquence dans des bornes acceptables, le système électrique guadeloupéen devra donc disposer d'une réserve primaire relative nettement plus importante que celle du réseau européen.

De même, l'inertie équivalente du réseau guadeloupéen est près de deux fois plus faible, alors même que l'impact de référence est relativement plus important. Ceci conduit à un ROCOF 24 fois plus élevé que pour le réseau européen. Pour l'impact de référence, il suffit donc de 1,25 seconde pour que la fréquence du réseau Guadeloupéen chute en dessous du premier échelon. De ce fait, si le réglage primaire du réseau européen dispose d'une marge de 20 secondes pour agir et éviter de passer en dessous du premier échelon, le réglage primaire du réseau guadeloupéen doit être bien plus réactif pour éviter le délestage des charges.

Ainsi, la part accrue de sources solaires et éoliennes se fera d'autant plus sentir sur des petits réseaux insulaires, d'autant plus que ce sont sur ces réseaux que l'intégration d'EnR intermittentes risque d'aller le plus vite avec la chute des coûts des renouvelables.

C. Jusqu'à la disparition de l'inertie

Les problématiques précédentes sont liées aux réseaux ou microréseaux créés par une ou plusieurs machine(s) synchrone(s). Les générateurs tournants imposent alors la tension et la fréquence, liant cette dernière à l'équilibre des puissances actives sur le réseau conformément à l'équation (1.10). Ces groupes tournants restent au cœur de la formation de la plupart des réseaux, de par la prédominance des centrales nucléaires, thermiques à flammes et hydrauliques sur les super-réseaux actuels. Néanmoins, la volonté de remplacer peu à peu les groupes thermiques par des sources d'énergie renouvelables conduit à se poser la question de la gestion des services système pour une production à 100% issue d'énergie renouvelable.

Les centrales hydrauliques classiques demandant un terrain vallonné propice ainsi que des infrastructures importantes, elles ne peuvent être une solution pour beaucoup de microréseaux et les sites facilement utilisables sont pour la plupart déjà exploités. Il faut donc de plus en plus concevoir des réseaux îlotés dont la production est à 100% couverte par les EnR fatales (notamment les turbines éoliennes et les panneaux photovoltaïques). De par leur intermittence, ces sources doivent être appuyées par une part importante de dispositifs de stockages. De plus, turbines éoliennes, PV et leur moyen de stockage sont tous connectés au réseau via une interface d'électronique de puissance[1]. Ainsi, aucune masse tournante n'est directement connectée au réseau, si bien que le lien physique entre fréquence et équilibre

[1] À l'exception des éoliennes connectées à l'aide d'une machine asynchrone : à double alimentation pour les éoliennes à vitesse variable, ou à cage pour l'ancienne génération d'éoliennes. Cependant, la vitesse mécanique glisse légèrement par rapport au synchronisme, il n'y a donc pas de lien « rigide » avec la fréquence du réseau.

des puissances de l'équation (1.10) n'existe plus. Sur ces réseaux, l'association d'un dispositif de stockage et d'un onduleur peut faire office de source de tension, et former ainsi le réseau.

Sur un onduleur classique, la fréquence est fixée par une variable de consigne ; le maintien de cette dernière dans des bornes admissibles n'est donc plus un souci. Cependant, l'équilibre des puissances produites et demandées est toujours impératif. En effet, tout déséquilibre tend à charger ou décharger le stockeur en tête du réseau dont les capacités ne sont pas infinies.

En théorie, un moyen de stockage peut à lui tout seul gérer cet équilibre, en absorbant le surplus de puissance produite par les sources EnR ou en délivrant la puissance demandée lorsque les sources EnR ne produisent plus assez. Néanmoins, cela implique que ce moyen de stockage ait toujours une réserve disponible en puissance et en énergie, ce qui est difficile voire impossible en pratique.

Dans les faits, un ensemble de moyens de stockages devront être disponibles pour gérer cet équilibre. Ne pouvant plus communiquer avec la fréquence maintenant fixée, la gestion de cet équilibre devra être assurée par un superviseur, via un réseau de communication externe. Cette dépendance à un superviseur entraîne des coûts supplémentaires. Mais surtout, un superviseur global crée un « mode commun » de panne donc une résilience moindre par rapport à un microréseau capable de s'auto-régler grâce à la régulation de fréquence. De ce fait, un groupe électrogène de secours est encore nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement de ce type de réseau.

Un certain nombre de solutions sont toutefois proposées et plusieurs topologies de microréseaux sont actuellement testées ou en développement, dont un certain nombre sont présentées ci-après.

III. Exemples de solutions apportées pour gérer la régulation de fréquence

A. Sur un microréseau manquant d'inertie

Sur un microréseau créé par des groupes synchrones conventionnels avec un fort taux de pénétration de sources renouvelables, l'enjeu est, d'une part, d'aider les groupes synchrones à la répartition des puissances et, d'autre part, d'éviter des variations de fréquence trop importantes dues à un ROCOF trop faible.

Le principe de l'ensemble des méthodes proposées ci-dessous consiste à faire participer d'autres sources (moyens de stockage, éolienne, PV) en leur demandant une puissance active P_{ref}^{*} variable selon la fréquence mesurée localement :

$$P_{ref}^{*} = P_0 + P(f) \tag{1.20}$$

Deux principales stratégies de contrôle ressortent alors :

- L'ajout d'inertie synthétique : l'idée est d'envoyer une puissance proportionnelle à la dérivée de l'erreur de fréquence mesurée.

$$\mathrm{P(f)} = -H_s \cdot \frac{d\delta f}{dt} \tag{1.21}$$

On parle d'ajout d' « inertie synthétique » puisqu'une puissance est ajoutée à la marche normale de la source pour venir freiner la variation de la fréquence. Le gain H_s fait office de « constante d'inertie synthétique ». Toutefois, l'ajout d'inertie synthétique doit passer par une mesure de la dérivée de la fréquence, ou bien par une dérivée de la mesure de la fréquence. Par conséquent, cela rend le système très sensible au bruit et donc tributaire d'un filtre. Or, l'objectif de ce contrôle étant de permettre la réaction la plus rapide possible du groupe face à une chute de fréquence, le filtre ne doit pas être trop lent pour ne pas compromettre l'utilité de l'ajout de puissance.

- La participation au réglage primaire (= statisme) : une puissance proportionnelle à la déviation de fréquence est injectée, comme dans l'équation (1.13). Cette aide permet de stabiliser la fréquence plus vite, avec une déviation moindre.

Ces stratégies ont leur spécificité suivant la nature de la source. Les travaux concernant la participation des moyens de stockage, des éoliennes et des panneaux PV sont présentés ci-dessous.

1. Participation des moyens de stockage

Les moyens de stockage associés aux onduleurs présentent l'avantage d'un temps de réaction rapide par rapport aux groupes tournants classiques. En effet, l'envoi de puissance n'est pas tributaire d'un processus thermique ou hydraulique et n'a comme limite dynamique que la bande passante des onduleurs associés ainsi que la rapidité d'injection ou de stockage des différents moyens de stockage. Ces limites sont inhérentes aux différentes technologies de stockage et seront détaillées plus tard, au chapitre 2.

L'idée est ici de profiter de la bonne dynamique de ces moyens de stockage par rapport aux groupes tournants classiques afin de les faire participer à l'équilibrage des puissances actives et à la stabilisation de la fréquence à l'aide d'une des stratégies évoquées ci-dessus. Les travaux présentés dans le Tableau 1.5 appréhendent les effets de la participation de moyen de stockage au réglage de la fréquence sur des réseaux îlotés de taille variable.

Les travaux de Hamsic, Mercier et Mahto étudient le bénéfice de la participation des moyens de stockage au réglage primaire (statisme), sans ajout d'inertie synthétique. Chacun utilise des technologies de stockage différentes. Hamsic s'intéresse à l'utilisation de volants d'inertie, tandis que Mercier étudie l'utilisation de batteries d'accumulateurs.

Les travaux de Mahto comparent l'ensemble des technologies de stockage existantes. La stratégie de participation au réglage primaire des dispositifs de stockage est identique à celle proposée à l'équation (1.13), si ce n'est que l'auteur propose une optimisation du gain de statisme en fonction des scénarios et topologies. Les cinq technologies évoquées dans le Tableau 1.5 sont comparées : les super capacités et le stockage d'énergie magnétique supraconductrice (SMES en anglais) sont celles présentant les meilleures performances pour la réduction des fluctuations de fréquence.

Tableau 1.5. Travaux sur la participation des moyens de stockage au réglage fréquence

Premier auteur, référence	Sources de tension pilotables du réseau	Intégration de sources renouvelables intermittentes et leur part dans la production	Systèmes de stockage	Stratégie de régulation utilisée	Principaux résultats
Hamsic, [HAM07]	Groupes hydrauliques et thermiques : 3,8 MW	Turbines éoliennes : 0,6 MW (14 %)	Volant d'inertie	Statisme	Diminution des oscillations de fréquence et du creux de fréquence de 0,5 Hz
Mercier, [MER09]	Groupes hydrauliques et thermiques : 360 MW	Turbine éolienne : 90 MW (20%)	Batterie	Statisme (Avec bande morte)	Diminution du creux de fréquence de 0,36 Hz, lissage de la fréquence
Delille, [DEL11] , [DEL12]	Groupes thermiques : 111 MW	Géothermie : 9,4 MW Hydroliennes : 1,7 MW Éoliennes : 16,2 MW (20%)	Bancs de super condensateur De 0,5 à 5 MW	Statisme (Avec bande morte) + Inertie synthétique	Détermination de la puissance de stockage minimum pour empêcher un délestage de charge lors d'un incident de référence (3,5 MW)
Mahto, [MAH15]	Groupe électrogène : Puissance non indiquée	Turbine éolienne : Puissance non indiquée	Batterie, volant d'inertie, SMES, Super Cap, Pile à combustible	Statisme	Mise en évidence des meilleures performances du SMES et du SC.

Les travaux de G.Delille présentent l'intérêt d'étudier le cas réel de la Guadeloupe. Sur ce réseau présentant déjà des ROCOF importants (Tableau 1.4), l'intégration accrue de sources d'énergie renouvelables intermittentes augmente le risque de délestages intempestifs. Des bancs de super-condensateurs sont ici utilisés, avec deux stratégies de participation distinctes :

- la première est semblable à la régulation décrite à la Figure 1.8, avec une bande morte de fréquence. La puissance de consigne est nulle, et le gain de statisme est différent si les condensateurs délivrent une puissance ou s'ils en stockent une ;
- la seconde reprend le principe de l'ajout d'inertie synthétique, mais ne reprend pas l'équation (1.21). En effet, ici, la puissance n'est pas proportionnelle à la dérivée de la fréquence, mais si celle-ci franchit un certain seuil, la puissance maximale est envoyée. Dès lors que la fréquence se stabilise, la puissance rebascule sur la première stratégie.

L'installation en quantité suffisante (3,5 MW dans ce cas) de bancs de condensateurs avec les stratégies sus-citées permet d'éviter un délestage de charge en cas d'incident majeur (perte d'un groupe de 20 MW).

Ces études montrent toutes l'efficacité de l'utilisation de dispositifs de stockages pour aider à la régulation de fréquence sur un réseau classique avec groupes tournants et soulèvent également un certain nombre de questions : quelle quantité de stockage utiliser en fonction

de la taille du réseau ? Quelle stratégie de régulation est la plus pertinente ? Telles ou telles technologies de stockage est-elle plus intéressante à utiliser suivant les besoins ? Comment les principaux éléments de couplages (inductances de raccordement, transformateurs, …) entre les sources et le microréseau influent-ils sur sa stabilité ?

2. Participation des sources EnR intermittentes

Éoliennes et panneaux PV ont pour point commun d'être contrôlés par une stratégie MPPT. Ce type de stratégie est à repenser pour pouvoir constituer une réserve de puissance sur ces sources. L'éolienne présente cependant la spécificité de bénéficier d'une réserve d'énergie mécanique cinétique, même si celle si n'est pas directement connectée (synchronisée) sur le réseau.

a. Participation des éoliennes

Deux technologies à vitesse variable se partagent le marché de l'éolien moderne : l'une utilisant une machine synchrone (MS), l'autre une machine asynchrone à double alimentation (MADA), comme présenté Figure 1.9.

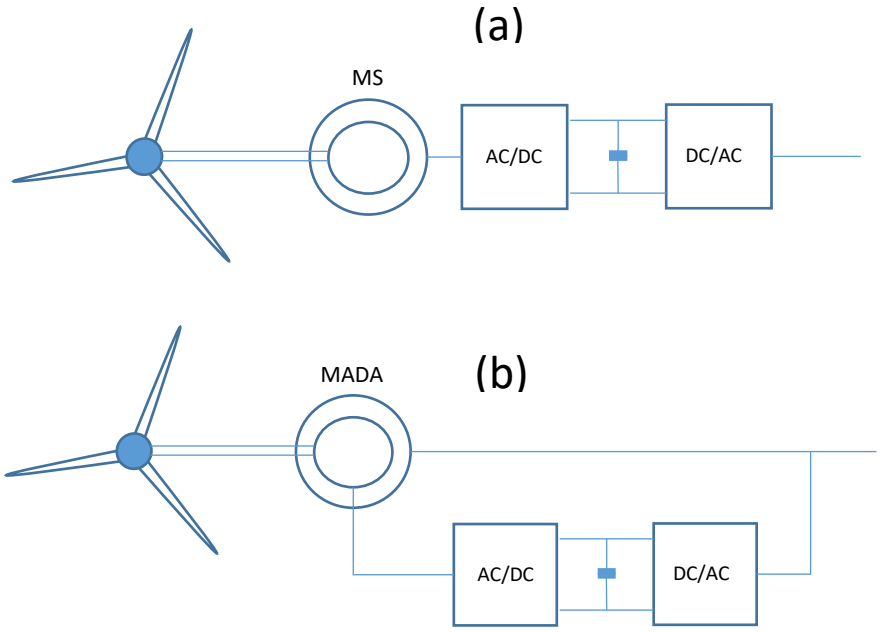


Figure 1.9. Schéma de groupes éoliens avec MS (a) et avec MADA (b)

Le stator de la MS est relié au réseau par l'intermédiaire d'un redresseur et d'un onduleur et n'est donc pas directement relié physiquement au réseau. Le stator de la MADA est quant à lui directement relié au réseau. Le rotor est alimenté par l'intermédiaire d'un onduleur et d'un redresseur. Du fait du glissement, le rotor ne tourne pas à la vitesse de synchronisme et le couple électromécanique est contrôlé par le convertisseur côté rotor. De ce fait, même si une masse tournante est présente, il n'y a pas de lien physique entre la vitesse de l'éolienne et l'équilibre des puissances actives sur le réseau. Les turbines éoliennes ne participent donc pas « naturellement » à l'inertie globale du système électrique. De plus, le vent étant une énergie fatale, la turbine est actuellement commandée de façon à extraire le maximum de puissance

disponible à un instant donné selon la vitesse du vent (commande en MPPT). La stratégie de MPPT la plus classique consiste en l'envoi d'une puissance proportionnelle P_e^* au cube de la vitesse de la turbine Ω_{eol} :

$$P_e^* = K_{opt} \cdot \Omega_{eol}^3 \tag{1.22}$$

où K_{opt} est un coefficient propre à la turbine.

La constitution d'une réserve primaire, permettant de participer au réglage primaire, est donc impossible avec cette stratégie de contrôle. Néanmoins, l'intégration croissante des éoliennes conduit à réfléchir à de nouvelles stratégies de contrôle permettant de faire participer les éoliennes au réglage en fréquence. Certains gestionnaires de réseau exigent d'ailleurs une participation minimale des éoliennes [YIN11].

Les travaux de [YIN11] présentent un ensemble de propositions de stratégie permettant de faire participer les éoliennes au réglage de la fréquence, parmi lesquelles l'ajout d'inertie synthétique et le réglage primaire. L'éolienne présente des spécificités sur l'utilisation de ces stratégies de contrôle, notamment sur la potentielle réserve de puissance disponible.

(i) Utilisation de l'énergie cinétique stockée dans la turbine

Bien que l'énergie cinétique stockée dans la turbine ne participe pas directement à l'inertie globale du réseau, cette dernière peut éventuellement être une ressource de stockage à court terme pour aider à la régulation de fréquence. L'idée est ici de jouer sur la rapidité de réaction du redresseur (puissance électrique) vis-à-vis de la turbine (puissance mécanique). En demandant un surplus de puissance électrique au groupe éolien via le convertisseur contrôlant la puissance active envoyée au réseau, le couple électromécanique appliqué à la turbine augmente et freine les pâles : de l'énergie cinétique est donc restituée au réseau le temps du freinage. Inversement, de l'énergie cinétique peut être stockée en accélérant la turbine lors d'une diminution de la puissance demandée. Si cette puissance délivrée ou stockée s'efface après quelques secondes, la vitesse mécanique de la turbine n'aura été que peu perturbée, et cela ne modifiera pas le contrôle par MPPT (équation (1.22)).

Cette réserve d'énergie cinétique peut donc être utilisée à court terme pour aider au réglage de la fréquence, soit par ajout d'inertie synthétique conformément à l'équation (1.21) soit par une régulation par statisme (équation (1.13)).

Toutefois, la variation de puissance demandée ne peut l'être de façon permanente, du fait de l'absence de réserve primaire. Un dispositif doit donc être ajouté pour effacer cette puissance après stabilisation de la fréquence (par l'ajout d'un filtre passe-haut sur la mesure de la fréquence, par exemple).

(ii) Constitution d'une réserve primaire

Afin de faire participer une éolienne sur un temps plus long, plusieurs auteurs proposent de constituer une réserve primaire aux groupes éoliens, à l'instar des groupes tournants classiques. Pour ce faire, il convient de dégrader le contrôle par MPPT. Au lieu d'envoyer une puissance optimale pour un vent donné, la puissance est quelque peu inférieure (90% de la puissance optimale pour une réserve de 10%, par exemple). Avec une telle réserve, le réglage

primaire de fréquence via l'équation (1.13) peut être utilisé sans dispositif annexe pour effacer le surplus ou le déficit de puissance.

Le Tableau 1.6 présente plusieurs travaux exploitant ces stratégies de régulation pour des réseaux îlotés avec une forte pénétration d'éolien. Les travaux de [WAN12] présentent l'intérêt de prendre le cas concret de la Guadeloupe et de comparer les deux stratégies de contrôle : ajout d'inertie synthétique et réglage primaire. Les deux stratégies se complètent et permettent de diminuer d'autant plus le creux de fréquence en cas d'indicent.

Si la participation des éoliennes au réglage de fréquence peut en effet permettre d'éviter un délestage en diminuant le ROCOF du réseau, plusieurs limites ou questionnements sont à soulever. Le fait de ne pas constituer de réserve primaire réelle (pas de dégradation de la MPPT) et de compter uniquement sur l'énergie cinétique stockée par la turbine présente plusieurs limites : quelle puissance peut-on réellement demander sur ce court laps de temps ? Quelles sont les perturbations à craindre sur la MPPT ? Enfin, la constitution d'une réserve primaire en dégradant la MPPT présente l'inconvénient majeur de la perte permanente d'énergie disponible (donc un manque à gagner), le vent étant une ressource fatale. Le choix de cette dernière est donc tributaire de critères économiques.

Tableau 1.6. Exemples de travaux sur la participation des éoliennes au réglage de fréquence

Référence	Sources de tension	Turbines éoliennes (part dans la production)	Stratégie de régulation utilisée	Principaux résultats
[ALM07]	Groupes thermiques : 10 MVA	5 turbines avec MADA : 2,29 MW (19 %)	Statisme (avec réserve)	Diminution du creux de fréquence de 0,2 Hz
[MAU09]	Groupes hydrauliques et thermiques : 2300 MW	Modèle général : 500 MW (22 %)	Inertie synthétique + Statisme (sans réserve)	Diminution du creux de fréquence de quelques mHz
[KAY09]	Groupe électrogène : 8 MVA	Turbines MADA : 1,5 MW (16%)	Inertie synthétique (sans réserve)	Diminution du ROCOF et du creux de fréquence de 0,1 Hz
[WAN12]	Groupes thermiques : 111 MW Géothermie + Hydrolienne : 11 MW (8%)	Turbines MS : 16,2 MW (12 %)	Inertie synthétique + Statisme avec réserve	Diminution du ROCOF et du creux de fréquence de 0,5 Hz

b. Participation des générateurs solaires PV

Contrairement aux systèmes éoliens, les générateurs solaires photovoltaïques ne présentent aucune masse tournante, et n'ont donc pas de réserve d'énergie potentielle ou cinétique. À l'instar des éoliennes, les panneaux PV sont traditionnellement contrôlés en MPPT. Afin de garantir un réglage primaire, il faut donc modifier cette stratégie de régulation pour constituer une réserve de puissance.

Plusieurs auteurs proposent un changement dans l'algorithme du MPPT afin de pouvoir ajouter une régulation primaire. Plusieurs travaux sur des réseaux îlotés expérimentaux avec des panneaux PV sont évoqués Tableau 1.7.

Une participation des systèmes photovoltaïques au réglage de la fréquence semble donc possible. Cependant, à l'instar de l'éolienne, la constitution d'une réserve primaire sur un système photovoltaïque entraine une perte d'énergie, ce qui soulève des questions économiques.

Tableau 1.7. Exemples de travaux sur la participation des PV au réglage de fréquence

Référence	Sources de tension	PV (part dans la production)	Principaux résultats
[DAT11]	Groupe électrogène : 465 kW	225 kW (33%)	Lissage de la fréquence
[WAT11]	Groupe tournant conventionnel : Pas de puissance indiquée	25 W	Diminution de l'écart de fréquence après réglage primaire
[XIN13]	Groupe électrogène : 625 kW Éolienne : 100 kW (8%)	600 kW (45%)	Diminution de l'écart de fréquence après réglage primaire

B. Sur un microréseau sans inertie

Lorsque le réseau est créé par un dispositif de stockage associé à un onduleur (« onduleur source de tension » (OST)), tout le principe d'équilibre des puissances actives par la régulation de fréquence doit être repensé. Plusieurs approches existent : faire fi des méthodes classiques de régulation en optimisant la supervision via un réseau d'information globalisé, ou bien tenter de s'inspirer de la régulation de fréquence existant sur les réseaux classiques en recréant une variation de fréquence pour assurer la coopération des sources.

1. Avec fréquence fixe

Lorsque le réseau est créé par un onduleur, la fréquence est classiquement fixée à sa valeur de référence par une horloge. Cette dernière ne peut donc plus être utilisée comme témoin du déséquilibre de puissance. La tension efficace créée par l'onduleur et imposée aux différents points du microréseau devient la seule variable. Néanmoins, si cette dernière varie en fonction de la charge, elle dépend également de l'impédance des lignes créant des chutes de tension. De ce fait, se servir de la tension comme témoin semble délicat.

Pour un microréseau de faible taille (à l'échelle d'une maison, d'un refuge, …), un système de stockage de taille adéquate peut assurer seul l'équilibre. Mais pour des microréseaux de taille supérieure (plusieurs habitations, village, île…) un superviseur devient essentiel afin de garantir l'équilibre sans faire reposer cette charge sur une seule source de tension.

La puissance P_{ost} envoyée par un onduleur source de tension associée à une batterie est directement :

$$P_{ost} = P_{ch} - P_{sc} \tag{1.23}$$

où P_{ch} et P_{sc} sont respectivement la puissance consommée par les charges et la puissance produite par l'ensemble des sources de courant (contributrices d'une certaine puissance sous la tension du réseau).

L'idée, pour le superviseur, est de moduler la puissance créée par les sources de courant (éolien, solaire, autres moyens de stockages…) pour ménager l'OST. Cette aide doit être gérée via des mesures de puissance locales, communiquées au superviseur à l'aide d'un réseau de communication externe et globalisé. Certains microréseaux reposent uniquement sur ce principe de supervision, allant jusqu'à parler de réseau virtuel, comme le Kyotango Project [LID10].

Néanmoins, la gestion d'un réseau via un superviseur externe globalisé demande un surcoût (installation de câble de communication, etc.), et crée une dépendance vis-à-vis du superviseur qui peut affecter la résilience du réseau. Nos travaux mettront donc l'accent sur des moyens de régulation automatiques sans mode commun par un réseau de communication globalisé.

2. Recréer un lien fréquence/puissance sur les OST

Utiliser la tension comme moyen de communication à travers le réseau étant délicat, seule la fréquence peut *a priori* être utilisée pour ce faire. Cette dernière étant déjà le témoin de l'équilibre des puissances sur les réseaux classiques, elle semble parfaitement désignée pour tenir ce rôle. Les moyens de régulation de fréquence et de participation au réglage de la fréquence des systèmes de stockage, éolien ou PV étant déjà connus, il suffit donc de recréer une variation de fréquence sur le réseau qui, à l'instar des réseaux classiques, dépendrait de l'équilibre des puissances actives produites et consommées.

Une première approche consiste à modifier les caractéristiques de commande de l'OST afin de recréer le comportement d'un groupe tournant. L'objectif est ici de créer un « émulateur » de groupe synchrone, appelé « synchronverter » [ZHO11,ZHO14]. L'intérêt est de retrouver une source de tension aux caractéristiques connues, qui peut s'intégrer dans un microréseau avec les méthodes classiques, utilisant les mêmes régulations par statisme que les groupes synchrones conventionnels. Toutefois, le comportement d'un groupe conventionnel n'est pas idéal, ce dernier étant complexe et lent par rapport aux temps de réaction des systèmes d'électronique de puissance.

Une autre approche, plus répandue et plus simple, consiste à reprendre exactement le contrôle classique d'un OST à fréquence fixe, mais en ajoutant une variation de fréquence dépendant de la puissance fournie par ce dernier au réseau.

Ainsi, la nouvelle fréquence de référence n'est plus, $f = f_0$, mais :

$$f = f_0 - s_{ost} \cdot (P_{ost} - P_0) \tag{1.24}$$

où P_o est la puissance de consigne de l'OST (typiquement 0 W pour économiser l'état de charge dans le cas d'un stockeur d'énergie). s_{ost} désigne le gain de « statisme » de l'OST, permettant de régler cette variation de fréquence. Ainsi, si l'OST fournit une puissance P_{ost} supérieure à P_0 (le stockage se décharge si P_0 = 0 W), la fréquence chute. Au contraire, si l'OST fournit une puissance P_{ost} inférieure à P_0 (le stockage se charge si P_0 = 0 W), la fréquence augmente.

Ce « gain de statisme » est repris par analogie avec la régulation primaire de fréquence sur un réseau classique. De même, ce type de contrôle d'un OST est souvent appelée « régulation par statisme » (« droop control » en anglais). Néanmoins, c'est un peu un abus de langage puisqu'il ne s'agit pas ici d'une régulation ou d'un équilibrage des puissances actives, mais seulement d'une adaptation de la fréquence de l'OST, donc du réseau. L'objectif est en effet de recréer une variation de fréquence afin de permettre aux autres sources d'adapter automatiquement leur production par mesure de la fréquence du réseau, à l'aide des méthodes de régulation évoquées précédemment.

Ce choix peut sembler paradoxal compte-tenu des problèmes étudiés précédemment dus au manque d'inertie sur un réseau classique synchrone. Sur ces réseaux, le lien physique entre la fréquence et l'équilibre des puissances peut devenir un vrai problème, entraînant des creux de fréquence trop important et donc des délestages, l'objectif étant alors de limiter ces variations de fréquence. Toutefois, comme le lien fréquence / puissance est ici recréé, les degrés de liberté sont nombreux : saturation sur la fréquence, limitation de la pente… Ce type de réseau n'est plus tributaire d'un lien physique et peut choisir la façon de faire varier la fréquence.

Plusieurs onduleurs sont maintenant développés en intégrant cette adaptation de fréquence (exemple : onduleur Sunny Island [SMA11]) et plusieurs travaux étudient des microréseaux employant de tels OST, qu'il y en ait un ou plusieurs. En effet, un OST peut être le seul maître du microréseau en imposant tension et fréquence. D'autres coopérateurs (sources de courant) doivent alors aider l'OST à assurer l'équilibre en adaptant leur puissance en fonction de l'écart de fréquence. Mais plusieurs OST peuvent aussi être connectés en parallèle et fonctionner en synchronisme à l'instar des groupes tournants, avec le lien fréquence/puissance recréé à l'équation (1.24). Chacun participe alors à la répartition des puissances selon leur valeur de gain de statisme.

Les travaux de [ERB15] étudient les deux configurations, avec un OST maître centralisé ou plusieurs OST maîtres distribués et en établissent une comparaison. Toutefois, les modèles présentés dans la littérature portent plus souvent sur une configuration avec plusieurs OST en parallèle, du fait d'un potentiel accroissement de la résilience grâce à la présence de plusieurs maîtres sur le réseau. Ces types de réseau sont notamment étudiés dans [ENG05] et est notamment testée sur l'île grecque Kythnos [TSE03]. Un microréseau avec plusieurs OST en parallèle peut cependant présenter des soucis d'instabilité qui seront précisément étudiés dans cette thèse. Les travaux de [MOH08] et [MAR15] étudient cette instabilité et proposent des solutions pour améliorer la stabilité du système.

C. Bilan de l'État de l'Art

Les travaux concernant la gestion de l'équilibre des puissances actives et de la régulation de fréquence sur les microréseaux sont nombreux, et témoignent de l'engouement pour l'amélioration de la résilience de ces derniers. Néanmoins, si ces derniers constituent une base scientifique solide, plusieurs éléments restent à éclaircir :

- Le lien entre les phénomènes physiques fondamentaux et les lois de commande liant l'équilibre des puissances actives à la fréquence n'apparaissent pas toujours clairement. Si bien qu'une certaine confusion peut parfois apparaître entre les microréseaux manquant d'inertie (avec groupe synchrone) et ceux n'ayant pas d'inertie (avec OST).
- Beaucoup de travaux se concentrent sur une topologie de microréseau ou une loi de commande précise. De ce fait, peu d'études proposent des modèles adaptables quelle que soit la topologie employée, permettant ainsi une comparaison large et cohérente des différentes configurations.
- La participation des éoliennes au réglage de la fréquence est parfois un peu confuse, car les modifications précises que cela engendre sur la commande MPPT ne sont pas toujours explicitées.
- Beaucoup de modélisation se basent sur une linéarisation de type petits signaux, en particulier pour les microréseaux avec plusieurs OST en parallèle. Les limites de ce type de modèle peuvent être questionnées pour des grandes perturbations en puissance.

Conclusion : objectifs des travaux

Les microréseaux s'imposent donc pour le développement des futurs réseaux électriques, par leur adéquation avec l'intégration des EnR et une potentielle sûreté de fonctionnement plus grande (mode îloté résilient aux black outs). Assurer le développement de ces derniers tout en garantissant le respect des services système est donc un réel enjeu pour les années à venir. De nombreuses études et travaux sont menés sur les différentes topologies de microréseaux, pour proposer des modèles et des stratégies innovantes afin notamment de garantir l'équilibre des puissances et la qualité de la fréquence. Les enjeux n'étant pas les mêmes si le microréseau est créé par un ou des groupes tournants conventionnels, ou s'il est créé par un ou des OST.

Cette thèse présente un ensemble de modèles de microréseaux AC îlotés permettant d'établir un lien entre l'équilibre des puissances actives sur le réseau et la fréquence. Les différentes topologies et stratégies de contrôles possibles seront étudiées, qu'elles s'inspirent de celles évoquées dans ce chapitre ou qu'elles soient innovantes. Les modèles proposés et les études réalisées avec ces derniers doivent pouvoir pallier aux différentes limites dressées dans le bilan de l'état de l'art. Ainsi, compte tenu de ce dernier, les modèles des microréseaux proposés devront répondre à plusieurs objectifs :

- Un objectif **pédagogique** : les phénomènes physiques et les lois de commande liant la fréquence du réseau et l'équilibre des puissances doivent être clairement explicités.
- Les modèles proposés doivent être **simples** d'utilisation et **modulables**, afin de pouvoir être utilisés quelle que soit la topologie de microréseau choisie. Ainsi, au-delà des

études réalisées, les modèles proposés pourront facilement être utilisés pour des travaux ultérieurs.

- Une approche **grand signal** sera utilisée pour la modélisation, afin d'étudier le comportement des microréseaux quelle que soit la perturbation.

Compte tenu de ces objectifs, des modèles mathématiques sous forme schéma bloc semblent les plus appropriés. Une étude des différents microréseaux AC sera réalisée à l'aide de ces modèles, et répondra aux attentes suivantes :

- En plus d'une synthèse des différents moyens de régulation de fréquence existants, des **contrôles innovants** seront proposés selon les différentes topologies de microréseau.
- Les **liens de cause à effet** entre les paramètres du microréseau et son comportement fréquentiel doivent apparaître clairement de façon à proposer des règles de dimensionnement.
- Ces liens permettront également d'appréhender les phénomènes d'**instabilité**, et ainsi de les prendre en compte dans le processus dimensionnant.
- Une **comparaison** des différentes topologies sera réalisée pour identifier les avantages et inconvénients de chacune d'entre elles.

Ainsi, les modèles et les études proposés aboutiront sur une aide au dimensionnement des microréseaux AC, et permettront de prodiguer un certain nombre de conseils quant au choix des topologies, des sources et des stratégies de contrôle pour garantir l'équilibre des puissances active et le maintien de la fréquence de consigne.

Chapitre 2.
Modélisation des éléments constitutifs des microréseaux avec leur commande

Avant de pouvoir étudier des cas concrets de microréseau, il est important de bien comprendre le fonctionnement de chacun des éléments qui le constitue. Ce chapitre décrit le comportement des éléments intervenant dans le réglage de la fréquence. Après avoir rappelé plusieurs définitions essentielles à la compréhension des microréseaux, le chapitre s'intéresse tour à tour aux éléments suivants :

- Les groupes synchrones tournants, qui sont les sources de tension les plus couramment utilisées sur les microréseaux alternatifs.
- Les différents moyens de stockage et les façons de les raccorder au réseau.
- Les sources d'énergie renouvelables (EnR), et les façons de modifier leur commande habituelle en Maximum Power Point Tracking (MPPT) pour pouvoir les faire participer au réglage de la fréquence.
- Les éléments de dissipation et de couplage.

Pour tous ces éléments, une fonction de transfert liant la puissance active fournie et la fréquence du réseau est écrite afin d'obtenir un modèle simplifié sous forme de schéma bloc. Chaque modèle est ensuite validé séparément, par comparaison avec un modèle de référence plus complet réalisé avec un logiciel de simulation de circuit. L'objectif de ces modélisations est de pouvoir utiliser par la suite chacun de ces éléments pour l'étude de microréseaux selon différentes topologies (chapitre 3 et 4).

I. Définition générale, constitution d'un microréseau AC

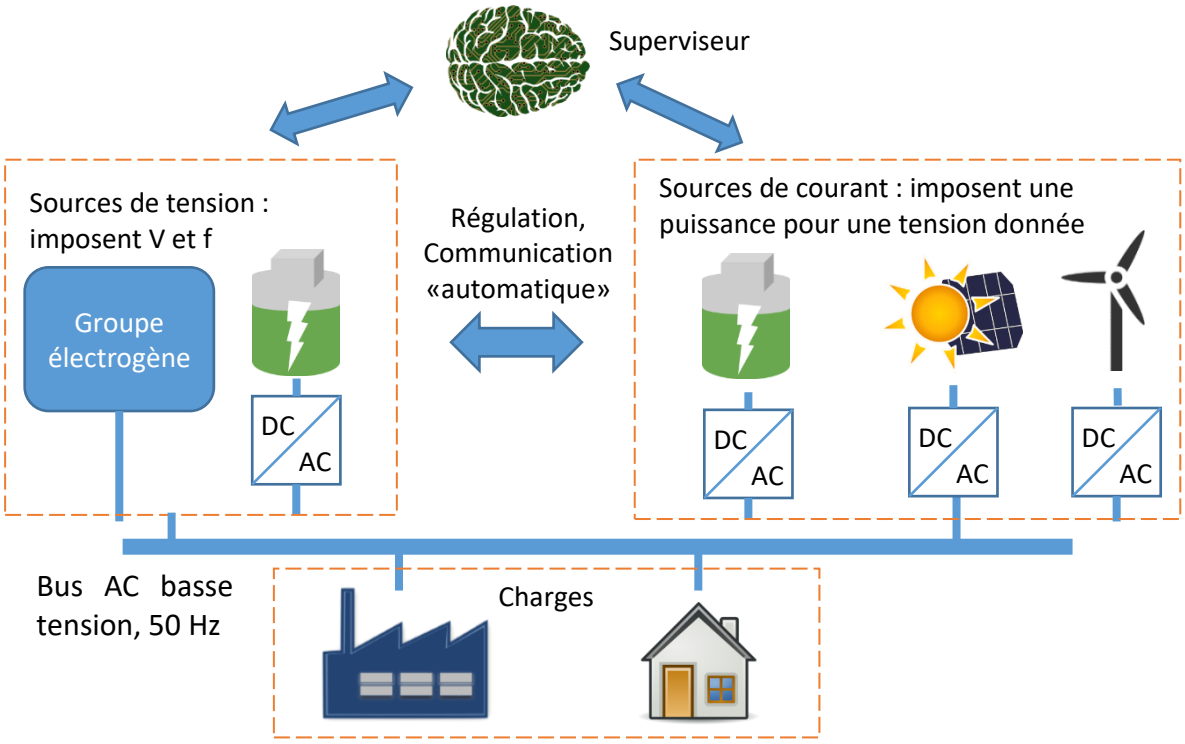


Figure 2.1. Schéma d'un microréseau et de ses principaux constituants

Un microréseau îloté est un système électrique constitué par un certain nombre de sources et de charges, comme présenté Figure 2.1, et étant autonome vis-à-vis du « super-réseau » principal. Les différents éléments constitutifs sont détaillés dans les paragraphes qui suivent.

A. Sources de tension

Les sources de tension sont le cœur du microréseau. En plus de fournir de l'énergie, ces sources permettent d'imposer l'amplitude et la fréquence de la tension sur le réseau. Elles constituent donc des pièces maîtresses, puisque ce sont elles qui créent le bus alternatif sur lequel les autres éléments sont raccordés. En d'autres termes, sans une source de tension, un réseau électrique ne peut exister.

Sur des microréseaux raccordés au réseau principal, c'est ce dernier qui fait office de source de tension. Mais sur un microréseau îloté, un dispositif « maître » doit prendre le relai. Sur les microréseaux classiques, les sources de tension sont le plus souvent des groupes électrogènes. Bien connus pour leur robustesse et leur facilité d'utilisation, ces groupes sont largement utilisés, et restent même des options de secours sur les microréseaux qui essayeraient de s'en passer. Néanmoins, les groupes électrogènes sont constitués d'un moteur thermique, le plus souvent un moteur diesel, et ne sont pas l'idéal dans un objectif de réduction des émissions de GES et de maximisation de l'intégration des EnR. Pour aller vers des microréseaux constitués à 100% de sources d'EnR, un dispositif de stockage associé à un onduleur peut faire office de source de tension. Les stratégies de régulation de la fréquence et de l'amplitude de la tension ne seront alors pas les mêmes.

Que ce soit un groupe électrogène ou un onduleur source de tension (OST), la source de tension peut être unique et créer seule le réseau (cas d'étude du chapitre 3), ou bien il peut y avoir plusieurs sources de tension, fonctionnant en synchronisme et régulant tension et fréquence en coopération (cas d'étude du chapitre 4).

B. Sources de courant

Les sources de courant sont raccordées au microréseau pour débiter une certaine puissance (dans le cas où la tension est fixe). Elles n'agissent donc pas sur l'amplitude de la tension et la fréquence, ou du moins pas directement. Sur les microréseaux avec un fort taux d'intégration de renouvelable, les sources de courant par excellence sont les éoliennes et les panneaux PV. Leur puissance est classiquement fixée via un contrôle par MPPT, mais d'autres moyens de contrôle existent et seront présentés ci-après.

En théorie, un microréseau peut fonctionner sans source de courant : un groupe électrogène peut assurer à lui seul la tenue en tension et en fréquence ainsi que l'équilibre des puissances sur un microréseau, pour peu que sa puissance nominale soit adaptée. Mais l'objectif étant d'intégrer le plus d'EnR possible, un microréseau sera de facto constitué d'une ou plusieurs source(s) de courant coopérant avec la ou les source(s) de tension.

C. Charges

L'objectif d'un microréseau est d'alimenter un certain nombre de charges. Ces charges peuvent être résidentielles, commerciales ou industrielles, avec une demande pouvant aller de quelques kW à plusieurs MW. Ces charges peuvent être passives ou bien participer à l'équilibre des puissances via un effet d'auto-réglage vu précédemment, ou par un effacement de la demande suite à des signaux envoyés aux usagers. Les charges considérées ci-après seront passives et absorberont une puissance fixe à un instant donné.

L'objectif pour le microréseau est d'assurer la continuité d'alimentation pour les charges, et d'éviter les coupures ou les délestages.

D. Superviseur et contrôle local

Chaque source possède un dispositif de contrôle local, pouvant adopter plusieurs stratégies de régulation. Mais pour garantir la coopération entre les sources, un superviseur externe peut s'avérer nécessaire pour ajuster les consignes en fonction des besoins. Ce superviseur se présente sous la forme d'une intelligence communicant avec les sources via un réseau de communication externe (ethernet, wi-fi…). Des mesures locales au niveau des sources et des charges sont envoyées à cette intelligence, qui adapte en retour les consignes à envoyer à chacune des sources. L'intelligence peut être informatique ou bien humaine.

Ce superviseur est responsable de la planification de la production au pas horaire, et permet notamment d'ajuster les flux de puissances sur le réseau tout en garantissant une réserve primaire pour la réalisation des différentes régulations. Sur des microréseaux formés par des OST et non par des groupes synchrones, ce superviseur peut réaliser les tâches auparavant allouées aux régulateurs locaux afin de garantir l'équilibre des puissances. Cela entraine cependant une grande dépendance au superviseur et donc une résilience du réseau moindre, en cas de défaillance du réseau de communication externe. L'objectif est donc de minimiser les tâches allouées à ce dernier pour préférer les régulations automatiques exécutées localement.

E. Autres éléments

Pour adapter le niveau de tension entre les sources et le bus AC, des transformateurs sont utilisés. De plus, un ensemble de câbles permet l'acheminement de l'électricité des sources jusqu'aux charges.

D'autres dispositifs liés à la sécurité ou à la compensation de puissance réactive peuvent être présents sur un microréseau, mais ils ne rentrent pas en compte dans le cadre de cette étude.

II. Les groupes tournants synchrones

Les sources de tension les plus couramment utilisées sur les réseaux sont des machines synchrones bobinées (MSB), entrainées par une turbine ou un moteur thermique. Le principe général de fonctionnement des groupes synchrones est illustré Figure 2.2.

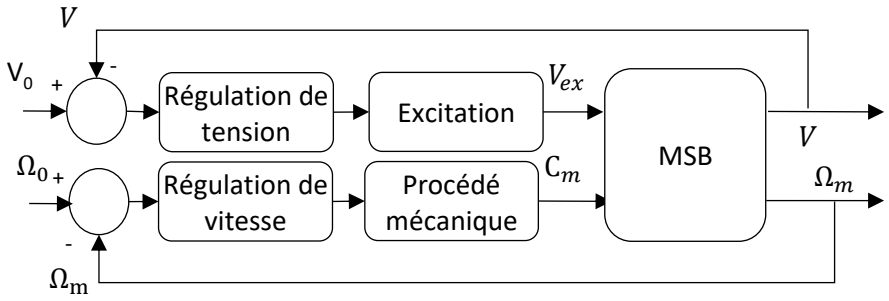


Figure 2.2. Schéma de principe d'un groupe synchrone

Le rotor de la machine synchrone est entraîné par le moteur ou la turbine qui fournit un couple mécanique C_m. Ce couple est commandé de façon à réguler la vitesse du rotor Ω_m autour de sa valeur nominale. Le rotor de la machine est excité via une excitatrice, commandée de façon à réguler la tension efficace aux bornes du stator.

Deux groupes se distinguent donc, entre une partie mécanique entrainée par la turbine ou le moteur responsable de la régulation de la vitesse (et donc de la fréquence) et une partie électrique responsable de la régulation de la tension efficace. L'objectif étant d'analyser les fluctuations de la fréquence au regard de l'équilibre des puissances actives, l'accent sera mis sur le comportement de la partie mécanique. La partie excitation relative à la régulation de tension est détaillée à l'annexe 4.

A. Modélisation de la partie mécanique : lien entre puissance active et fréquence

1. Entraînement de la machine synchrone

La vitesse de l'arbre de la machine synchrone est régie par l'équation (2.1) :

$$J \cdot \frac{d\Omega_m}{dt} + \mu \cdot \Omega_m = C_m - C_e \tag{2.1}$$

où Ω_m est la vitesse de rotation du rotor de la machine en rad/s, qui est directement liée à la fréquence de la tension aux bornes du stator avec $\Omega_m = \frac{2\pi f}{n_p}$, et n_p le nombre de paires de pôles de la machine. J est l'inertie du rotor, C_m le couple mécanique et C_e le couple électrique résistance. μ est la constante de frottement considérée comme nulle.

Comme il a été vu au chapitre 1, cette équation peut se mettre sous une forme liant la fréquence du réseau et l'équilibre des puissances en pu (équation 1.10) :

$$\frac{d\delta f_{pu}}{dt} = \frac{1}{2\,H} \cdot (P_{m_{pu}} - P_{e_{pu}}) \tag{2.2}$$

2. Procédé mécanique (côté turbine ou moteur)

La puissance mécanique P_m est apportée par un moteur ou une turbine. Cet entraînement mécanique est propre à chaque groupe synchrone, en fonction de sa technologie :

- Turbine hydraulique actionnée par l'écoulement de l'eau dans le cas d'une centrale hydraulique.
- Turbine à vapeur actionnée par la vapeur sous pression pour une centrale thermique.
- Turbine à gaz entraînée par la combustion d'un gaz.
- Moteur diesel dans le cas d'un groupe électrogène.

Pour les microréseaux, les groupes électrogènes et turbines à gaz sont principalement utilisés.

Dans le cas de cette étude, afin d'établir un lien entre les puissances actives et la fréquence du réseau, une modélisation adéquate doit permettre de mettre simplement en relation une puissance de consigne $\mathrm{P_m^*}$ avec la puissance mécanique réellement envoyée à la machine synchrone P_m :

$$P_m = T(p) \cdot P_m^* \tag{2.3}$$

La fonction de transfert *T* représente le lien mécanique entre la commande et la puissance envoyée, et dépend de la technologie de la turbine. Physiquement, cette fonction de transfert T représente plutôt le lien entre un couple de consigne C_m^* et le couple mécanique réel C_m. Néanmoins, la relation entre le couple et la puissance mécaniques étant presque proportionnelle ($\Omega_m \approx \Omega_0$), $T(p) = \frac{C_m^*}{C_m} = \frac{P_m^*}{P_m}$.

Un ensemble de modèles pour les turbines à vapeur, hydrauliques et à gaz existent dans la bibliographie [IEE13]. Dans le cas de ces travaux, l'accent est mis sur l'utilisation d'un groupe électrogène, et seul un modèle simple d'un de ces derniers est présenté. Le modèle de Roy est fréquemment utilisé de par sa simplicité d'emploi [ROY91] , tel que présenté Figure 2.3.

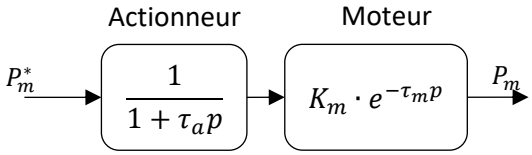


Figure 2.3. Modèle de Roy [ROY91]

L'actionneur permettant l'admission du diesel est représenté par un filtre passe bas d'ordre 1 de constante de temps τ_a. Le moteur, qui convertit l'écoulement du gazole en couple, est représenté par un gain K_m et un retard pur τ_m, qui varie en fonction de la vitesse de rotation de l'arbre. Pour cette étude, la vitesse de rotation est presque constante. Par conséquent, τ_m est considéré comme constant. Le Tableau 2.1 donne des valeurs typiques pour ces paramètres.

Par la suite, le gain K_m sera considéré comme unitaire pour pouvoir considérer $P_m^* = P_m$ en régime permanent. Un gain légèrement différent de l'unité pourra de toute façon être compensé par ajustement des gains du contrôleur PI de la régulation de vitesse.

Tableau 2.1. Valeur typique des paramètres du modèle de ROY [ROY91]

Constante de temps de l'actionneur τ_a	0,05 – 0,2 s
Constante de temps du moteur τ_m	0 – 0,25 s
Gain du moteur K_m	0,8 – 1,5

De plus, dans un souci d'utilisation d'un modèle linéaire facilement interprétable, l'approximation suivante sur le retard pur est réalisée :

$$e^{-\tau_m p} \approx \frac{1}{1+\tau_m p} \tag{2.4}$$

Ainsi, la fonction de transfert *T* pour un groupe électrogène devient :

$$T(p) = \frac{P_m}{P_m^*} = \frac{1}{(1+\tau_m p)\cdot(1+\tau_a p)} \tag{2.5}$$

3. Commande : régulation de la vitesse

La régulation en vitesse du groupe synchrone se fait à l'aide d'un régulateur PI, qui commande le couple mécanique en fonction de la vitesse :

$$\delta C_m^* = PI\,(p)\cdot(\Omega_0 - \Omega_m) \tag{2.6}$$

En posant $\Omega_m = \Omega_0 + \delta\Omega_m$ et en multipliant l'équation (2.6) par Ω_m, cette commande peut être exprimée en fonction de la puissance et de la vitesse :

$$\delta P_m^* = -PI\,(p)\cdot\delta\Omega_m\cdot(\Omega_0 + \delta\Omega_m) \tag{2.7}$$

En négligeant les termes d'ordre deux, il vient donc :

$$\delta P_m^* = -PI\,(p)\cdot\delta\Omega_{\mathrm{m}}\cdot\Omega_0 \tag{2.8}$$

Ce qui donne en pu :

$$\delta P_{m_{pu}}^* = -\frac{\Omega_0^2}{S_n}\cdot PI\,(p)\cdot\delta\Omega_{m_{pu}} = -\frac{\Omega_0^2}{S_n}\cdot PI(p)\cdot\delta f_{\,pu} \tag{2.9}$$

La commande du couple pour réguler la vitesse peut donc se mettre sous la forme d'une commande de la puissance mécanique. Par la suite, le contrôleur PI considéré sera directement celui permettant de commander la puissance, donc le rapport $\frac{\Omega_0^2}{S_n}$ sera intégré aux gains du correcteur (soit $\delta P_{m_{pu}}^* = -PI\,(p)\cdot\delta f_{\,pu}$).

Le PI est réglé de façon à découpler la régulation proportionnelle rapide (réglage primaire), et une régulation intégrale lente (réglage secondaire). Le principe de réglage de puissance en fonction de la fréquence est donné par l'équation (2.10) :

$$\mathrm{P}^{*}_{\mathrm{m_{pu}}} = P_{0_{pu}} - K_{i_t} \cdot \int \delta f_{pu} dt - \frac{\delta f_{pu}}{s_t} \tag{2.10}$$

Le découplage implique que $K_{i_t} \ll \frac{1}{s_t}$.

À noter que, dans le cas des nouveaux groupes électrogènes avec une faible inertie, la régulation de vitesse se fait souvent par PID :

$$\mathrm{P}^{*}_{\mathrm{m_{pu}}} = P_{0_{pu}} - 2H_{s_t} \cdot \frac{d\delta f_{pu}}{dt} - K_{i_t} \cdot \int \delta f_{pu} dt - \frac{\delta f_{pu}}{s_t} \tag{2.11}$$

L'action dérivée permet d'ajouter une « inertie synthétique » H_{st}, reposant sur un principe déjà expliqué à la partie III.A du chapitre 1.

B. Modèle fréquentiel générique du groupe synchrone : présentation et validation

Avec (2.2), (2.5) et (2.11), le modèle général expliquant le comportement fréquentiel d'un groupe synchrone est donné à la Figure 2.4. Le filtre de constante de temps τ_d représente le filtrage nécessaire de l'action dérivée.

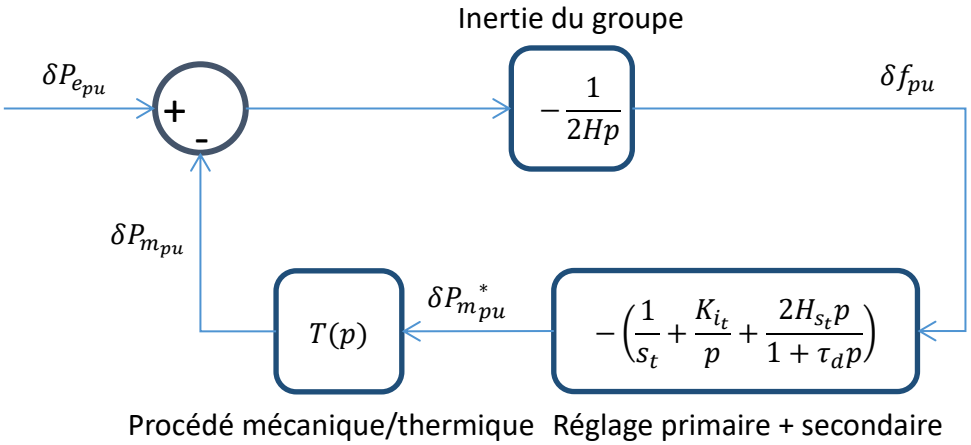


Figure 2.4. Modèle générique d'un groupe synchrone

La Figure 2.4 permet de bien appréhender la variation de fréquence en découplant les différents liens existants avec des fonctions de transfert :

- Le lien « inertiel » entre l'équilibre des puissances (ou couples) et la variation de fréquence (ou vitesse de rotation). Suite à un appel de puissance électrique δP_e, la fréquence varie plus ou moins selon la constante d'inertie *H*. Quelle que soit la technologie employée, l'inertie est toujours le « premier rempart » face à un déséquilibre de puissance. Dans un langage mathématique, cela signifie que $\frac{1}{2H}$ détermine la pente à l'origine de la variation de fréquence pour un échelon de puissance donné, quelle que soit la fonction de transfert $T(p)$.

- La commande du groupe synchrone adapte la puissance mécanique demandée δP_m^* à la turbine ou au moteur thermique selon la vitesse du rotor (et donc selon la fréquence), via un régulateur PID.

- La puissance mécanique demandée est ensuite transmise au rotor après un transfert par le processus mécanique *T*(*p*) qui diffère selon les technologies : ouverture de la vanne, etc.

Par la suite, la mention « pu » ne sera plus précisée pour alléger l'écriture. Le modèle du groupe synchrone et les modèles suivants pourront s'écrire en grandeur absolu ou en pu, en respectant les différentes conversions nécessaires présentées à l'annexe 1.

1. Avec un groupe électrogène

Pour un groupe électrogène, la fonction de transfert *T*(*p*) issue du modèle de Roy est donnée par équation (2.5). La fonction de transfert générique en boucle fermée devient alors :

$$\frac{\delta f}{\delta P_e} = -\frac{\frac{p}{K_{i_t}} \cdot (1+\tau_m p) \cdot (1+\tau_a p)}{1 + \frac{p}{s_t K_{i_t}} + \frac{2(H+H_{s_t})}{K_{it}} p^2 + \frac{2H}{K_{it}} \cdot (\tau_m + \tau_a) p^3 + \frac{2H}{K_{it}} \cdot \tau_a \cdot \tau_m p^4} \tag{2.12}$$

Cette fonction peut être simplifiée selon les étapes de la régulation :

- Tout de suite après un déséquilibre de puissance δP_e :

$$\frac{\delta f}{\delta P_e} \approx -\frac{1}{2Hp} \tag{2.13}$$

L'inertie du système guide la chute de fréquence. L'inertie synthétique n'apparait pas ici : en effet, cette dernière est « filtrée » par le processus thermique T(p), et intervient donc de façon différée.

- Dans les premières secondes (activation de la régulation primaire ou régulation proportionnelle), sachant que $K_{i_t} \ll \frac{1}{s_t}$:

$$\frac{\delta f}{\delta P_e} \approx -\frac{s_t \cdot (1+\tau_m p) \cdot (1+\tau_a p)}{1 + 2(H+H_{s_t}) \cdot s_t p + 2H \cdot s_t \cdot (\tau_m + \tau_a) p^2 + 2H \cdot s_t \cdot \tau_a \cdot \tau_m p^3} \tag{2.14}$$

L'écart de fréquence tend vers une valeur $\delta f_{pu} = -s_t \cdot \delta P_{e_{pu}}$. La dynamique dépend de l'inertie H, et des constantes de temps du moteur τ_a et τ_m.

- Sur un temps long (action intégrale ou régulation secondaire), sachant que $1 \ll \frac{1}{s_t . K_{i_t}}$ et que H, τ_a et $\tau_m$sont respectivement de l'ordre de la seconde et du dixième de seconde :

$$\frac{\delta f_{pu}}{\delta P_{e_{pu}}} \approx -\frac{\frac{p}{K_{i_t}}}{1+\frac{p}{s_t \cdot K_{i_t}}} \tag{2.15}$$

Le temps d'action de la régulation peut être approximé par $t_i = \frac{3}{s_t \cdot K_{i_t}}$.

2. Validation du modèle par simulation

Pour valider la pertinence du modèle décrit à la Figure 2.4, deux simulations d'un groupe électrogène de puissance nominale $S_n = 100\ kVA$ sont réalisées : l'une, à partir du modèle schéma bloc de la Figure 2.4, reproduit sous SIMULINK, l'autre, en reproduisant un groupe électrogène avec le logiciel de simulation circuit PLECS, dont les différents paramètres sont donnés à l'annexe 4. Ce groupe électrogène est raccordé à une charge de façon à pouvoir simuler un échelon de puissance active demandée.

Les Tableaux 2.2 et 2.3 présentent les différents paramètres de la partie mécanique.

Tableau 2.2. Paramètres mécaniques : moteur diesel et inertie du groupe

Constante d'inertie *H* du groupe	3 s
Constante de temps de l'actionneur τ_a	0,2 s
Retard du moteur τ_m	0,1 s

Tableau 2.3. Paramètres de la régulation de vitesse

Gain de statisme s_t	5 %
Gain intégral (réglage secondaire) K_{it}	0,2 s^{-1}
Inertie synthétique H_{st}	0 s

La puissance initiale absorbée est de 0,1 pu, et un appel de puissance électrique appelée de 0,5 pu est réalisé au bout de 5 secondes. La Figure 2.5 présente la variation de fréquence du groupe correspondant, pour les deux modèles utilisés.

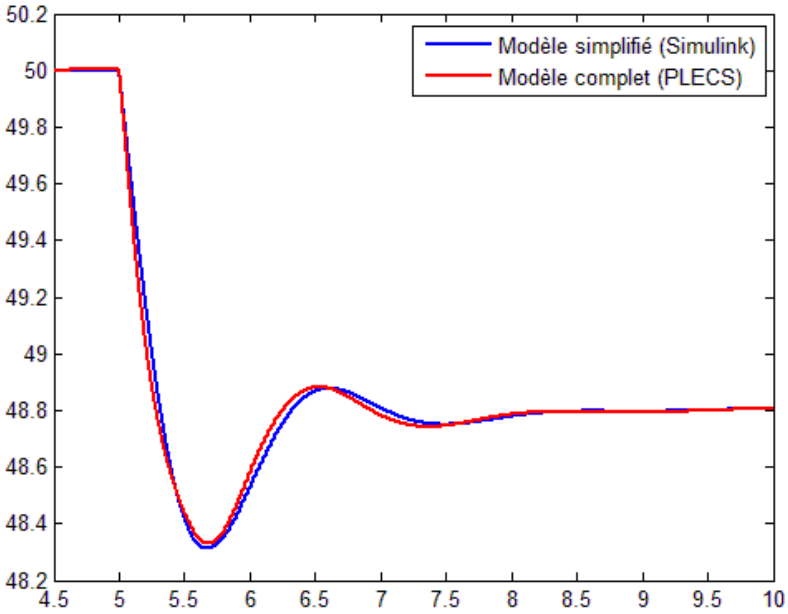


Figure 2.5. Validation du modèle simplifié proposé

Les courbes sont presque superposées. Le modèle par fonction de transfert semble donc cohérent. Il met en lumière les différents phénomènes propres à la régulation de fréquence pour un groupe synchrone, et la modélisation par schéma bloc permet une grande flexibilité et modularité.

Les quelques différences sont dues aux hypothèses de faible variation de la fréquence permettant la linéarisation du modèle. Du fait de la variation de l'ordre du Hz ($\approx 0{,}02\ pu$) de la fréquence pour une variation de puissance active de l'ordre de plusieurs dixièmes de pu, l'hypothèse est pertinente.

Le modèle pourra être facilement intégré dans un modèle plus complet de microréseau aux chapitres 3 et 4 et facilement être adapté selon les différentes technologies de groupe synchrone en modifiant la fonction de transfert T.

Le modèle présente bien sûr des limites :

- L'hypothèse de faible variation de la fréquence peut sembler contrevenir à la volonté de proposer un modèle « grand signal ». Toutefois, ce modèle peut être utilisé sur toute la plage de puissance active désirée (de 0 à 1 pu). L'hypothèse de petite variation de la fréquence ne doit donc pas être vue comme une restriction d'utilisation de fait, mais comme une caractéristique inhérente aux réseaux électriques ayant un fonctionnement correct, une grande variation de fréquence (sortie de la bande tolérée de 1 ou 2 Hz) étant synonyme d'échec de la régulation.
- L'approximation du retard pur par un filtre du 1er ordre n'est valable que pour de faibles valeurs de τ_m.
- Il faut garder à l'esprit que le modèle de référence simulé avec PLECS est lui-même simplifié. D'autres phénomènes parasites non pris en compte peuvent survenir, par exemple dus aux différentes saturations du système ou à l'imprécision du modèle du groupe thermique.

III. Les dispositifs de stockage d'énergie électrique

Les moyens de stockage sont indispensables à l'intégration massive des EnR intermittentes. Ils permettent de stocker au moment des surplus de production (forte irradiation, grand vent) et de délivrer de l'énergie en cas de manque de production (nuit, absence de vent…). Sur les réseaux électriques classiques, l'énergie électrique est en majorité stockée dans des STEP. Ces dernières sont toutefois peu utilisées dans le cas de microréseaux de taille réduite, et ne sont donc pas considérées ici.

Les dispositifs de stockage étudiés sont connectés au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs d'électronique de puissance, comme le montre la Figure 2.6.

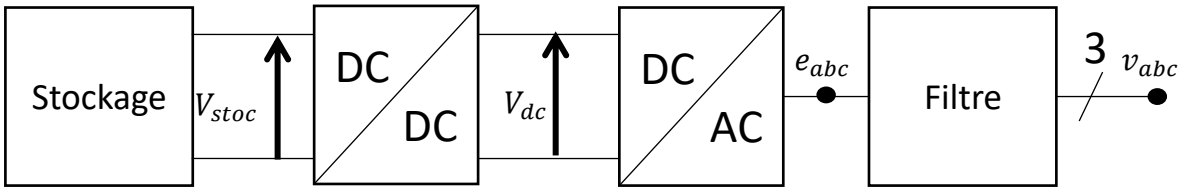


Figure 2.6. Exemple de schéma de raccordement d'un dispositif de stockage

Quelle que soit la technologie de stockage utilisée, l'interface avec le réseau est réalisée avec un onduleur et un filtre de sortie. Cet onduleur peut agir en source de tension et imposer les tensions v_{abc}, auquel cas il est le « maître » du réseau. Mais il peut aussi simplement débiter un courant sur le réseau (et donc des puissances active et réactive). Dans ce dernier cas, les tensions v_{abc} sont imposées par d'autres sources du réseau.

Des convertisseurs sont éventuellement ajoutés entre le stockage à proprement parler et l'onduleur. Comme sur l'exemple de la précédente figure, un hacheur peut permettre de garantir une tension continue V_{dc} constante en entrée de l'onduleur, malgré les variations de la tension V_{stoc} selon l'état de charge du stockeur. La capacité en sortie du hacheur peut également protéger le dispositif de stockage contre de brusques demandes de puissance côté réseau. Les volants d'inertie sont un cas particulier puisqu'ils créent de l'énergie électrique à partir d'une machine synchrone ou asynchrone, et sont donc connectés à un bus DC via un redresseur pour créer la tension V_{dc}. Dans le cas où aucun convertisseur ne relie le stockage à l'onduleur, alors : $V_{dc} = V_{stoc}$.

Ainsi, si l'onduleur, sa commande et le filtre sont identiques quelle que soit la technologie de stockage, la gestion de la tension continue V_{dc} est propre au stockage utilisé. Néanmoins, pour l'étude des variations de puissance sur le réseau liées à l'équilibre des puissances, la modélisation approfondie du stockage et de son éventuel hacheur/redresseur n'est pas primordiale, tant que la tension V_{dc} peut être considérée comme constante.

En revanche, il convient d'étudier les limites propres à chaque système de stockage :

- Quelle puissance maximale peut-il fournir ou stocker ?
- Quelle réserve d'énergie est disponible, en combien de temps se décharge-t-il ?
- Avec quelle dynamique une puissance peut-elle être fournie sans pour autant endommager le dispositif ?

Une fois ces limites identifiées, chaque groupe de stockage pourra être simplifié comme indiqué à la Figure 2.7. Les dynamiques et limitations seront alors intégrées à la source de tension continue.

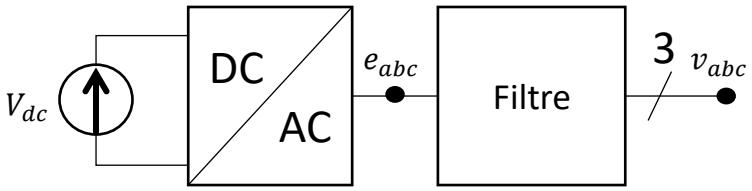


Figure 2.7. Schéma simplifié du dispositif de stockage connecté au réseau

A. Les différentes technologies de stockage

Les travaux étudiant et classant les différentes technologies de stockage abondent dans la littérature [FAI18]. Pour classer les différentes technologies de stockage, il est courant de les disposer dans un plan Énergie Massique / Puissance Massique (diagramme de Ragone), comme à la Figure 2.8. D'autres classifications existent pour définir plus précisément les limites de fonctionnement des dispositifs de stockage, mais ne seront pas abordées ici [CAB18].

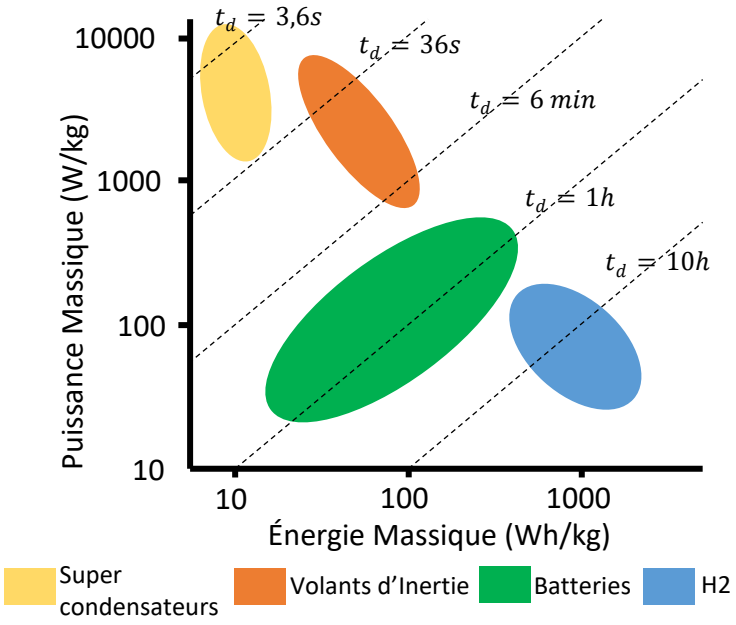


Figure 2.8. Diagramme de Ragone des différentes technologies de stockage

Au regard du diagramme de Ragone, deux groupes se dessinent :

- Les technologies avec une grande capacité de stockage mais une faible puissance spécifique. Elles sont idéales pour pouvoir fournir de l'énergie dans les périodes de creux de production (nuit, absence de vent, etc), et permettent donc de soutenir la production. Elles peuvent également participer au réglage secondaire et tertiaire.

- Les technologies avec une forte puissance spécifique mais une faible capacité de stockage qui peuvent délivrer une grande puissance au réseau. Elles peuvent donc

assurer une « alimentation sans interruption » (ASI), par la participation au réglage primaire de fréquence et l'ajout d'inertie synthétique.

1. Technologies à forte puissance et faible réserve d'énergie

Ce groupe est essentiellement constitué des super condensateurs et des volants d'inertie. Le stockage d'énergie magnétique supraconductrice (SMES) appartient également à ce groupe, mais leur utilisation reste anecdotique.

- **Les super condensateurs** sont, comme le nom l'indique, des condensateurs avec une très forte capacité (plusieurs dizaines de Farad).
  Les super condensateurs ont une faible réserve d'énergie, avec une décharge de l'ordre de quelques secondes/minutes. Cependant, il s'agit de la technologie de stockage ayant la plus grande puissance spécifique. Les super condensateurs sont donc dédiés à l'envoi d'une forte puissance à très court terme. C'est donc la technologie par excellence pour assurer le maintien de la fréquence lors d'une perte de production ou d'un échelon de demande, par participation au réglage primaire ou ajout d'inertie synthétique.
- **Les volants d'inertie.** Il est constitué d'une masse tournante qui stocke l'énergie sous forme d'énergie cinétique mécanique [PEN11]. Cette masse est raccordée à une machine synchrone à aimant, une machine à réluctance variable ou une machine asynchrone, elle-même raccordée à un convertisseur statique. De par leurs caractéristiques, les volants d'inertie peuvent être utilisés de façon similaire aux super condensateurs. Toutefois, leur puissance spécifique est moindre et ils peuvent stocker une énergie plus importante avec une décharge de l'ordre de la minute. Les volants d'inertie peuvent donc concurrencer voire prendre le relai des supercondensateurs pour une participation au réglage primaire sur plusieurs dizaines de secondes.

2. Technologies intermédiaires : les batteries d'accumulateurs

Les batteries d'accumulateurs permettent de stocker de l'énergie sous forme chimique. Un grand nombre de technologies différentes existent, dont la plupart sont listées dans le Tableau 2.4. Chaque technologie possède ses propres spécificités, ses propres limites, mais des modèles communs existent et des plages de puissance et d'énergie communes peuvent être définies. De nombreux modèles plus ou moins précis existent selon les différentes technologies de batteries [GHO15] .

Tableau 2.4. Caractéristiques des différentes technologies de batterie [DUN11]

Technologie	**NaS**	**Li-ion**	**Plomb-acide**	**Vanadium redox**
Puissance (MW)	1	1-10	1-12	1-10
Énergie (MWh)	7,2	4-24	3,2-48	4-40

Les batteries électrochimiques présentent une grande plage d'utilisation. Du fait de leur grande réserve d'énergie, leur permettant d'assurer un approvisionnement de la demande sur plusieurs heures, mais aussi grâce à des butées en puissance correcte. Elles peuvent donc

être utilisées pour l'ajustement du plan de puissance à moyen terme, mais aussi aider aux services système à court terme. Pour la régulation de fréquence, les batteries Lithium-Ion et Plomb-Acide seront préférées, du fait de leur grande puissance spécifique.

3. Technologies avec une grande réserve d'énergie mais une faible puissance massique : batterie hydrogène

Les Piles à combustibles (PAC), ou piles à hydrogène, permettent de délivrer de l'électricité à partir d'une réaction d'oxydoréduction de l'hydrogène et de l'oxygène à l'aide d'un électrolyte. Associées à un électrolyseur, recréant de l'hydrogène à partir d'eau et d'électricité, elles forment une batterie hydrogène.

Ces systèmes ont une grande réserve d'énergie, leur permettant d'avoir un temps de décharge de l'ordre de la dizaine d'heures. Elles pourront donc assurer l'approvisionnement de la demande sur une longue période et servir ainsi au réglage secondaire de fréquence et faire partie intégrante du plan de puissance (planification en amont et réglage tertiaire). En revanche, elles ne sont pas idéales pour le soutien au réglage primaire de fréquence, du fait de leurs diverses limites :

- Elles ont une faible puissance spécifique.
- Elles ne peuvent fournir ou stocker une puissance en deçà d'une puissance minimale P_{min}, et ne sont donc pas adaptées pour un ajustement fin de l'équilibre des puissances.
- Des à-coups de puissance positifs (i.e. de puissance demandée) trop importants entrainent l'usure de la pile. Une pile à combustible ne pourra donc pas être sollicitée instantanément lors d'une hausse soudaine de la demande ou d'une perte d'une partie de la production [JAA17].

B. Raccordement des moyens de stockage au réseau

Pour tous les stockeurs évoqués, l'interface avec le réseau est effectuée par un onduleur triphasé. Ce dernier est commandé via une modulation de largeur d'impulsions (MLI) et est contrôlé en courant ou en tension selon le choix du type de source, comme indiqué à la Figure 2.9. Le modèle de référence de l'onduleur est présenté à l'annexe 5.

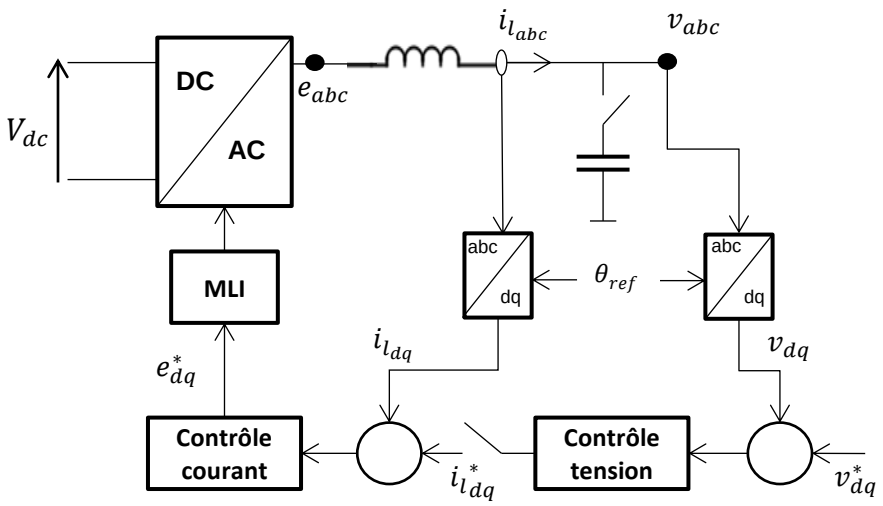


Figure 2.9. Schéma unifilaire de l'onduleur et de ses boucles de contrôle

1. Commande de l'onduleur en source de tension

Si l'onduleur fonctionne en source de tension, l'objectif est d'imposer l'amplitude et la fréquence de la tension au réseau. Ainsi, l'onduleur et le dispositif de stockage peuvent créer le réseau et être « maîtres » de ce dernier.

a. Filtre et choix des paramètres L_f , C_f.

Pour un OST, le filtre passe-bas est un filtre *LC*, représenté à la Figure 2.10.

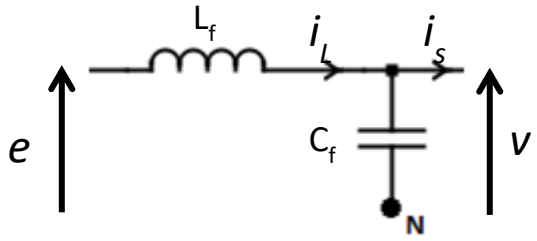


Figure 2.10. Schéma unifilaire du filtre LC

Le filtre H_f est équilibré : les inductances et capacités sont identiques sur les trois phases.

$$H_f(p) = \frac{1}{1 + \frac{p^2}{\omega_f^2}} \tag{2.16}$$

avec $\omega_f = \frac{1}{\sqrt{L_f . C_f}}$

Plusieurs critères sont utilisés pour choisir les paramètres L_f et C_f :

- La bande passante du filtre doit être choisie afin de filtrer les hautes fréquences dues au découpage de l'onduleur à la fréquence f_{dec}, sans filtrer la fréquence du fondamental de 50 Hz. Donc :

$$2\pi \cdot 50 \ll \omega_f \ll 2\pi \cdot f_{dec} \tag{2.17}$$

- L'inductance est choisie afin de limiter l'ondulation de courant à une valeur ΔI_{max} fixée. En effet, l'ondulation ΔI_s s'exprime sur chaque phase comme suit [MAR98] :

$$\Delta I_s = \frac{V_{dc}}{6{,}9 L_f \cdot f_{dec}} \tag{2.18}$$

L_f peut par exemple être choisie afin de limiter l'ondulation à 10% du courant efficace nominal (i.e. courant absorbé par le réseau pour la puissance nominale P_0 choisie).

- La capacité C_f doit être choisie pour limiter la variation de tension face à des perturbations de courant.

La relation entre la tension (*e*) délivrée par l'onduleur et la tension en sortie du filtre (*v*) est résumée par ces deux équations :

$$L_f \cdot \frac{di_L}{dt} = e - v \tag{2.19}$$

$$C_f \cdot \frac{dv}{dt} = i_L - i_s \tag{2.20}$$

Pour la commande de l'onduleur, une régulation vectorielle en cascade est utilisée, dans un référentiel (d,q) avec pour angle de référence $\theta_{ref} = \int \omega_{ref} dt = 2\pi \int f_{ref} dt$. f_{ref} est la fréquence de référence désirée pour le microréseau. Elle peut être fixe (égale à 50 Hz) dans le cas d'un OST classique, ou bien varier en fonction de la puissance fournie, comme décrit au paragraphe 2.c. Dans ce référentiel (d,q), les équations (2.19) et (2.20) deviennent :

$$\begin{cases} L_f \cdot \dfrac{di_{L_d}}{dt} = e_d - v_d + \omega_{ref} \cdot L_f \cdot i_{L_q} \\ L_f \cdot \dfrac{di_{L_q}}{dt} = e_q - v_q - \omega_{ref} \cdot L_f \cdot i_{L_d} \end{cases} \tag{2.21}$$

$$\begin{cases} C_f \cdot \dfrac{dv_d}{dt} = i_{L_d} - i_{s_d} + \omega_{ref} \cdot C_f \cdot v_q \\ C_f \cdot \dfrac{dv_q}{dt} = i_{L_q} - i_{s_q} - \omega_{ref} \cdot C_f \cdot v_d \end{cases} \tag{2.22}$$

Davantage de détails sont donnés à l'annexe 2 concernant la transformation (d,q) utilisée.

b. Commande de l'onduleur

(i) Boucle de courant

Une première boucle interne permet de réguler les courants i_{L_d} et i_{L_q} par l'intermédiaire des tensions en sortie de l'onduleur e_d et e_q. Compte tenu des équations (2.21), les tensions de références suivantes sont proposées pour l'onduleur, en notant $\begin{cases} \epsilon_{id} = i_{Ld}^* - i_{Ld} \\ \epsilon_{iq} = i_{Lq}^* - i_{Lq} \end{cases}$ (l'astérisque désigne une valeur de consigne).

$$\begin{cases} e_d^* = PI(p) \cdot \epsilon_{id} + v_d - \omega_{ref} \cdot L_f \cdot i_{L_q} \\ e_q^* = PI(p) \cdot \epsilon_{iq} + v_q + \omega_{ref} \cdot L_f \cdot i_{L_d} \end{cases} \quad (2.23)$$

La Figure 2.11 présente les boucles de courant.

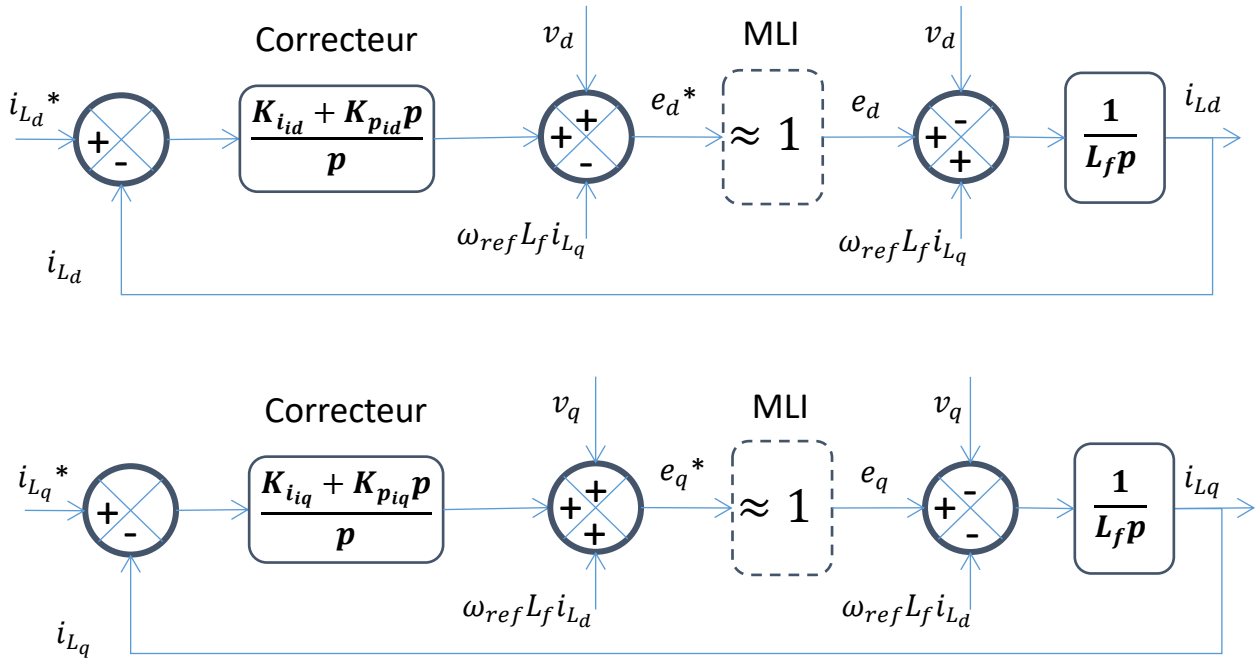


Figure 2.11. Régulation des courants

Les régulations de courant ont toutes deux la même dynamique. Nous pouvons donc noter $K_{pi} = K_{pid} = K_{piq}$ et $K_{ii} = K_{iid} = K_{iiq}$. La fonction de transfert en boucle fermée pour les courants $i_{Ld,q}$ est donnée par :

$$\frac{i_L}{i_L^*} = \frac{1 + \frac{K_{pi}}{K_{ii}} p}{1 + \frac{K_{pi}}{K_{ii}} p + \frac{L_f}{K_{ii}} p^2} = \frac{1 + \frac{2\xi_i}{\omega_{n_i}} p}{1 + \frac{2\xi_i}{\omega_{ni}} p + \frac{p^2}{\omega_{ni}^2}} \quad (2.24)$$

avec $\omega_{ni} = \sqrt{\frac{K_{ii}}{L_f}}$ la pulsation propre et $\xi_i = \frac{K_{pi}}{2\sqrt{L_f \cdot K_{ii}}}$ le coefficient d'amortissement.

Les coefficients de la boucle de courant sont ajustés pour avoir une réponse en courant lente par rapport au contrôle interne (MLI) de l'onduleur ($\frac{\omega_{n_i}}{2\pi} \ll f_{dec}$). Typiquement, le temps de réponse de la boucle de courant est de l'ordre de la ms.

(ii) Boucle de tension

Une boucle externe régule ensuite la tension en sortie du filtre, par contrôle des courants à l'aide de la boucle interne présentée ci-dessus. Considérant les équations (2.22) et en notant $\begin{cases} \epsilon_{vd} = v_d^* - v_d \\ \epsilon_{vq} = v_q^* - v_q \end{cases}$, les références des courants sont données par l'équation (2.25).

$$\begin{cases} i_{L_d}^* = PI_{v_d}(p) \cdot \epsilon_{vd} + i_{s_d} - \omega_{ref} \cdot C_f \cdot v_q \\ i_{L_q}^* = PI_{v_q}(p) \cdot \epsilon_{vq} + i_{s_q} + \omega_{ref} \cdot C_f \cdot v_d \end{cases} \quad (2.25)$$

En considérant la boucle interne de courant très rapide par rapport à la boucle externe de tension, la régulation de tension peut se présenter comme sur le schéma de la Figure 2.12.

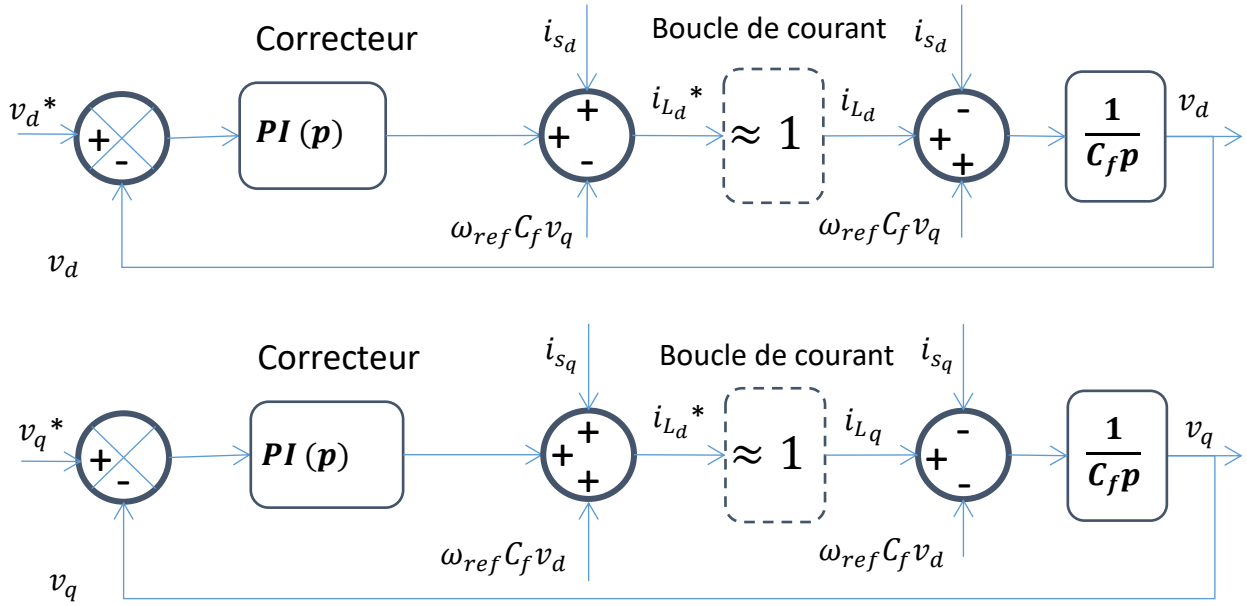


Figure 2.12. Régulation des tensions

En prenant comme paramètre du correcteur PI $K_{pv_d} = K_{pv_q} = K_{pv}$, $K_{iv_d} = K_{iv_q} = K_{iv}$, la fonction de transfert associée aux deux régulations, en supposant la boucle de courant unitaire, est exprimée à l'équation (2.26).

$$\frac{v_{dq}}{v_{dq}^*} = \frac{1 + \frac{K_{pv}}{K_{iv}} p}{1 + \frac{K_{pv}}{K_{iv}} p + \frac{C_f}{K_{iv}} p^2} = \frac{1 + \frac{2\xi_v}{\omega_{n_v}} p}{1 + \frac{2\xi_v}{\omega_{n_v}} p + \frac{p^2}{\omega_{n_v}^2}} \quad (2.26)$$

avec $\omega_{nv} = \sqrt{\frac{K_{iv}}{C_f}}$ la pulsation propre et $\xi_v = \frac{K_{pv}}{2\sqrt{C_f K_{iv}}}$ le coefficient d'amortissement.

La pulsation ω_{n_v} est ajustée de façon à avoir une réponse en tension lente par rapport à la boucle de courant, soit de l'ordre de la centaine de ms.

Les tensions de référence sont données de façon à créer un système de tension triphasé de valeur efficace ligne-neutre V_0 et une fréquence f.

Dans le référentiel tournant à la pulsation de référence ω_{ref}, les valeurs de références de tensions sont de la forme suivante :

$$\begin{cases} v_d^* = \sqrt{2} V_0 \\ v_q^* = 0 \end{cases} \quad (2.27)$$

(iii) Perturbation due à la boucle de courant

Il faut insister sur le fait que l'expression (2. 26) n'est valable que si la boucle de courant est considérée comme très rapide par rapport à la boucle de tension. En pratique, ce ne sera pas tout à fait le cas, et les perturbations en courant ne vont donc pas parfaitement s'annuler. Si la fonction de transfert entre la valeur des courants $i_{L_{dq}}$ et leur valeur de consigne n'est pas unitaire mais égale à celle de l'équation (2.24), les tensions v_d et v_q s'expriment selon l'équation (2.28), avec $P_v = 1 + \frac{K_{pv}}{K_{iv}}p + \frac{C_f}{K_{iv}}p^2$:

$$\begin{cases} v_d = \dfrac{\left(1+\dfrac{2\xi_i}{\omega_{n_i}}p\right)\left(1+\dfrac{K_{pv}}{K_{iv}}p\right)}{P_v} v_d^* - \dfrac{p^3}{\omega_{n_i}^2 K_{iv} P_v} i_{s_d} + \dfrac{\omega_{ref} C_f p^3}{\omega_{n_i}^2 K_{i_v} P_v} v_q \\ v_q = \dfrac{\left(1+\dfrac{2\xi_i}{\omega_{n_i}}p\right)\left(1+\dfrac{K_{pv}}{K_{iv}}p\right)}{P_v} v_q^* - \dfrac{p^3}{\omega_{n_i}^2 K_{iv} P_v} i_{s_q} - \dfrac{\omega_{ref} C_f p^3}{\omega_{n_i}^2 K_{i_v} P_v} v_d \\ P_v = 1 + \left(\dfrac{2\xi_i}{\omega_{n_i}} + \dfrac{K_{pv}}{K_{iv}}\right)p + \dfrac{C_f \omega_{n_i} + 2\xi_i K_{pv}}{K_{iv}\omega_{n_i}} p^2 + \dfrac{2\xi_i C_f}{\omega_{n_i} K_{iv}} p^3 + \dfrac{C_f}{\omega_{n_i}^2 K_{iv}} p^4 \end{cases} \quad (2.28)$$

Les perturbations en courant sont alors d'autant plus négligeables que :

- la bande passante ω_{n_i} est grande (et donc la boucle de courant est rapide) ;
- le gain d'action intégrale K_{iv} est grand (et donc la boucle de tension est rapide), dans une moindre mesure que pour la bande passante de la boucle de courant toutefois.

Ainsi, un dimensionnement adéquat des boucles de courant et de tension est donc important pour assurer une boucle de tension robuste, un détail qui sera important pour l'étude de stabilité réalisée au chapitre 4.

c. Adaptation de fréquence

(i) Réglage primaire

Comme cela a été évoqué au chapitre 1, une solution pour permettre la coopération de plusieurs sources à l'aide de la fréquence est de recréer une variation de fréquence dépendant de la puissance fournie au microréseau par le stockeur (témoin du déséquilibre production/consommation).

Le principe est le suivant : pour une puissance active demandée P_0 (typiquement 0 W pour un stockeur), l'onduleur crée une fréquence f_0. Dès lors que la puissance active demandée va varier, l'onduleur imposera une différence de fréquence δf, de façon à ce que lors d'un appel de puissance active supérieure à P_0 la fréquence chute, et inversement. Ainsi, l'onduleur impose la fréquence :

$$f = f_0 - s_{ost} \cdot (P_{ost} - P_0) \quad (2.29)$$

s_{ost} étant le gain de réglage ou gain de « statisme »[2], à ajuster en fonction de la chute de fréquence désirée.

[2] Le statisme s'exprimant en % ou en Hz/W suivant que le modèle soit en grandeur absolue ou en pu

Toutefois, pour des soucis de stabilité qui seront évoqués au chapitre 3, cette adaptation de fréquence ne peut se faire instantanément. Un filtre est donc ajouté sur la consigne de changement de fréquence :

$$f = f_0 - \frac{s_{ost} \cdot (P_e - P_0)}{1 + \tau_f p} \tag{2.30}$$

Sachant que l'adaptation de la puissance nécessite une mesure de la puissance P_{ost}, il existe de facto un filtre de constante de temps τ_{m_f} entre la puissance réelle envoyée au réseau et la puissance mesurée. Ainsi, de façon rigoureuse, l'adaptation de la fréquence doit s'écrire :

$$f = f_0 - \frac{s_{ost} \cdot (P_{ost} - P_0)}{(1 + \tau_f p) \cdot (1 + \tau_{m_f} p)} \tag{2.31}$$

La constante de temps τ_f peut alors être appréhendée de plusieurs façons :

- Dans le cas où τ_{m_f} est assez grande pour garantir la stabilité du système, rajouter un filtre de constante τ_f est facultatif.
- Dans le cas où τ_{m_f} est trop faible car la mesure trop rapide, il faut ajouter un filtre de constante de temps τ_f au niveau de l'onduleur. La constante de temps τ_{m_f} devient alors négligeable vis-à-vis de τ_f.

Ainsi, pour simplifier le modèle, il suffit de considérer un unique filtre de constante de temps τ_f, comme dans l'équation (2. 30). τ_f pourra soit représenter la constante de temps due à la mesure de la puissance ($\tau_f = \tau_{m_f}$), soit une constante de temps (réglable ou non) ajoutée par le constructeur, avec $\tau_f \gg \tau_{m_f}$.

Grâce à cette adaptation de fréquence, l'OST pourra coopérer automatiquement avec les autres sources afin de garantir l'équilibre des puissances actives. Si l'OST est le seul maître, les autres sources de courant devront adapter leur puissance en fonction des modifications de fréquence imposées par l'OST. Si plusieurs OST en parallèle sont maîtres, chacun participera à l'équilibre selon le réglage de son gain de statisme.

(ii) Réglage secondaire

L'objectif du réglage secondaire est de réinitialiser la fréquence à sa valeur initiale f_0. Si ce dernier est souvent réalisé de façon centralisé par un superviseur, l'objectif est ici de proposé des solutions de contrôle automatique. Deux cas se présentent en fonction de la topologie du microréseau :

- Si l'OST est le seul maître, alors le réglage secondaire est effectué par les sources annexes de courant à l'aide d'une action intégrale. En effet, si l'OST maître remet de lui-même la déviation de fréquence à zéro, il demande aux autres sources de courant de ne plus participer : cela rend donc caduque le réglage primaire.
- Si plusieurs OST coopèrent, alors chacun pourra réaliser un réglage secondaire en modifiant sa fréquence de référence f_0. Néanmoins, cela implique que chaque OST (et donc chaque stockeur) continue à fournir une puissance après le réglage de fréquence.

Dans le cas où plusieurs OST sont maîtres, le réglage secondaire peut être réalisé par l'ajout d'un effet intégral sur la fréquence de référence :

$$\begin{cases} f_0^* = \dfrac{K_{i_{ost}} \cdot (f_0 - f)}{p} + f_0 \\ f = f_0^* - \dfrac{s_{ost}}{1 + \tau_f p} \cdot (P_{ost} - P_0) \end{cases} \tag{2.32}$$

Ainsi, la nouvelle fréquence de référence peut s'exprimer comme suit :

$$f = f_0 - \frac{\dfrac{s_{ost}}{K_{i_{ost}}} p}{\left(1 + \dfrac{p}{K_{i_{ost}}}\right) \cdot (1 + \tau_f p)} \cdot (P_{ost} - P_0) \tag{2.33}$$

Ce type de contrôle est une proposition nouvelle pour la réalisation automatique du réglage secondaire de la fréquence sur un microréseau avec N OST. L'intérêt est que cette action intégrale ne dépend pas d'une quelconque mesure, mais de la différence entre une fréquence de commande (f) et de la fréquence nominale du réseau (f_0). On s'affranchit donc des soucis apportés par des erreurs de mesures sur l'action intégrale des groupes synchrones ou des sources de courants.

d. Modèle puissance-fréquence de l'OST

Compte-tenu des équations (2.32), le modèle schéma bloc liant la puissance fournie par l'OST et la fréquence imposée est donnée Figure 2.13. L'écriture du modèle permet de prendre en compte le caractère facultatif de la réinitialisation de la fréquence (réglage secondaire).

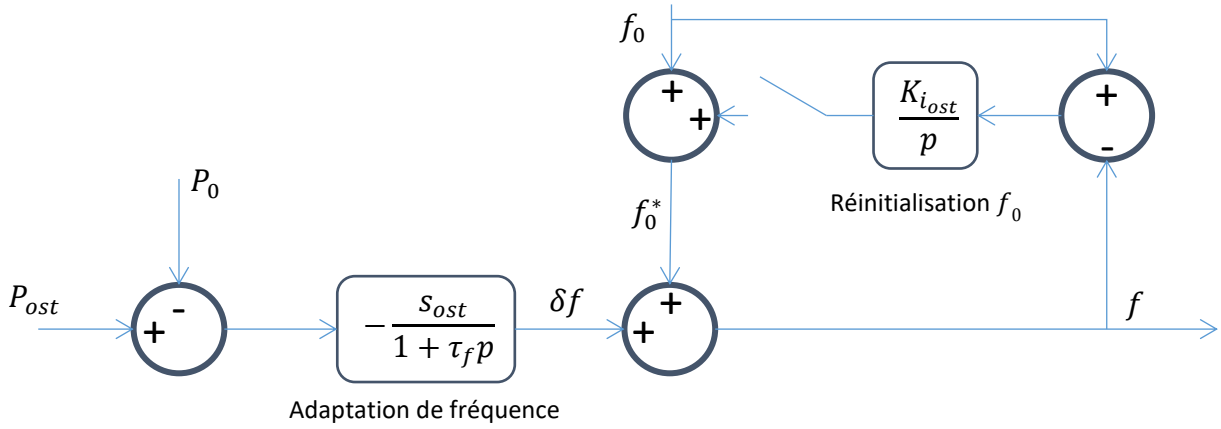


Figure 2.13. Modèle schéma bloc Puissance-Fréquence d'un OST

Le modèle est relativement plus simple que celui du groupe synchrone : en effet, il n'y a ici plus de lien physique entre une masse tournante et la fréquence, et la puissance fournie par l'OST est directement celle demandée par le réseau, aucun ajustement de puissance mécanique n'étant nécessaire.

Le modèle ne fait pas intervenir de boucle de tension et semble ainsi découpler les phénomènes de régulation de tension et de régulation de fréquence. Toutefois, la fréquence intervient dans la forme d'onde de la tension et l'amplitude de cette dernière définit en partie

la puissance fournie au réseau. Les deux phénomènes sont donc en réalité imbriqués. Il convient donc de vérifier la pertinence du modèle simplifié proposé.

e. Validation du modèle

Comme avec le groupe synchrone, deux simulations d'un OST d'une puissance nominale de 100 kVA sont réalisées en parallèle : l'une à l'aide du modèle simplifié de la Figure 2.13, l'autre avec un modèle plus complet reconstruit sous PLECS (cf annexe 5), comprenant une source de tension continue, un onduleur triphasé complet avec sa MLI et ses deux boucles de tension et courant, débitant sur une charge donnée. Initialement, l'OST fournit déjà une puissance active de 0,1 pu, et à 1,2 seconde, un échelon de 0,9 pu est réalisé, pour atteindre une charge totale de 1 pu. Le réglage secondaire n'est pas activé. Le Tableau 2.5 donne les paramètres utilisés pour l'adaptation de fréquence. Les paramètres de la boucle de tension et de l'onduleur et de plus amples détails quant au modèle de référence sont donnés en annexe 5.

Tableau 2.5. Paramètres de l'adaptation de fréquence de l'OST

Gain de « statisme » s_{ost} (%)	5
Constante de temps τ_f(ms)	50
Gain intégral $K_{i_{ost}}$	0

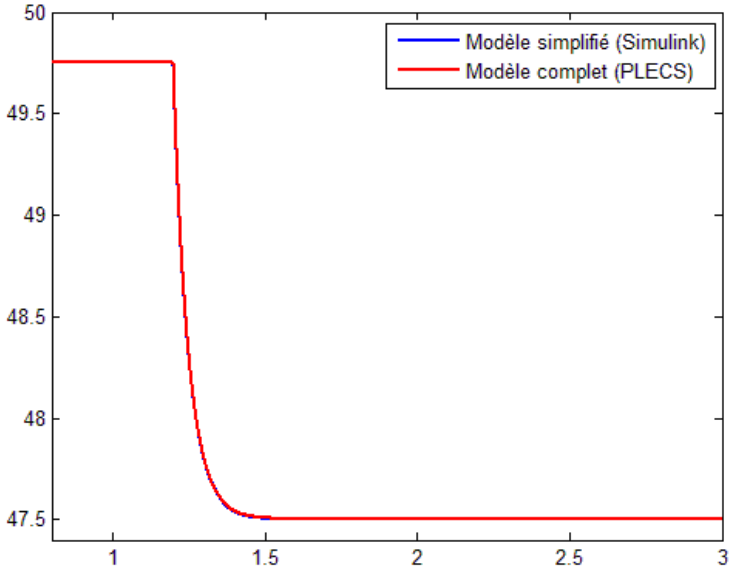


Figure 2.14. Validation du modèle d'un OST : variation de fréquence

Les courbes sont pratiquement confondues : cela confirme que les différentes boucles de régulation (présentes dans le modèle de référence mais pas dans le modèle simplifié) n'interfèrent pas avec le réglage de la fréquence. La pertinence du modèle simplifié liant puissance active et fréquence est donc validée.

2. Commande de l'onduleur en source de courant (OSC)

Si l'onduleur fonctionne en source de courant, alors il n'impose plus la tension au réseau, mais délivre juste une puissance selon une consigne donnée. Dans le cas d'une participation au

réglage de la fréquence, l'onduleur doit pouvoir adapter la puissance fournie en fonction des variations de la fréquence du réseau.

a. Filtre et commande

Nous considérons maintenant uniquement une bobine en sortie de l'onduleur de courant. Même si, dans les faits, un condensateur est également présent pour assurer l'interface avec le réseau, bien qu'aucune tension n'est régulée à ses bornes.

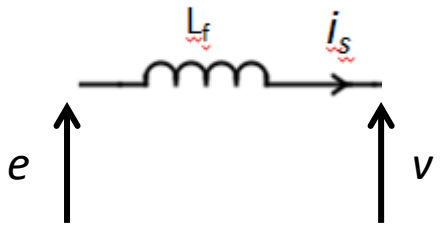


Figure 2.15. Filtre de sortie pour une source de courant

Seules les équations (2.21) régissent maintenant le courant envoyé au réseau. Le courant circulant dans la bobine est équivalent au courant de sortie envoyé au réseau, $i_L = i_s$. La bobine L_f est dimensionnée selon les mêmes critères de limitation d'ondulation de courant que précédemment.

La boucle de commande de la Figure 2.11 est reprise à l'identique pour contrôler le courant i_s, et le principe de réglage reste le même.

Cette fois, il faut imposer des consignes de courant $i_{s_d}^*$ et $i_{s_q}^*$ dans le référentiel (d,q) ayant pour référence θ_{ref}. L'angle θ_{ref} n'est plus choisi, mais mesuré sur le réseau comme expliqué à l'annexe 3.

Ces consignes de courant sont calculées en fonction des puissances active et réactive désirées. Le lien entre puissances, courant et tension dans le repère (d,q) est donné par :

$$\begin{cases} P_{osc} = \frac{3}{2}(v_d \cdot i_{s_d} + v_q \cdot i_{s_q}) \\ Q_{osc} = \frac{3}{2}(v_q \cdot i_{s_d} - v_d \cdot i_{s_q}) \end{cases} \quad (2.34)$$

Ainsi, pour des puissances de référence P_{osc}^* et Q_{osc}^*, selon les tensions mesurées en sortie de l'onduleur, les références en courant sont données à l'équation (2. 35).

$$\begin{cases} i_{s_d}^* = \frac{v_d \cdot P_{osc}^* + v_q \cdot Q_{osc}^*}{3V_0^2} \\ i_{s_q}^* = \frac{v_q \cdot P_{osc}^* - v_d \cdot Q_{osc}^*}{3V_0^2} \end{cases} \quad (2.35)$$

La dynamique de la boucle de courant est ajustée en fonction des caractéristiques de la source en amont de l'onduleur. Si la source a peu de limitation dynamique et peut envoyer rapidement une puissance importante (par exemple les super condensateurs), la boucle de courant est réglée avec un temps de réponse de l'ordre de la ms. Ainsi, la réponse en courant

peut être supposée instantanée, de telle sorte que $P_{osc} \approx P_{osc}^*$. L'OSC est alors considéré comme idéal. Pour une source avec davantage de limitation dynamique (par exemple les piles à combustibles), la boucle de courant est ralentie. Le lien entre la puissance envoyée et la puissance de consigne est alors donné par l'équation (2.24).

b. Régulation de fréquence

Un onduleur source de courant peut éventuellement participer à l'équilibre des puissances en ajustant sa puissance de consigne selon la fréquence mesurée. Le principe est alors similaire à la régulation par statisme pour les groupes thermiques, en notant δf_m l'écart de fréquence mesuré :

$$P_{osc}^* = P_0 - \frac{\delta f_m}{s_c} - \frac{K_{i_c} \cdot \delta f_m}{p} - \frac{2H_{s_c} p \cdot \delta f_m}{1 + \tau_d p} \tag{2.36}$$

L'action proportionnelle permet un réglage primaire contribuant à l'équilibre des puissances sur le réseau lors des premiers instants, alors que l'action intégrale permet le réglage secondaire assurant la réinitialisation de la fréquence. L'action dérivée permet quant à elle de rajouter une « inertie synthétique » au réseau, comme évoquée au chapitre 1. Cette action est donc avant tout utile sur un réseau formé par un groupe synchrone, le problème de manque d'inertie étant inhérent à ce type de réseau.

La fréquence est ici déterminée à l'aide d'une PLL. Davantage de précisions quant à cette dernière sont données en annexe 3. Le lien entre l'écart de fréquence réel δf et l'écart de fréquence mesurée δf_m est donné par une fonction de transfert du second ordre similaire à celle de la boucle de courant (équation (2.24)). La mesure de fréquence est de l'ordre de la ms ou de 10 ms. Dans le cas où la régulation de courant est lente, la PLL est éclipsée. Mais si la régulation de courant est très rapide, la PLL devient en partie responsable de la dynamique de la source. Pour cette étude, le temps de réponse de la PLL est fixé à quelques ms, pour pouvoir considérer $\delta f_m \approx \delta f$ et simplifier le modèle schéma bloc.

c. Modèle puissance-fréquence d'un onduleur source de courant

Considérant l'équation (2.36), le modèle schéma bloc liant la fréquence et la puissance de l'OSC est présenté à la Figure 2.16.

Contrairement à l'OST, la fréquence est ici l'entrée et la puissance fournie la sortie. En effet, si la puissance active fournie par l'OST est directement celle demandée par le réseau, la puissance active est ici imposée par la source de courant. Cette dernière n'impose en revanche plus de tension : la fréquence utilisée est donc celle mesurée directement sur le réseau. Les trois actions (dérivée, proportionnelle, intégrale) sont représentées ici, mais le modèle peut être modulé à souhait en fonction du réglage désiré. Comme pour l'OST, ce modèle relève d'une simplification permettant de découpler les phénomènes fréquentiels et les phénomènes liés à l'amplitude de la tension. Une simulation est donc effectuée pour en vérifier la cohérence.

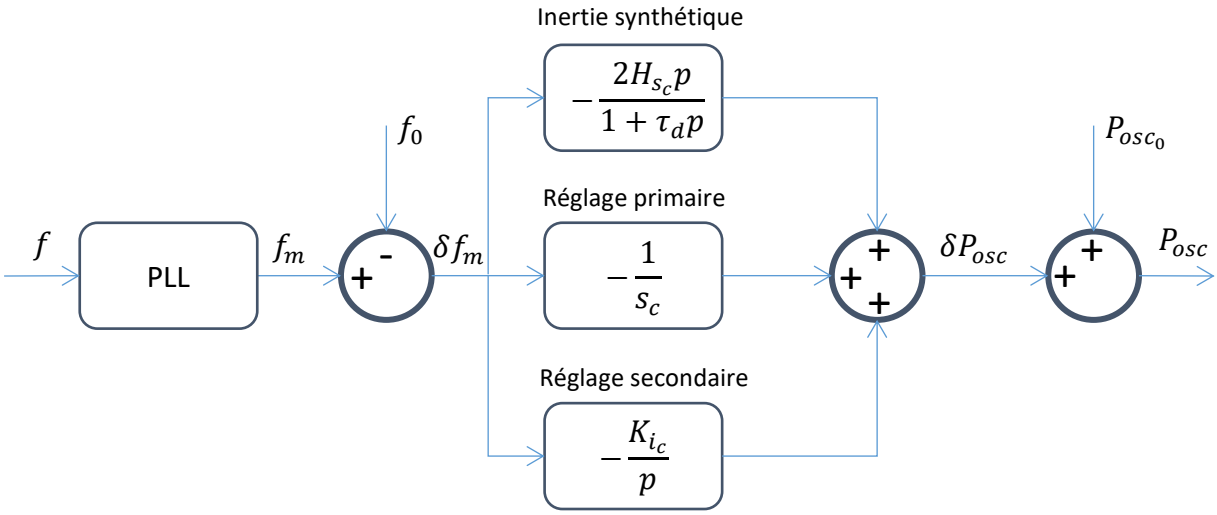


Figure 2.16. Modèle schéma bloc fréquence-puissance d'un OSC

d. Validation du modèle

Deux simulations d'un OSC de 100 kVA sont réalisées en parallèles : l'une à l'aide du modèle de la Figure 2.16, l'autre avec un modèle de référence reconstruit sous PLECS (schéma en annexe 5), raccordé à une source de tension triphasée faisant varier sa fréquence. Le Tableau 2.6 donne les paramètres de l'adaptation de fréquence utilisés. Les paramètres des boucles de tension et de courant de l'onduleur sont donnés en annexe 5.

Tableau 2.6. Paramètres de l'adaptation de fréquence de l'OST

Gain de « statisme » s_c (%)	5
Inertie synthétique H_{s_c} (s)	0,01
Constante de temps dérivée τ_d (ms)	1
Gain intégral $K_{i_c}(s^{-1})$	1

L'OSC débite initialement une puissance de 0,1 pu sur le réseau, et à 1,2s, un échelon de fréquence de -1,5Hz (-0,03 pu) est réalisé. La Figure 2.17 présente la variation de puissance observée.

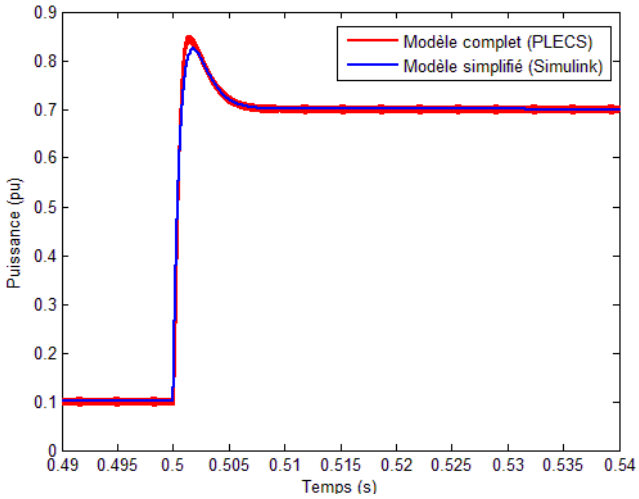


Figure 2.17. Puissance d'un OSC pour deux modèles différents lors d'un à-coup de fréquence

Les deux courbes sont confondues. Le modèle simplifié est donc validé.

IV. Les sources d'énergie renouvelables intermittentes

A. Éolienne

Comme il a été vu au chapitre 1, il existe plusieurs technologies de groupe éolien à vitesse variable. Les turbines éoliennes peuvent être raccordées au réseau via une machine asynchrone à double alimentation (MADA) ou une via une machine synchrone (MS). Quelle que soit la technologie utilisée, le principe de contrôle est similaire : le couple électrique C_e de la machine est ajusté de façon à extraire plus ou moins de puissance de la turbine. Une unique stratégie de contrôle de C_e commune aux deux technologies sera donc présentée. La différence entre les deux technologies se situe essentiellement au niveau de l'interface entre les stators des deux génératrices et le réseau (onduleur dans le cas de la MS, connexion directe dans le cas de la MADA).

Le schéma de principe d'un groupe éolien avec MS avec contribution au réglage de fréquence est présenté à la Figure 2.18.

Pour simplifier le développement, nous considérons ici uniquement des génératrices sans multiplicateur de vitesse (vitesse turbine et vitesse génératrice identiques), ce qui est généralement le cas des MS, tandis que les MADA en ont classiquement un. De ce fait, la vitesse de rotation de la turbine éolienne Ω_{eol} est considérée égale à celle du rotor de la génératrice Ω_m.

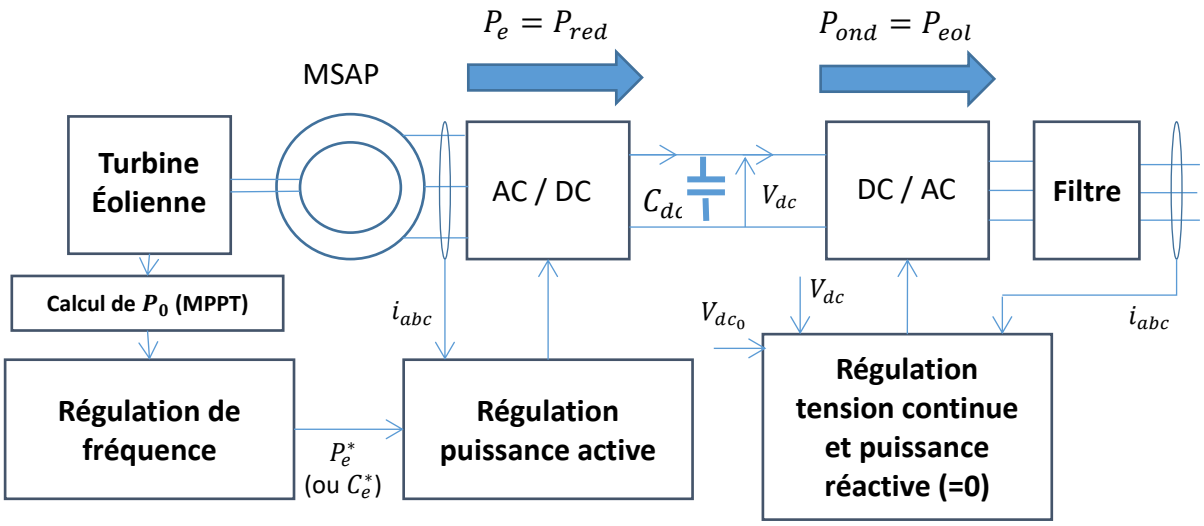


Figure 2.18. Modèle du groupe éolien dans le cas d'une machine synchrone à aimant permanent (MSAP)

1. Modèle éolienne - partie mécanique

La turbine éolienne fournit un couple mécanique C_m à la génératrice, calculé à partir de la vitesse de rotation du rotor et de la vitesse du vent :

$$C_m = \frac{1}{2}\frac{\rho \cdot S \cdot v_v^3}{\Omega_m} \cdot C_p(\lambda, \beta) \tag{2.37}$$

où ρ est la masse volumique de l'air, S la surface balayée par les pâles de l'éolienne ($S = \pi r^2$ avec r la longueur d'une pâle), v_v la vitesse du vent, Ω_m la vitesse du rotor et C_p le coefficient aérodynamique de puissance de l'éolienne, calculé à partir de la vitesse réduite $\lambda = \frac{r\Omega_m}{v_v}$ et de l'angle de calage β. C_p peut être défini à partir d'une table ou bien d'une fonction polynômiale (voir annexe 6). La puissance mécanique P_m fournie par la turbine s'obtient en multipliant l'équation (2.37) par Ω_m :

$$P_m = \frac{\rho \cdot S \cdot v_v^3}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \tag{2.38}$$

Le profil de cette puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation de la turbine est montré Figure 2.19.

Quelle que soit la vitesse du vent v_v, il existe une unique vitesse réduite $\lambda_{opt} = \frac{r \cdot \Omega_{opt}}{v_v}$ pour laquelle le coefficient de puissance est maximal ($C_p = C_{p_{opt}}$), et donc la puissance associée également :

$$P_{opt} = \frac{1}{2}\rho \cdot S \cdot v_v^3 \cdot C_{p_{opt}} = \frac{1}{2}\frac{\rho \cdot S \cdot r^3}{\lambda_{opt}^3} \cdot C_{p_{opt}} \cdot \Omega_{opt}^3 \tag{2.39}$$

La puissance optimale P_{opt} est donc proportionnelle au cube de la vitesse optimale, comme indiqué (trait pointillé) sur la Figure 2.19. Le coefficient K_{opt} est ainsi défini comme le rapport entre la puissance optimale et la vitesse optimale correspondante au cube.

$$K_{opt} = \frac{\rho \cdot S \cdot r^3}{2\lambda_{opt}^3} \cdot C_{p_{opt}} \tag{2.40}$$

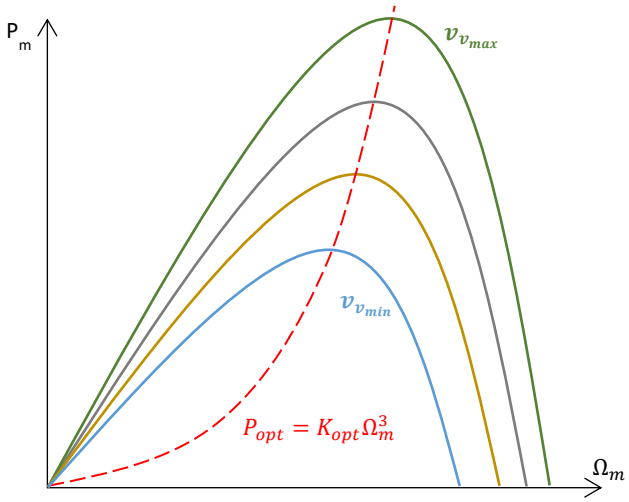


Figure 2.19. Profils de puissances fournies par une éolienne pour différentes vitesses de vent

Le couple est transmis au rotor de la machine, dont la vitesse Ω_m obéit à la loi (2.1), avec une inertie J_{eol} correspondant à l'inertie de la turbine éolienne et de la génératrice (MS/MADA). Il faut souligner que, du fait de la non connexion directe au réseau dans le cas de la MS, Ω_m n'est pas liée à la fréquence de ce dernier. Dans le cas de la MADA, la vitesse mécanique glisse par rapport à la fréquence réseau et n'est donc pas, elle non plus, liée de façon rigide à cette dernière. Le modèle mécanique de l'éolienne est représenté à la Figure 2.20.

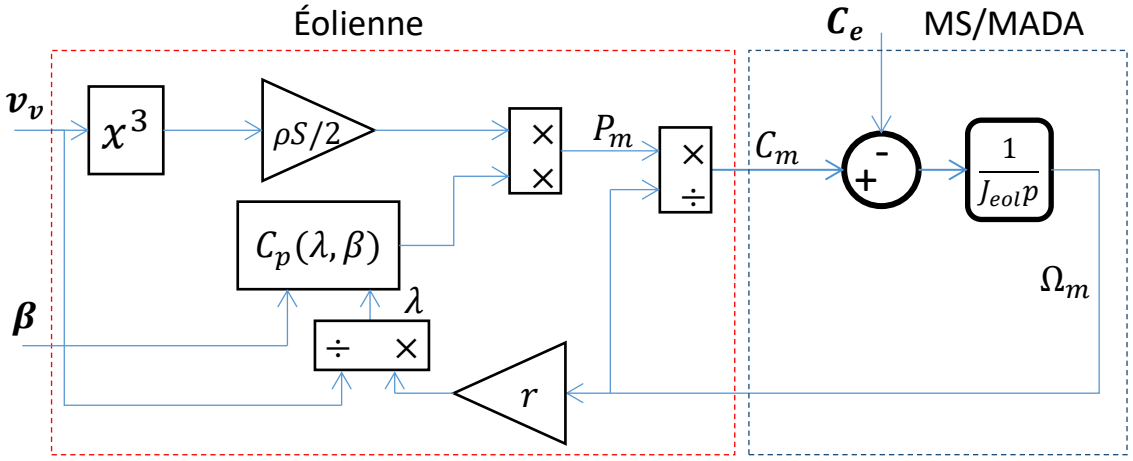


Figure 2.20. Modèle mécanique du groupe éolien

Le modèle présente trois entrées : une dépendante des conditions météorologiques (la vitesse du vent v_v) et deux autres variables de commande permettant d'ajuster la vitesse de l'éolienne, donc la puissance envoyée au réseau.

L'angle de calage β est un paramètre mécanique évoluant lentement, avant tout utilisé pour brider la vitesse de l'éolienne en cas de vent trop important. Il ne sera donc pas utilisé pour le réglage de la fréquence et sera considéré fixe pour le reste de l'étude. Ainsi, le coefficient de puissance sera noté $C_p(\lambda, \beta) = C_p(\lambda)$.

Pour un appel de puissance rapide, le plus intéressant est de jouer sur le couple électrique C_e freinant le rotor de la génératrice, C_e étant un paramètre électrique à la dynamique rapide. Ce couple électrique est contrôlé en ajustant les courants statoriques à l'aide du redresseur dans le cas de la MS, ou les courants rotoriques à l'aide de l'onduleur placé côté rotor dans le cas de la MADA. De plus amples détails quant à la modélisation de la MS sont donnés en annexe 6, avec le détail du calcul du coefficient de puissance C_p.

2. Commande du couple

L'objectif est d'imposer la puissance P_m à extraire de la turbine éolienne. Pour ce faire, le redresseur ou l'onduleur ajuste le couple électrique C_e de la génératrice de façon à freiner ou accélérer la turbine éolienne pour en extraire plus ou moins de puissance.

Quelle que soit la technologie (MS ou MADA), ce contrôle se réalise par l'intermédiaire de boucles de courant très rapides au regard des phénomènes considérés (constante de temps mécanique). Ainsi, le couple électrique peut être considéré égal à sa valeur de consigne, $C_e \approx C_e^*$.

La consigne de couple désirée est calculée selon la puissance active voulue P_e^* et la vitesse du rotor de la génératrice Ω_m.

$$C_e^* = \frac{P_e^*}{\Omega_m} \tag{2.41}$$

3. Consigne de puissance

a. Stratégie MPPT classique

Classiquement, un groupe éolien est contrôlé par une stratégie MPPT pour pouvoir extraire le maximum de puissance pour un vent donné. La Figure 2.19 montre que la puissance maximale pouvant être extraite d'une turbine éolienne peut s'exprimer selon le cube de la vitesse de rotation de la turbine. De ce constat découle la stratégie de commande MPPT la plus couramment utilisée consistant à demander une puissance de référence proportionnelle au cube de la vitesse de la turbine [ABD12] :

$$P_e^* = K_{opt} \cdot \Omega_m^3 \tag{2.42}$$

De ce fait, quel que soit le vent, la vitesse de la turbine évoluera de façon à respecter l'équation (2.42) et enverra en régime établi la puissance maximale disponible.

b. Aide au réglage de fréquence en puisant dans l'énergie cinétique

Pour permettre à un groupe éolien de participer au réglage de fréquence, une première proposition est de puiser dans la réserve d'énergie cinétique sans modifier la commande par MPPT. En effet, lorsque le groupe éolien fonctionne en MPPT, la turbine tourne à une vitesse Ω_{opt} et stocke de ce fait l'énergie cinétique suivante :

$$E_c = \frac{1}{2} J_{eol} \cdot \Omega_{opt}^2 \tag{2.43}$$

En régime transitoire, accélérer la turbine revient à stocker de l'énergie et, au contraire, freiner la turbine revient à délivrer de l'énergie au réseau. Néanmoins, en régime statique, freiner ou accélérer l'éolienne à partir de sa vitesse optimale revient à baisser la puissance mécanique fournie, conformément au profil de la Figure 2.19. Deux cas se présentent alors :

- Lorsque la fréquence augmente (surplus de puissance active sur le réseau), la turbine peut être accélérée pour stocker transitoirement une puissance active supplémentaire. La puissance en régime statique évolue alors dans le même sens qu'en régime transitoire (partie droite du profil en cloche). Le contrôle est donc stable et pertinent.
- Lorsque la fréquence diminue (manque de puissance active sur le réseau), la turbine doit être freinée pour fournir un surplus de puissance active. Cependant, en freinant la turbine, la puissance fournie va diminuer en régime statique (partie gauche du profil en cloche). Puissance transitoire et stationnaire s'opposent alors : le contrôle est instable !

La coopération de fréquence ne peut donc en théorie se faire que dans le cas d'une augmentation de cette dernière ($\delta f > 0$), avec le contrôle suivant :

$$\begin{cases} P_e^* = P_0 - PID\,(p) \cdot \delta f \\ P_0 = K_{opt} \cdot \Omega_m^3 \end{cases} \tag{2.44}$$

Cependant, la vitesse de la turbine évoluant relativement lentement (ordre de la dizaine de secondes) par rapport à la puissance électrique fournie par la génératrice (ordre de la ms ou de la dizaine de ms), certains auteurs utilisent également ce contrôle dans le cas d'une diminution de la fréquence [MAU09]. L'utilisation de cette réserve d'énergie cinétique ne peut alors être utilisée que sur un très court instant (inférieur à la seconde), de façon impulsionnelle, pour ne pas perturber la commande en MPPT. Cela est donc surtout adapté pour l'ajout d'inertie synthétique, à savoir pour une puissance proportionnelle à la variation de la fréquence, qui s'effacera dès que l'équilibre des puissances aura été rétabli sur le réseau. Ce contrôle semble toutefois risqué, puisqu'il présente un risque de basculer dans une zone d'instabilité.

Ainsi, la coopération de l'éolienne au réglage de la fréquence dans le cas d'une chute de cette dernière ne peut se faire de façon sûre qu'en garantissant une réserve de puissance active.

c. Constitution d'une réserve de puissance et réglage de fréquence associé

En faisant fonctionner la turbine à une vitesse différente de la vitesse optimale, une réserve de puissance peut être garantie, pouvant servir à un réglage de fréquence sur un plus long terme qu'en comptant seulement sur l'inertie de la turbine.

L'objectif est ici de faire fonctionner la turbine en survitesse (partie droite des courbes en cloche de la Figure 2.19). Pour fournir un surplus de puissance au réseau, il faut freiner la turbine. De l'énergie cinétique est ainsi récupérée transitoirement (déstockage inertiel), et la puissance mécanique augmente également en régime statique (jusqu'à la puissance maximale

disponible). Ainsi, les deux « réserves » statiques et dynamiques coopèrent pour fournir une réserve de puissance.

Il convient cependant de bien adapter la stratégie de contrôle de façon à proposer une réserve adaptée, sans trop dégrader le régime normal de production de puissance et donc la compétitivité du parc éolien. Il y a un compromis entre maximisation de la fourniture de puissance et participation au réglage de fréquence. Si beaucoup d'auteurs traitent de la participation d'éoliennes, la modification concrète de ce que cela implique sur la stratégie de contrôle habituelle est souvent floue. Trois contrôles sont ici présentés.

(i) Stratégie 1

Une puissance correspondant à αP_{opt} avec $0 < \alpha < 1$ sert de consigne. Cela revient à déterminer la vitesse réduite λ_α telle que pour un vent donné la relation (2.45) soit vérifiée :

$$P_m = \alpha \cdot P_{opt} \tag{2.45}$$

$$\frac{\rho \cdot S \cdot v_v^3}{2} \cdot C_p(\lambda_\alpha) = \frac{\alpha \cdot \rho \cdot S \cdot v_v^3}{2} \cdot C_{p_{opt}} \tag{2.46}$$

donc :

$$C_p(\lambda_\alpha) = \alpha \cdot C_{p_{opt}} \tag{2.47}$$

Deux vitesses réduites λ_α existent pour satisfaire l'équation (2.47). Pour pouvoir travailler en survitesse (partie droite de la courbe de puissance), la vitesse réduite la plus élevée est retenue. La fonction C_p n'étant pas linéaire, $\lambda_\alpha \neq \alpha\lambda_{opt}$.

Un gain K_α est alors défini par analogie avec le gain K_{opt} :

$$K_\alpha = \frac{\alpha \cdot \rho \cdot S \cdot r^3}{2\lambda_\alpha^3} \cdot C_{p_{opt}} = \alpha \cdot \left(\frac{\lambda_{opt}}{\lambda_\alpha}\right)^3 \cdot K_{opt} \tag{2.48}$$

La puissance électrique demandée au redresseur est ainsi définie selon l'équation (2.49) :

$$P_e^* = K_\alpha \cdot \Omega_m^3 \tag{2.49}$$

Une fois cette réserve constituée, le réglage de la fréquence est alors ajouté, avec un PID regroupant l'ajout d'inertie synthétique, l'action primaire et éventuellement une action intégrale secondaire.

$$\begin{cases} P_e^* = P_0 - PID(p) \cdot \delta f \\ P_0 = K_\alpha \cdot \Omega_m^3 \end{cases} \tag{2.50}$$

Cette stratégie ressemble à une stratégie classique de participation au réglage de la fréquence, similaire au contrôle par statisme des OSC et groupes tournants.

Néanmoins, la puissance de consigne initiale P_0 est fonction de la vitesse de la turbine. Ainsi, cette stratégie pose souci. En effet, dès lors qu'une déviation de fréquence négative apparaît et qu'un surplus de puissance P_e est demandé en conséquence (cas de la Figure 2.21), la turbine éolienne est freinée du fait de l'augmentation du couple résistant. Or, si la vitesse Ω_m

diminue, la puissance de consigne initiale P_o diminue également, selon (2.50), ce qui vient donc diminuer l'efficacité de la participation au réglage de la fréquence.

La Figure 2.21 met en évidence cet effet, en comparant la puissance désirée P_{des} après un réglage primaire de fréquence et la puissance effectivement obtenue P_∞ avec la stratégie proposée. Le gain s_{eol} désigne le statisme du groupe éolien, intégré au contrôleur PID.

Ces effets antagonistes ne posent a priori pas de problème si la participation du groupe éolien s'efface au bout de quelques secondes. La vitesse de la turbine, dont la dynamique est plus lente que celle du système électrique, n'a pas le temps de s'établir à une nouvelle vitesse, et la stratégie de MPPT n'est donc pas perturbée.

Mais si le groupe éolien est censé pouvoir apporter une participation au-delà de plusieurs secondes, il faut régler les paramètres du contrôleur PID en conséquence : le statisme s_{eol} doit être légèrement inférieur à la valeur réelle désirée.

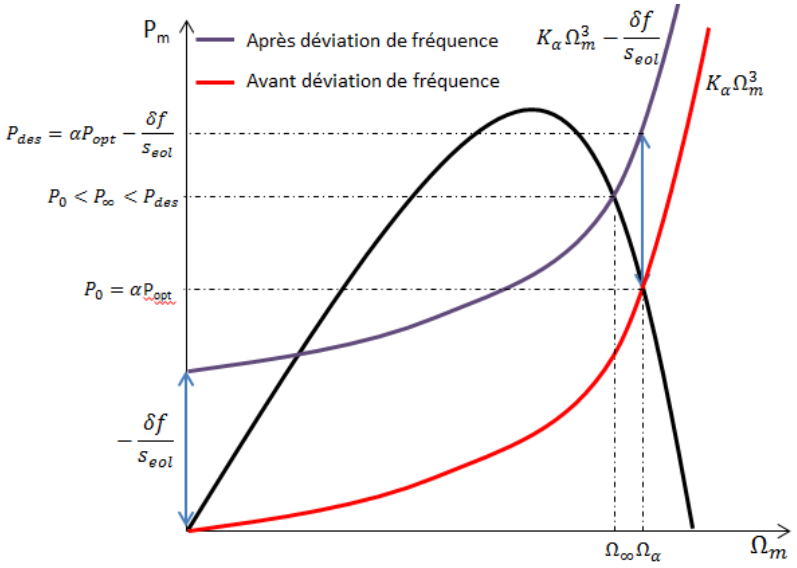


Figure 2.21. Mise en évidence de l'erreur introduite avec une puissance de consigne dépendant de la vitesse pour un appel de charge de 0,25 pu

(ii) Stratégie 2

Pour pallier au problème précédent, une idée consiste à donner une valeur de consigne P_0 indépendante de la vitesse. Cette consigne peut, par exemple, directement être calculée selon la vitesse du vent v_v. Néanmoins, la vitesse du vent est une donnée particulièrement instable, qui ne bénéficie pas du filtre naturel apporté par l'inertie de la voilure de l'éolienne, contrairement à la vitesse de rotation de la turbine. Cette vitesse doit donc être au préalable filtrée, sans pour autant que cela ne ralentisse l'envoi de puissance par rapport à une stratégie classique. Ainsi, un filtre d'une dynamique similaire à celui de l'inertie de la voilure de l'éolienne doit être ajouté au niveau de la mesure de la vitesse du vent.

$$\begin{cases} P_e^* = P_0 - PID(p) \cdot \delta f \\ P_0 = \alpha \cdot K_v \cdot v_{v_f}^3 \\ v_{v_f} = \dfrac{v_v}{1 + \tau_v p} \\ K_v = \dfrac{\rho \cdot S}{2} \cdot C_{p_{opt}} \end{cases} \quad (2.51)$$

La Figure 2.22 présente cette stratégie. La puissance demandée est fixe, pour un vent donné. La puissance obtenue après réglage primaire est bien celle attendue. La puissance demandée pour un réglage primaire ne pouvant pas être supérieure à la puissance optimale, un dispositif de limitation doit donc être prévu.

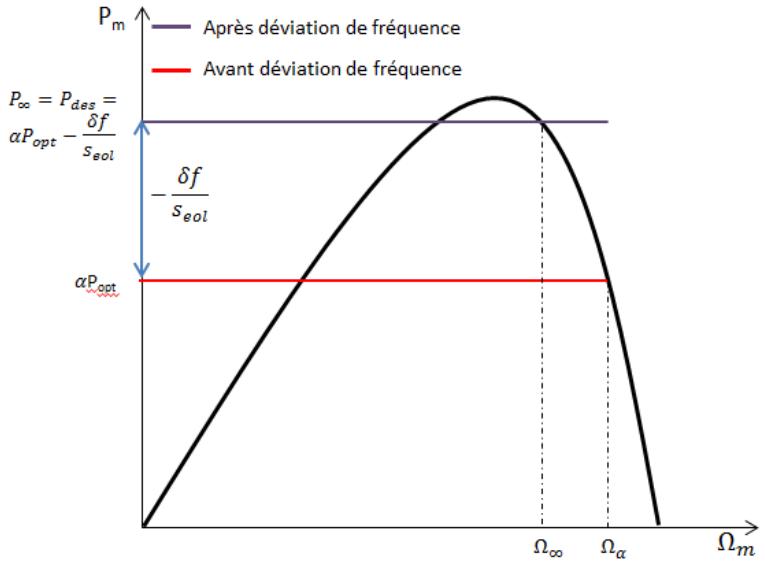


Figure 2.22. Puissance fournie par l'éolienne avec la stratégie 2

(iii) Stratégie 3

Une autre stratégie peut être envisagée pour s'affranchir des problèmes dus à la mesure de la vitesse du vent de la stratégie 2 et aux effets antagonistes de la stratégie 1. La régulation de fréquence s'applique alors directement sur le coefficient K_α : ainsi, la caractéristique de la courbe de consigne est changée comme indiquée à l'équation (2.52) et à la Figure 2.23.

$$\begin{cases} P_e^* = K_\alpha(\delta f) \cdot \Omega_m^3 \\ K_\alpha(0) = \dfrac{\alpha \cdot \rho \cdot S \cdot r^3}{2\lambda_\alpha^3} \cdot C_{p_{opt}} \end{cases} \quad (2.52)$$

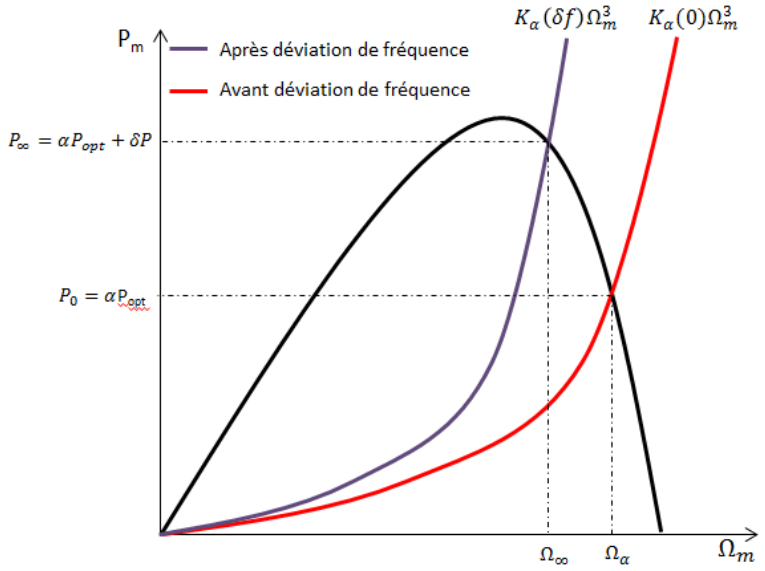


Figure 2.23. Stratégie 3

Le gain K_α évolue en fonction de la déviation de la fréquence : si cette dernière est nulle, la caractéristique demandée est la même que celle décrite pour la stratégie 1. Mais dès lors que l'écart de fréquence évolue, $K_\alpha(\delta f)$ évolue également de façon à demander une puissance plus grande à la turbine (courbe violette). À l'instar de la relation liant la puissance de référence à la fréquence dans les cas précédents, le gain K_α peut être lié à la déviation de fréquence par un PID :

$$K_\alpha(\delta f) = K_\alpha(0) - PID_K(p) \cdot \delta f \tag{2.53}$$

Néanmoins, il n'y a pas de lien linéaire entre le gain K_α et la puissance active délivrée par la turbine. Ainsi, avec cette stratégie, la puissance demandée s'écrit ainsi :

$$P_{eol}^* = K_\alpha(0) \cdot \Omega_m^3 - PID_K(p) \cdot \delta f \cdot \Omega_m^3 \tag{2.54}$$

La puissance demandée dépend donc de la vitesse de la turbine au cube, dont la valeur en régime statique après un déséquilibre de puissance sur le réseau dépend également de la déviation de fréquence, et aussi de la vitesse du vent. Il n'est donc plus possible d'établir une relation linéaire entre la déviation de fréquence et la puissance fournie par le groupe éolien. Cette stratégie de commande ne semble donc pas optimale dans l'objectif d'établir des liens simples et directs entre la puissance active et la fréquence.

d. Bilan des stratégies proposées

Le Tableau 2.7 établit une comparaison des différentes stratégies étudiées. Pour pouvoir faire participer un groupe éolien sans risque d'instabilité aussi bien pour des diminutions que des augmentations de fréquence, les stratégies avec réserve semblent plus appropriées. Les stratégies 1 et 2 semblent les plus intéressantes, de par la simplicité et le filtrage naturel de la première, ou par l'entretien du lien linéaire entre fréquence et puissance active fournie de la deuxième. De ce fait, seules ces deux stratégies seront considérées pour la modélisation et la simulation dans les paragraphes suivants.

Stratégie	Consigne en puissance	Avantages	Inconvénients
Sans ajout de réserve	$\begin{cases} P_e^* = P_0 - PID\,(p)\delta f \\ P_0 = K_{opt}\Omega_m^3 \end{cases}$	• Ne dégrade pas la commande MPPT	• Utilisation risquée pour une participation au réglage fréquence lorsque δf diminue.
Réserve avec stratégie 1	$\begin{cases} P_e^* = P_0 - PID(p)\delta f \\ P_0 = K_\alpha \Omega_m^3 \\ K_\alpha = \alpha\left(\frac{\lambda_{opt}}{\lambda_\alpha}\right)^3 K_{opt} \end{cases}$	• Simple, se rapproche de la commande MPPT classique • Bénéficie du filtrage du vent par l'inertie de la voilure.	• Dégrade la commande MPPT •Le maintien de la puissance à P_0 et la participation au réglage de la fréquence entrainent des effets antagonistes
Réserve avec stratégie 2	$\begin{cases} P_e^* = P_0 - PID(p)\delta f \\ P_0 = \alpha K_v v_{v_f}^3 \\ v_{v_f} = \frac{v_v}{1+\tau_v p} \\ K_v = \frac{\rho S}{2} C_{p_{opt}} \end{cases}$	• Permet de conserver un lien linéaire entre la variation de la fréquence et la puissance réellement fournie.	• Dégrade la commande MPPT • Dépend de la mesure de la vitesse du vent, ce qui nécessite l'ajout d'un filtre.
Réserve avec stratégie 3	$\begin{cases} P_e^* = K_\alpha(\delta f)\Omega_m^3 \\ K_\alpha(0) = \frac{\alpha\rho S r^3}{2\lambda_\alpha^3} C_{p_{opt}} \\ K_\alpha(\delta f) = K_\alpha(0) - PID_K(p)\delta f \end{cases}$	• Bénéficie du filtrage du vent par l'inertie de la voilure.	• Dégrade la commande MPPT • Nécessite le calcul de nouveaux paramètres du PID pour concorder avec les autres stratégies. • N'entretient pas un lien linéaire entre les variations de fréquence et la puissance fournie.

Tableau 2.7. Comparaison des différentes stratégies de participation d'un groupe éolien au réglage de la fréquence

4. Interface au réseau : différence entre MS et MADA

a. MS : régulation de la tension continue

La puissance électrique P_e^* demandée à la MS est considérée égale à la puissance électrique réellement fournie par cette dernière P_e, du fait de la rapidité de la boucle de contrôle en couple du redresseur. Cette puissance est également considérée égale à la puissance fournie par le redresseur au bus continu P_{red}, les pertes par commutation et conduction étant négligées. Pour la même raison, la puissance finale fournie par le groupe éolien au réseau P_{eol}, est considérée égale à la puissance fournie par le bus DC à l'onduleur P_{ond} (voir Figure 2.18). En revanche, les puissances P_{red} et P_{ond} peuvent être transitoirement différentes du fait de la régulation de la tension du bus DC, plus lente qu'une régulation en courant.

L'onduleur permet de maintenir la tension du bus DC constante. La commande est réalisée par deux boucles imbriquées : la boucle de régulation interne impose le courant de sortie de l'onduleur, et est identique à celle d'un OST. La boucle de régulation externe contrôle la tension continue du bus DC. L'équation (2. 55) régit cette tension sur le bus, en notant i_{red} le courant en sortie du redresseur et i_{ond} le courant en entrée de l'onduleur :

$$C_{dc} \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} = i_{red} - i_{ond} \tag{2.55}$$

Cette équation peut aussi s'exprimer en liant la tension continue aux puissances transitant sur le bus DC en multipliant (2. 55) par V_{dc} :

$$\frac{C_{dc}}{2} \cdot \frac{dV_{dc}^2}{dt} = P_{red} - P_{ond} \tag{2.56}$$

Le carré de la tension V_{dc}^2 peut être contrôlé par l'intermédiaire de la puissance P_{ond} , en posant comme puissance de consigne P_{ond}^* :

$$P_{ond}^* = -PI\,(p) \cdot \left(V_{dc_0}^2 - V_{dc}^2\right) + G_{v_{dc}} \cdot V_{dc}^2 \tag{2.57}$$

avec $G_{v_{dc}}$ un gain de commande.

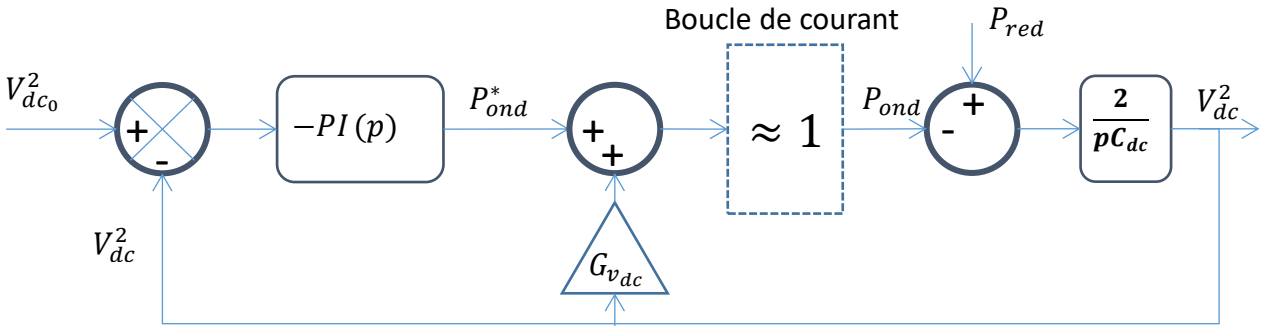


Figure 2.24. Boucle de tension Vdc

Le rajout du gain $G_{v_{dc}}$ dans la boucle de commande permet d'obtenir une réponse du premier ordre pour la tension V_{dc} par rapport à la consigne V_{dc_0}. En effet, en posant $G_{v_{dc}} = K_{p_{dc}}$ et $K_{i_{dc}} = \frac{2K_{p_{dc}}}{C_{dc}}$, la fonction de transfert de V_{dc}^2 par rapport à $V_{dc_0}^2$ est la suivante :

$$\frac{V_{dc}^2}{V_{dc_0}^2} = \frac{1}{1 + \frac{p}{\omega_{n_{dc}}}} \tag{2.58}$$

Avec $\omega_{n_{dc}} = \frac{2K_{p_{dc}}}{C_{dc}}$ la bande passante de la boucle de tension.

Cette boucle de tension est importante, puisqu'au-delà du maintien de la tension sur le bus DC, elle définit le lien entre la puissance active P_e fournie par la MS (contrôlée par le redresseur), et la puissance active P_{eol} effectivement fournie au réseau par le groupe éolien. Pour une consigne de tension $V_{dc_0}^2$ constante, la fonction de transfert liant $P_{eol} = P_{ond}$ à $P_e = P_{red}$ peut être définie par :

$$\frac{P_{eol}}{P_e} = \frac{P_{ond}}{P_{red}} = \frac{1 + \frac{2p}{\omega_{n_{dc}}}}{1 + \frac{2p}{\omega_{n_{dc}}} + \frac{p^2}{\omega_{n_{dc}}^2}} \tag{2.59}$$

Ainsi, l'envoi de la puissance active P_{eol} du groupe éolien au réseau obéit à la dynamique d'une boucle de régulation de tension externe, avec un temps de réponse de l'ordre de la dizaine à la centaine de ms.

b. MADA

Contrairement à l'éolienne avec une MS, l'éolienne avec MADA est directement interfacée avec le réseau. De ce fait, la puissance transmise au réseau est directement la puissance

fournie par la machine asynchrone (puissance du stator + puissance du rotor). Seule une boucle de régulation en courant existe entre la puissance de consigne P_e^* et la puissance réellement envoyée au réseau P_{eol}. Ainsi, l'éolienne avec MADA semble plus appropriée pour un envoi rapide de puissance active lors d'un déséquilibre (ajout d'inertie synthétique par exemple), que l'éolienne avec MS. Une comparaison précise des deux technologies n'est cependant pas effectuée au cours de ces travaux.

5. Modèles puissance-fréquence de l'éolienne

Plusieurs modèles peuvent être proposés pour mettre en exergue le lien entre la puissance électrique envoyée au réseau et la fréquence de ce dernier. La Figure 2.25 reprend le modèle d'un OSC vu précédemment à la Figure 2.16. La puissance électrique P_e fournie par la génératrice est considérée égale à la puissance de référence, les régulations des courants étant très rapides. En revanche, une fonction $R_c(p)$ est ajoutée pour l'éolienne avec la MS, liant la puissance fournie par la MS avec la puissance effectivement envoyée au réseau conformément à l'équation (2.59). Pour l'éolienne avec MADA, $R_c(p) \approx 1$ si la réponse de la boucle de courant imposant P_e est de l'ordre de la ms.

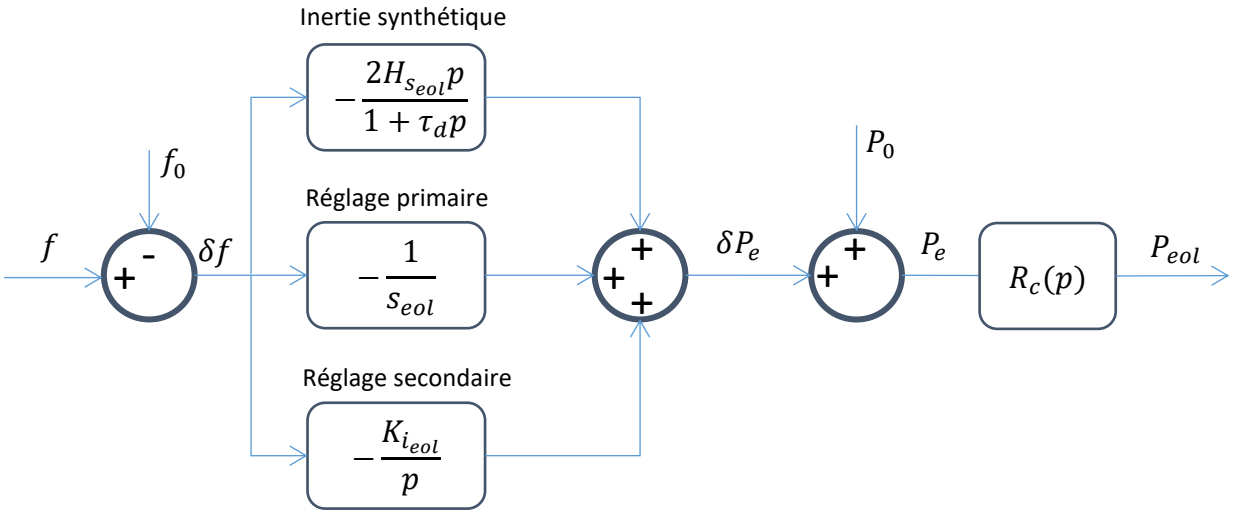


Figure 2.25. Modèle puissance-fréquence simple d'un groupe éolien

Ce modèle peut facilement être intégré dans des modèles de microréseau plus larges, et l'analogie entre le réglage de la fréquence de l'éolienne et des autres groupes est facilitée par sa proximité avec le modèle de la Figure 2.16. Il est également modulable : dans le cas où aucune réserve n'est constituée et où seul l'ajout d'inertie synthétique est réalisé, il suffit de poser $P_0 = P_{opt}$ et de retirer les actions proportionnelle et intégrale.

Toutefois, ce modèle ne détaille par les différentes stratégies pour imposer la puissance P_{eol}, et son emploi repose donc sur plusieurs hypothèses : la puissance P_0 reste fixe le temps de la régulation de fréquence, et la réserve disponible est suffisante pour mener à bien le réglage. Cette hypothèse est cohérente sur un temps assez court (ordre de la seconde), et donc pertinent pour l'étude du réglage primaire et de l'ajout d'inertie synthétique.

Si la stratégie 2 est employée, le modèle ci-dessus peut facilement être complété pour prendre en compte l'effet d'un changement de la vitesse du vent, comme indiqué à la Figure 2.26.

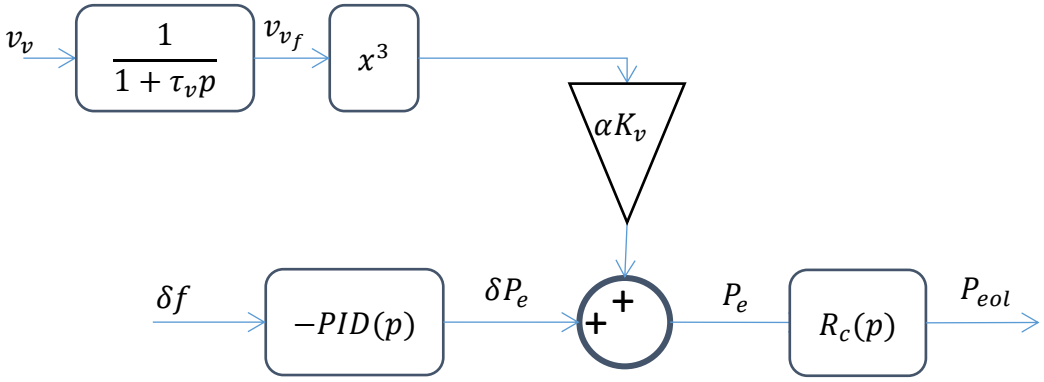


Figure 2.26. Modèle du groupe éolien avec la stratégie 2

P_0 étant indépendante de la vitesse mécanique de la turbine, le modèle mécanique peut être occulté. À vent constant, les modèles de la Figure 2.26 et de la Figure 2.25 sont équivalents, puisque P_0 reste fixe lors d'une variation de la fréquence du réseau. En revanche, pour la stratégie 1, le modèle mécanique doit être pris en compte pour prévenir des variations de P_0, comme à la Figure 2.27.

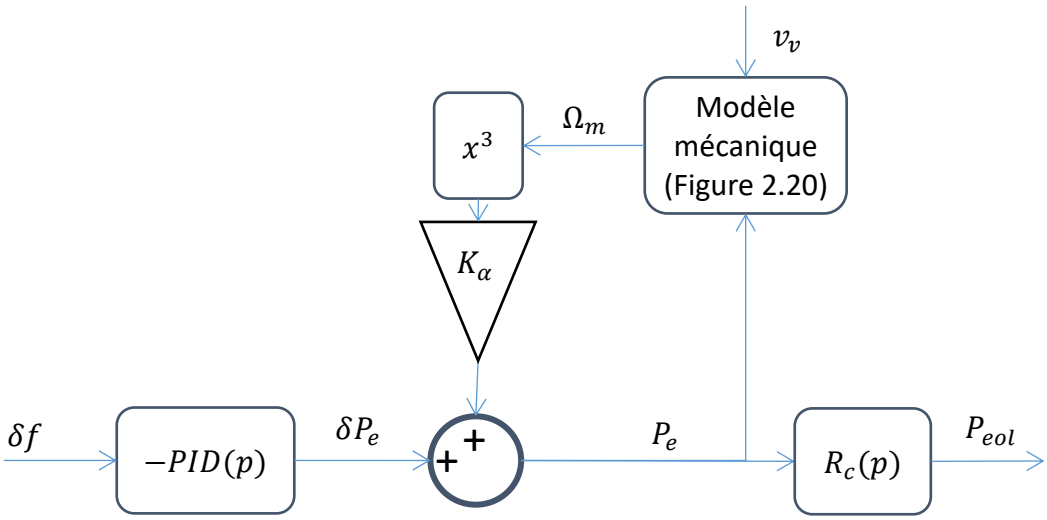


Figure 2.27. Modèle du groupe éolien avec la stratégie 1

6. Simulation : validation de modèle et comparaison des stratégies

a. Validation du modèle

Dans un premier temps, l'objectif est de valider le modèle de la Figure 2.25 comme précédemment, en procédant par deux simulations comparées sous SIMULINK et PLECS. Le modèle intégré sous SIMULINK est celui proposé Figure 2.25, tandis que le modèle PLECS reproduit l'ensemble du groupe éolien utilisant la stratégie 2. Ce dernier intègre une MS avec une puissance nominale de 2 MW qui correspond à la puissance optimale au vent considéré (v_v=12 m/s). Initialement, l'éolienne débite sur le réseau une puissance de $0{,}8P_{opt}$, et à 4 s un échelon de fréquence de -0,5 Hz est réalisé. La Figure 2.28 présente la variation de puissance associée.

Les paramètres détaillés du groupe éolien simulé sous PLECS sont donnés en annexe 6.

Tableau 2.8. Paramètres de l'adaptation de fréquence de l'OST

Gain de « statisme » s_{eol} (%)	10
Inertie synthétique $H_{s_{eol}}$ (s)	0,06
Constante de temps dérivée τ_d (ms)	1
Gain intégral $K_{i_{eol}}(s^{-1})$	0

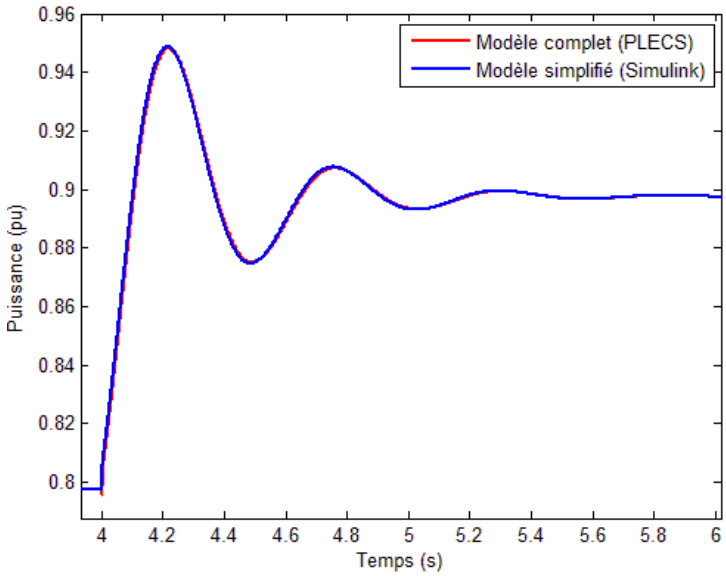


Figure 2.28. Variation de la puissance délivrée par le groupe éolien selon deux modèles

Les deux courbes sont confondues : le modèle proposé est donc validé.

La validation du modèle de la Figure 2.25 valident également ceux de la Figure 2.26 et de la Figure 2.27, puisque ces dernières ajoutent des éléments (partie mécanique et calcul de P_0) qui sont modélisés de la même façon sous MATLAB et sous PLECS.

b. Comparaison des stratégies 1 et 2

Une comparaison est maintenant effectuée entre un groupe éolien utilisant la stratégie 1 pour sa régulation de fréquence, et un autre utilisant la stratégie 2. Les modèles de la Figure 2.26 et de la Figure 2.27 sont donc intégrés sous MATLAB. Afin de comparer les différences entre le filtrage de la vitesse du vent par l'inertie de la voilure (stratégie 1) et par le filtre ajouté (stratégie 2), un vent turbulent est cette fois-ci simulé, dont l'allure est donnée à la Figure 2.29 et la décomposition harmonique en annexe 6. Les paramètres mécaniques des deux groupes éoliens sont identiques à ceux du cas précédent, mais cette fois chacun des groupes débitent initialement une puissance de $0{,}7P_{opt}(\approx 1{,}4\ MW)$ sur son réseau respectif. Les deux groupes éoliens ont un statisme s_{eol} de 10 %, n'apportent aucune inertie synthétique ($H_{s_{eol}} = 0$) et ne participent pas au réglage secondaire ($K_{i_{eol}} = 0$). La fonction de régulation R_c est ici considérée unitaire pour simplifier l'étude. Les paramètres de réglage propres à chaque stratégie sont donnés au Tableau 2.9. Un échelon de 1 Hz est réalisé à 2 s. La Figure 2.29 présente la variation de la vitesse de rotation de la turbine et de la puissance active fournie au réseau dans les deux cas.

Tableau 2.9. Paramètres des stratégies 1 et 2 pour fixer P_0

Gain α (commun aux deux stratégies)	0,7
Gain de commande K_α (Stratégie 1)	48 982 kg.m²
Gain de commande K_v (Stratégie 2)	1 154 kg.m^5
Constante de temps de filtrage du vent τ_v (Stratégie 2)	16 s

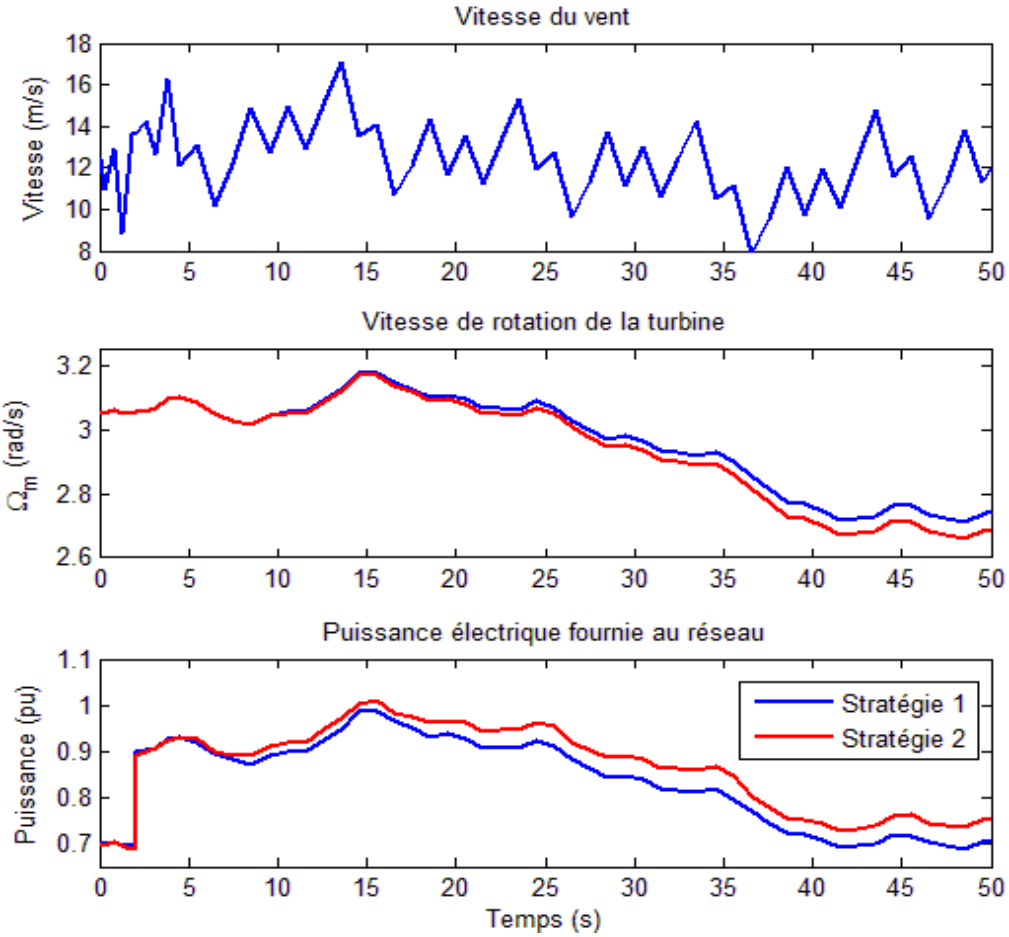


Figure 2.29. Comparaison entre les variations de la vitesse de rotation de la turbine et de la puissance électrique fournie par un groupe éolien utilisant la stratégie 1 et par un autre utilisant la stratégie 2

Avant l'échelon de fréquence, vitesse de la turbine et puissance sont confondues pour les deux stratégies. Ce qui confirme que le filtre ajouté est efficace pour imiter le filtrage naturel dû à l'inertie de la voilure. Pour un écart de fréquence de 1 Hz et un statisme de 10 %, un groupe éolien doit apporter 0,2 pu supplémentaire, ce qui est bien le cas ici, aux fluctuations du vent près. Juste après l'échelon, les deux groupes éoliens fournissent une puissance équivalente. En effet, les vitesses de rotation sont encore confondues, puisque ces dernières ne réagissent qu'en plusieurs dizaines de secondes, selon l'inertie de la turbine. En revanche, au fur et à mesure que la turbine est freinée, le groupe éolien utilisant la stratégie 1 fournit moins de puissance au réseau que le groupe éolien utilisant la stratégie 2. L'écart reste cependant faible (0,05 pu environ), ce qui confirme que la stratégie 1 reste pertinente.

c. Bilan de la modélisation

Trois modèles ont été validés au cours de l'étude de l'éolien. Le modèle de la Figure 2.25 ne fait intervenir que l'écart de fréquence mesuré et la puissance électrique fournie par le groupe éolien. Il suppose une puissance de consigne P_0 constante quel que soit l'écart de fréquence, ce qui n'est valide que pour la stratégie 2 avec un vent constant. Néanmoins, il peut aussi être considéré comme valide pour la stratégie 1 à l'échelle de quelques secondes, puisque la puissance de consigne P_0 varie en suivant la dynamique de la turbine, très lente par rapport au réglage primaire de la fréquence.

Pour la suite de cette étude, seul le modèle de la Figure 2.25 est utilisé. De ce fait, les groupes éoliens ont un modèle identique à celui des onduleurs-sources de courant de la section II.B.2.

B. Panneau photovoltaïque

Les panneaux photovoltaïques sont un ensemble de cellules photo-électriques qui convertissent l'énergie solaire en énergie électrique. Toutefois, une modélisation détaillée du fonctionnement de cette conversion n'est pas intéressante pour l'étude réalisée. La Figure 2.30 représente un système photovoltaïque classique. Le panneau PV qui fournit la puissance est connecté à un onduleur permettant d'ajuster la tension de sortie du panneau PV et, ce faisant, d'ajuster la puissance fournie.

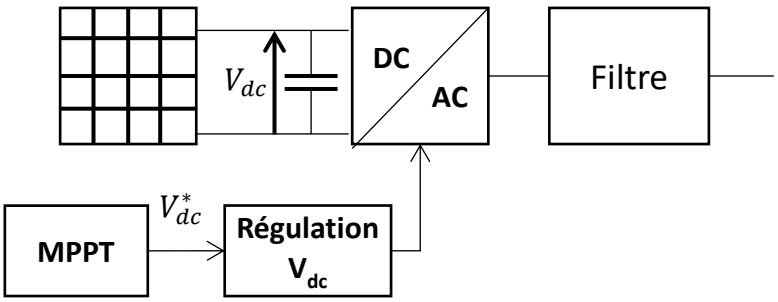


Figure 2.30. Schéma du système PV considéré

Les méthodes de contrôle de l'onduleur ont déjà été abordées précédemment : la régulation de tension sera proche de celle explicitée à la Figure 2.24. De ce fait, l'accent sera mis sur la stratégie de contrôle de la puissance, qui passe par le choix de la tension V_{dc}^*.

1. Stratégie en puissance

La Figure 2.31 fournit la caractéristique puissance/tension du panneau PV, qui permet de déterminer la puissance maximale pour un ensoleillement donné.

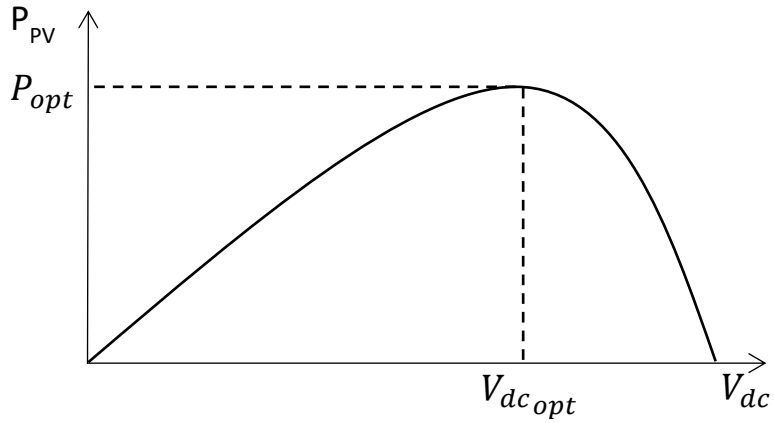


Figure 2.31. Caractéristique puissance/tension d'un panneau PV

a. Commande MPPT classique

L'objectif de la commande MPPT est d'ajuster la tension en sortie du panneau PV, de façon à s'approcher du point de puissance maximal de la Figure 2.31. Les deux méthodes les plus couramment utilisées pour réaliser la commande MPPT d'un panneau PV sont la méthode par perturbation et observation (P&O) et la méthode de la conductance incrémentielle [GUP16]. Ces deux méthodes se basent sur des algorithmes qui ajustent la tension en fonction d'une mesure de l'état précédent.

b. Réglage fréquence

L'objectif est de pouvoir demander au panneau PV une puissance P_{PV}^* différente du mode MPPT, qui s'ajusterait selon l'écart de fréquence mesuré, comme cela a déjà été exposé pour le générateur éolien. Il faut donc fournir une puissance moindre que la puissance optimale lorsque la déviation de fréquence est nulle pour pouvoir garantir une réserve permettant d'assurer le réglage de fréquence.

Les méthodes par P&O et de la conductance incrémentielle permettent d'ajuster la tension pour se fixer en haut de la courbe en cloche de la Figure 2.31, mais ne permettent pas de fixer un point de puissance sur la partie gauche ou droite de la courbe. Pour pouvoir imposer une puissance αP_{opt}, cela nécessite de connaître au préalable la puissance optimale P_{opt}. Au chapitre 1, plusieurs solutions algorithmiques sont proposées dans la littérature pour pouvoir demander une telle puissance. Néanmoins, l'étude approfondie des algorithmes de commande n'étant pas pertinente pour cette étude, il sera simplement considéré que le contrôle du PV demande maintenant une nouvelle tension, selon une fonction F, de façon à imposer la puissance P_{PV}^* désirée selon une variation de fréquence :

$$\begin{cases} P_{PV}^* = \alpha \cdot P_{opt} - PID(p) \cdot \delta f \\ V_{dc}^* = F(P^*) \end{cases} \tag{2.60}$$

L'exécution de l'algorithme est supposée beaucoup plus rapide que la régulation de la tension continue. De ce fait, l'envoi de puissance au réseau est tributaire de cette dernière régulation, à l'instar du groupe éolien. Ainsi, pour une puissance de consigne donnée, la puissance correspondante envoyée au réseau peut être écrite par :

$$P_{PV} = R_c(p) \cdot P_{PV}^* \tag{2.61}$$

où R_c est la fonction de régulation de tension permettant d'appliquer effectivement la tension V_{dc}^* aux bornes du panneau PV, et donc d'extraire la puissance désirée. Ainsi, la dynamique de l'envoie de la puissance P_{PV} pour une consigne P_{PV}^* correspond à une dynamique de régulation de tension, comme pour le groupe éolien avec MSAP.

2. Modèle puissance-fréquence

Compte tenu des hypothèses prises, le modèle puissance-fréquence d'un groupe PV peut être résumé comme à la Figure 2.32.

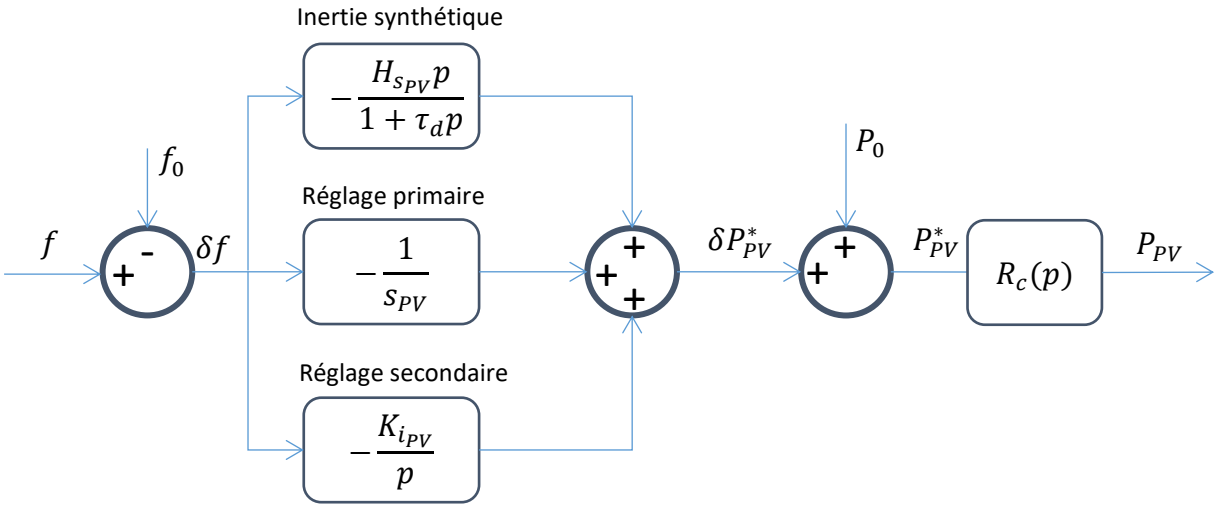


Figure 2.32. Modèle puissance fréquence d'un panneau PV

Le modèle est structurellement identique à celui utilisée pour l'éolienne (cf Figure 2.25) : seuls la fonction $R_c(p)$ et les différents paramètres de la régulation de fréquence doivent être adaptés au besoin. Ce modèle étant également très proche de celui utilisé pour le groupe stockeur OSC, il peut également être proposé comme modèle générique, quelle que soit la source de courant qui coopère au réglage de la fréquence.

Seule la fonction de régulation $R_C(p)$, définissant le lien entre la puissance demandée et la puissance effectivement envoyée au réseau sera à adapter. Ce modèle schéma bloc est ainsi retenu pour sa simplicité et sa modularité.

V. Éléments de dissipation et de couplage

A. La charge

Pour l'étude, la charge sera considérée comme une charge passive simplement modélisée par des résistances et des inductances en parallèle.

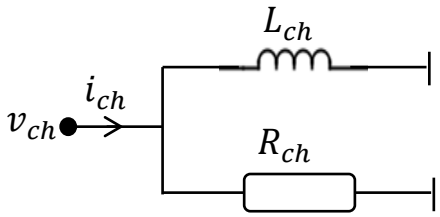


Figure 2.33. Schéma unifilaire de la charge

Le point de raccordement de la charge a une importance particulière dans le microréseau, puisqu'il faut veiller à l'alimenter en continu, et assurer une qualité de tension et de fréquence à son niveau.

Connaissant la tension simple V_{ch}, la puissance absorbée par la charge est donnée par :

$$\begin{cases} P_{ch} = \dfrac{3V_{ch}^2}{R_{ch}} \\ Q_{ch} = \dfrac{3V_{ch}^2}{2\pi f \cdot L_{ch}} \end{cases} \tag{2.62}$$

Pour mettre en évidence l'interaction entre la puissance active échangée et la fréquence, l'inductance sera considérée infinie pour avoir une charge purement résistive (Q=0).

Pour créer des à-coups de charge, il suffit alors de créer un échelon de résistance : pour une résistance divisée par deux, la puissance active sera multipliée par deux, pour peu que la tension V_{ch} reste constante.

B. Les Impédances de « raccordement »

Plusieurs autres éléments sont nécessaires pour interconnecter les différentes sources, filtres et charges évoquées ci-dessus et interfèrent au sein du système en influençant le réglage de fréquence. Les deux éléments les plus notables sont :

- Les transformateurs permettant d'ajuster le niveau de tension en sortie des sources. Ces derniers peuvent être modélisés par un transformateur idéal associé à une inductance de fuite.
- Les lignes acheminant la puissance des sources aux charges. Plusieurs modèles existent pour représenter les lignes de transport. Néanmoins, dans le cas des microréseaux, les distances de transport étant relativement faibles, une simple inductance peut être considérée pour représenter ces lignes, du fait de leur faible résistance.

Transformateurs et lignes peuvent donc tous deux être vus comme des inductances. Par la suite, les inductances entre deux nœuds de tensions seront regroupées en une seule et même entité, appelée « inductance de raccordement », notée L_r – la réactance correspondante sera notée X_r. Ces inductances représenteront en effet le lien permettant de raccorder les différentes sources et charges entre elles.

Conclusion et résumé des modèles puissance-fréquence des différentes sources

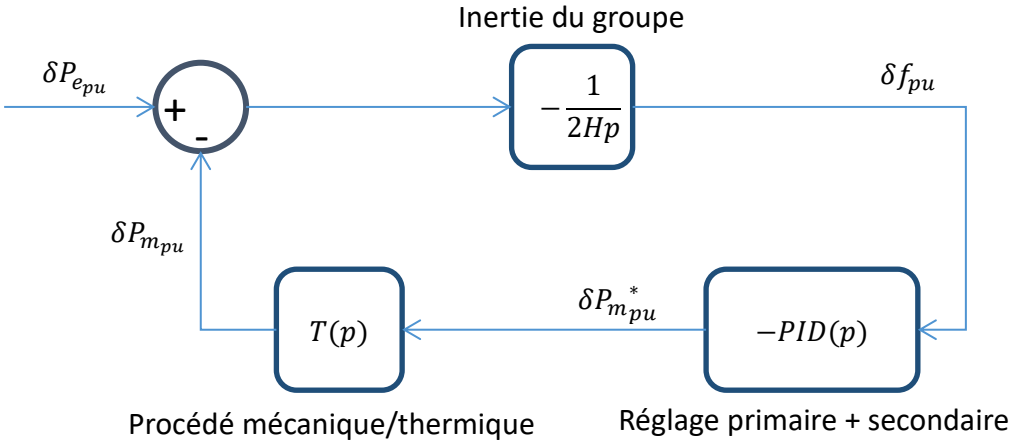
L'ensemble des éléments constituant un microréseau a été modélisé de façon à faire apparaître, pour chacun, un lien entre la puissance active générée et la fréquence créée ou mesurée selon qu'il s'agit d'une source contrôlée en tension ou en courant.

Un premier objectif de pédagogie a été atteint, puisque les modèles proposés mettent en lumière les différents phénomènes en cours lors d'une régulation de fréquence, en liant simplement cette dernière avec la puissance active. Les modèles schéma-bloc proposés remplissent un second objectif de modularité et de facilité d'utilisation, puisque tout bloc peut facilement être modifié, ajouté ou enlevé, selon la technologie ou le degré de précision désiré. Au-delà de cette étude, les différents modèles proposés pourront donc facilement être intégrés à d'autres travaux, en étant complétés ou non selon les objectifs, à l'aide notamment des différentes annexes proposées.

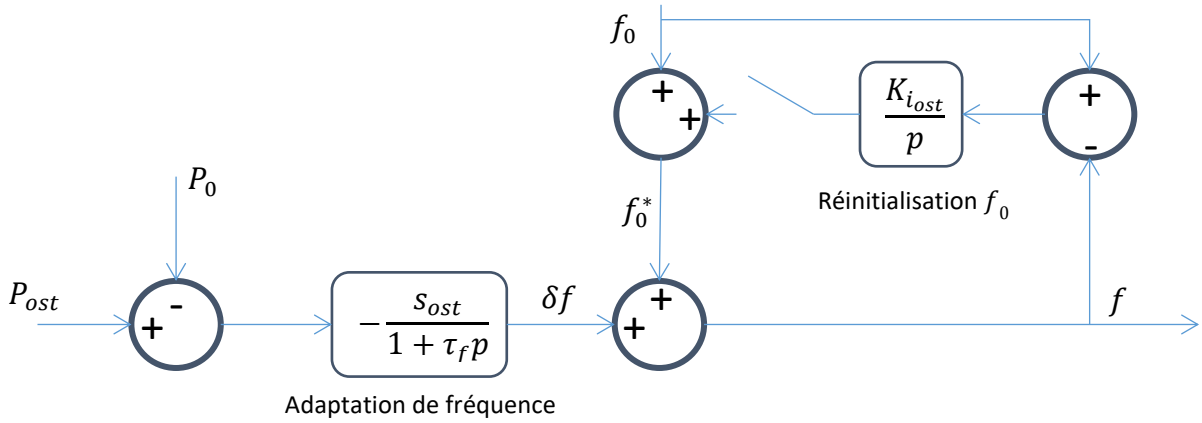
Trois modèles génériques validés par comparaison avec des modèles plus complets, ressortent de cette étude :

• Deux modèles de sources contrôlées en tension :

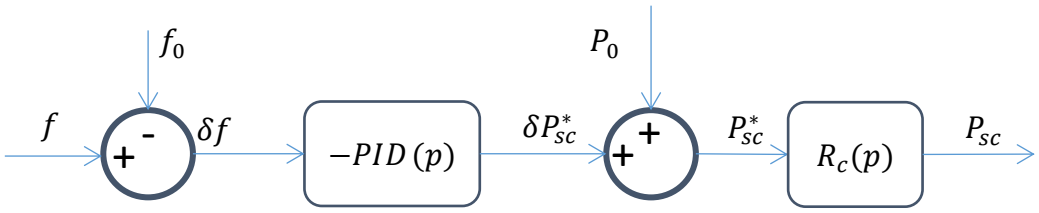
- Avec un groupe synchrone :



- Avec un onduleur (OST) :



• Un modèle générique de source de courant :



L'objectif est maintenant d'assembler ces modèles de façon cohérente selon les différentes topologies de microréseau souhaitées. Ainsi, les différents paramètres structurels et de réglage évoqués pourront être mis en lien avec la gestion des puissances et la stabilité sur l'ensemble d'un microréseau, quelle que soit la configuration.

Chapitre 3.
Étude et dimensionnement d'un microréseau centralisé autour d'un maître

Plusieurs topologies existent pour organiser hiérarchiquement le microréseau. Le microréseau centralisé autour d'un maître possède une unique source de tension (le maître) qui impose la tension (amplitude et fréquence) au reste du réseau. Les autres sources connectées se synchronisent sur la tension ainsi créée, et adaptent leur comportement en fonction des variations de cette dernière. Ainsi, dans le cas du réglage de la fréquence et de l'équilibrage des puissances actives, la variation de la fréquence fait office d'une « consigne » envoyée par le « maître » aux différents coopérateurs qui ajustent leur puissance en retour.

À l'aide des différents modèles développés au chapitre précédent, ce chapitre propose d'étudier le comportement de ce type de microréseau centralisé autour d'un maître, avec plusieurs coopérateurs. Deux types de maîtres sont étudiés successivement : un groupe synchrone premièrement (plus précisément un groupe électrogène), puis un onduleur source de tension capable d'adapter sa fréquence dans un second temps.

La Figure 3.1 présente un modèle générique d'un microréseau avec un maître et M sources de courant coopératrices élaboré au chapitre 2. Ce modèle relie le comportement de la déviation de fréquence δf avec les différentes puissances transitant sur le réseau, qu'elles soient fournies par la source de tension (δP_{st}) ou par les sources de courant (δP_{sc}). Il est utilisé pour étudier les deux microréseaux avec des sources de tension différentes, en adaptant simplement le bloc du maître avec les modèles correspondants développés au chapitre précédent. Pour ces deux types de microréseau, l'étude se décompose en deux ou trois temps :

- Une première analyse purement théorique des fonctions de transfert liant la fréquence du microréseau et les puissances fournies par les sources à la puissance demandée par la charge est réalisée, afin d'établir quelques règles générales pour la dynamique du système (valeurs des fréquences et puissances avant et après régulation, durée de la régulation…).
- Ensuite, des simulations à l'aide du modèle de la Figure 3.1 sont faites afin de mettre en évidence les liens existants entre le réglage des différents paramètres et le comportement des fréquences et des puissances sur le réseau. L'objectif est notamment de vérifier les comportements attendus par l'étude de la fonction de transfert.
- Enfin, dans le cas du microréseau centralisé autour d'un OST, plus atypique, un essai expérimental est mené pour vérifier la cohérence des résultats théoriques.

À partir de l'étude des deux types de microréseaux centralisés, certaines lois sont déduites des résultats précédents, permettant de faciliter le dimensionnement d'un microréseau avec cette topologie.

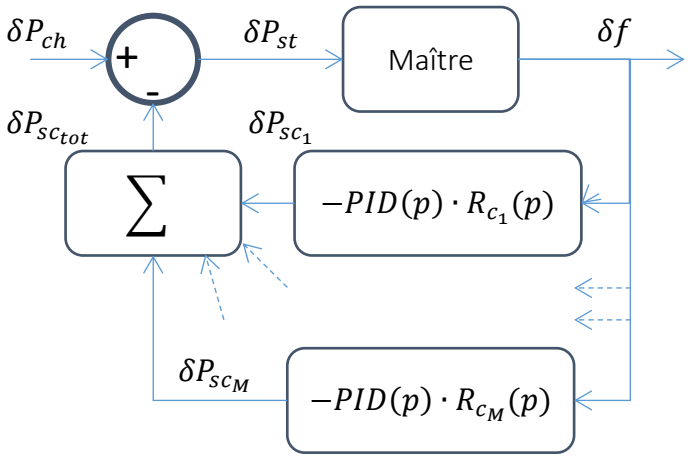


Figure 3.1. Modèle générique d'un microréseau avec 1 maître

Sauf mention contraire, les variables s'expriment en pu sur la figure ci-dessus et dans l'ensemble de ce chapitre, même si cela n'est pas explicitement noté, de façon à alléger la lecture.

Il faut noter que des sources de courant non coopératrices (qui ne participent pas au réglage fréquence), peuvent être présentes. Mais elles sont intégrées dans la puissance active P_{ch}, puisqu'elles se comportent en quelque sorte comme des « charges négatives ».

I. Étude d'un microréseau centralisé avec groupe synchrone

Dans un premier temps, un microréseau avec une source de tension de type « groupe synchrone » est étudié. Le groupe synchrone sera ici un groupe électrogène, du fait de la prépondérance de ce type de source sur les microréseaux.

A. Modèle

En remplaçant le « Maître » du modèle de la Figure 3.1 par un modèle de groupe tournant, le modèle du microréseau considéré devient celui de la Figure 3.2.

Dans le cas du groupe électrogène, la fonction T(p) a été calculée au chapitre 2 (équation 2.3), et est donnée par :

$$T(p) = \frac{P_m^*}{P_m} = \frac{1}{(1+\tau_m p)\cdot(1+\tau_a p)} \tag{3.1}$$

Le groupe électrogène a un statisme s_t, un gain secondaire K_{i_t}, et une inertie synthétique H_{s_t}, comme définis au chapitre 2.

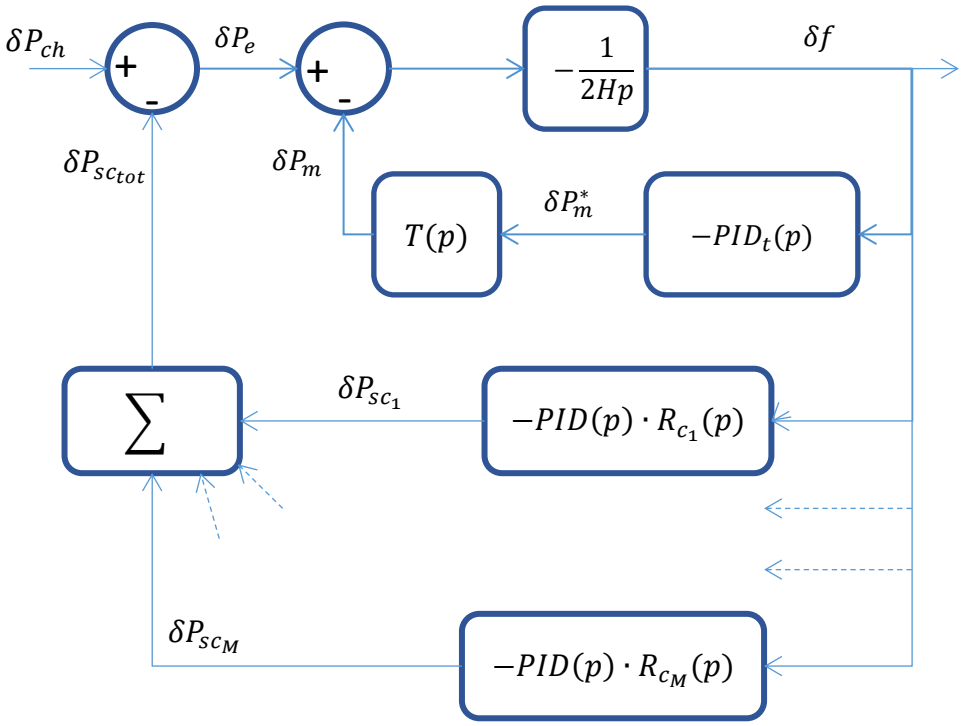


Figure 3.2. Microréseau avec un maître synchrone et M coopérateurs

Dans le cas où la dynamique d'une source de courant est très rapide par rapport à la dynamique du groupe électrogène, sa fonction de transfert peut être considérée unitaire ($R_c(p) \approx 1$). Si toutes les sources sont très rapides, il est alors possible de définir une inertie synthétique $H_{s_{eq}}$, un statisme équivalent $s_{c_{eq}}$, et un gain intégral $K_{i_{eq}}$ tels que :

$$\begin{cases} H_{s_{c_{eq}}} = \sum_{k=1}^{M} H_{s_{c_k}} \\ \frac{1}{s_{c_{eq}}} = \sum_{k=1}^{M} \frac{1}{s_{c_k}} \\ K_{i_{c_{eq}}} = \sum_{k=1}^{M} K_{i_{c_k}} \end{cases} \tag{3.2}$$

La Figure 3.2 est alors simplifiée comme à la Figure 3.3.

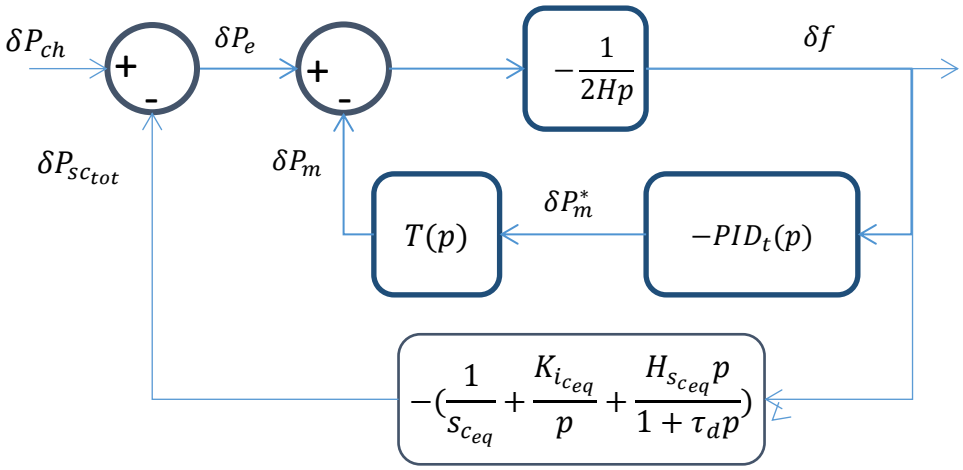


Figure 3.3. Modèle d'un microréseau avec un groupe synchrone et 1 SC équivalente à M SC idéales

B. Étude de la fonction de transfert avec M sources coopératrices idéales

En notant l'inertie totale H_{tot}, le statisme total s_{tot} et le gain intégral total $K_{i_{tot}}$ (définis par l'équation 3.3), les fonctions de transfert liant la variation de fréquence du microréseau et la puissance envoyée par les sources coopératrices avec la variation de charge sont données équation (3.4).

$$\begin{cases} H_{tot} = H_{s_{c_{eq}}} + H \\ \dfrac{1}{s_{tot}} = \dfrac{1}{s_{c_{eq}}} + \dfrac{1}{s_t} \\ K_{i_{tot}} = K_{i_{c_{eq}}} + K_{i_t} \end{cases} \tag{3.3}$$

$$\begin{cases} \dfrac{\delta f}{\delta P_{ch}} = \dfrac{-\dfrac{p}{K_{i_{tot}}} \cdot (1+\tau_a p) \cdot (1+\tau_m p)}{1 + d_1 p + d_2 p^2 + d_3 p^3 + d_4 p^4} \\ \dfrac{\delta P_{sc_{tot}}}{\delta P_{ch}} = \dfrac{\dfrac{K_{i_{c_{eq}}}}{K_{i_{tot}}} \cdot \left(1 + \dfrac{p}{s_{c_{eq}} K_{i_{c_{eq}}}} + \dfrac{2H_{s_{c_{eq}}}}{K_{i_{c_{eq}}}} p^2\right) \cdot (1+\tau_a p) \cdot (1+\tau_m p)}{1 + d_1 p + d_2 p^2 + d_3 p^3 + d_4 p^4} \end{cases} \tag{3.4}$$

Les coefficients sont donnés ci-dessous :

$$\begin{cases} d_1 = \dfrac{1}{K_{i_{tot}} s_{tot}} + \dfrac{K_{i_{c_{eq}}}}{K_{i_{tot}}} \cdot (\tau_a + \tau_m) \\ d_2 = \dfrac{2(H_{tot} + H_{s_t})}{K_{i_{tot}}} + \dfrac{K_{i_{c_{eq}}}}{K_{i_{tot}}} \cdot \tau_a \cdot \tau_m + \dfrac{\tau_a + \tau_m}{s_{c_{eq}} \cdot K_{i_{tot}}} \\ d_3 = \dfrac{2H_{tot}}{K_{i_{tot}}} \cdot (\tau_a + \tau_m) \\ d_4 = \dfrac{2H_{tot} \cdot \tau_a \cdot \tau_m}{K_{i_{tot}}} \end{cases} \tag{3.5}$$

Ces fonctions de transfert permettent de déterminer le comportement des déviations de fréquence et de puissance, notamment leur valeur initiale et finale :

- Dans les premiers instants (de quelques ms à quelques dizaines de ms), après un échelon de puissance δP_{ch}, en appliquant le théorème de la valeur initiale ($p \to \infty$) :

$$\begin{cases} \delta f\left(t_{step}\right) \approx -\dfrac{\delta P_{ch}}{2H_{tot}p} \to 0 \\ \delta P_{sc_{tot}}\left(t_{step}\right) \approx \dfrac{H_{sc_{eq}}}{H_{tot}} \cdot \delta P_{ch} \end{cases} \tag{3.6}$$

  L'inertie naturelle de la machine et l'inertie synthétique des sources de courant coopératrices s'ajoutent pour freiner le taux de changement de fréquence (ROCOF) : les sources de courant envoient tout de suite une puissance d'autant plus importante que l'inertie $H_{sc_{eq}}$ est grande. Cela n'est valable que si la source de courant est très rapide (temps de réaction de l'ordre de la ms) - ce qui dépend des boucles de régulation en courant et de la dynamique de la source d'énergie - et capable d'envoyer un fort échelon de puissance. C'est pourquoi l'ajout d'inertie synthétique doit être réalisé par les sources ayant la meilleure dynamique et pas ou peu de limitation en puissance. À noter que l'inertie synthétique du groupe thermique n'intervient pas (d'où le choix de ne pas inclure H_{s_t} dans H_{tot}), du fait de la lenteur de réaction de ce dernier.
  L'inertie synthétique est donc ajustée pour limiter la variation de fréquence lors d'un déséquilibre, et ainsi limiter le creux de fréquence afin d'éviter un délestage.

- À l'opposé, le théorème de la valeur finale ($p \to 0$) donne les valeurs de la déviation de fréquence et de la puissance en fin de régulation :

$$\begin{cases} \delta f(\infty) \approx 0 \\ \delta P_{sc_{tot}}(\infty) \approx \dfrac{K_{i_{c_{eq}}}}{K_{i_{tot}}} \cdot \delta P_{ch} \end{cases} \tag{3.7}$$

  Grâce au réglage secondaire (gain intégral), la déviation de fréquence tend bien vers 0. Le rapport $\frac{K_{i_{c_{eq}}}}{K_{i_{tot}}} = k_{int}$ définit la participation des sources coopératrices à l'équilibre des puissances actives après réglage secondaire.

Il est également possible de séparer la régulation en deux étapes successives (régulation primaire suivie de régulation secondaire), dans le cas où la régulation secondaire est lente par rapport à la régulation primaire. Cela implique que le gain intégral soit faible face au gain proportionnel (donc $K_{i_{c_{tot}}} \ll \frac{1}{s_{tot}}$, ce qui implique nécessairement $K_{i_{c_{eq}}} \ll \frac{1}{s_{tot}}$). Dans ce cas, comme τ_a et τ_m sont de l'ordre de quelques dixièmes de secondes (voir chapitre 2), les coefficients d_1 et d_2 peuvent se simplifier ($d_1 \approx \frac{1}{K_{i_{tot}} s_{tot}}$ et $d_2 \approx \frac{2(H_{tot}+H_{st})}{K_{i_{tot}}} + \frac{\tau_a+\tau_m}{s_{c_{eq}} K_{i_{tot}}}$), ainsi que les fonctions de transferts selon les étapes de régulation :

- Dans les premiers instants correspondant à l'établissement d'un réglage primaire sans effet intégral (typiquement quelques dixièmes de seconde), le réglage secondaire peut être négligé ($K_{i_{c_{eq}}}, K_{i_{tot}} \to 0$), et les fonctions de transfert (3.4) deviennent :

$$\begin{cases} \dfrac{\delta f}{\delta P_{ch}} \approx -\dfrac{s_{tot}(1+\tau_a p)(1+\tau_m p)}{1+\left(2H_{tot}+\dfrac{\tau_a+\tau_m}{s_{c_{eq}}}\right)s_{tot}p+2H_{tot}s_{tot}(\tau_a+\tau_m)p^2+2H_{tot}s_{tot}\tau_a\tau_m p^3} \\ \dfrac{\delta P_{sc_{tot}}}{\delta P_{ch}} = \dfrac{\dfrac{s_{tot}}{s_{c_{eq}}}(1+2s_{c\,eq}H_{sc_{eq}}p)(1+\tau_a p)(1+\tau_m p)}{1+\left(2H_{tot}+\dfrac{\tau_a+\tau_m}{s_{c_{eq}}}\right)s_{tot}p+2H_{tot}s_{tot}(\tau_a+\tau_m)p^2+2H_{tot}s_{tot}\tau_a\tau_m p^3} \end{cases} \quad (3.8)$$

Le statisme total définit l'écart de fréquence obtenu après régulation primaire. Plus le statisme apporté par les sources de courant est faible, plus le statisme total l'est également, et donc moins l'écart de fréquence est important. Ce statisme doit donc être ajusté de façon à limiter le creux de fréquence suite à un déséquilibre, tout comme l'inertie synthétique. Le rapport $\frac{s_{tot}}{s_{c_{eq}}} = k_s$ définit la participation des sources coopératrices à l'équilibre des puissances actives après réglage primaire.

- Au contraire, sur un temps long correspondant à l'action du réglage secondaire (typiquement quelques secondes à une dizaine de secondes), il est possible de simplifier les fonctions de transferts (3.4) en supprimant les termes d'ordre deux et plus ainsi que les termes en $\tau_a p$ et $\tau_m p$ (τ_a et τ_p étant de l'ordre de 0,1 s) :

$$\begin{cases} \dfrac{\delta f}{\delta P_{ch}} \approx -\dfrac{\dfrac{p}{K_{i_{tot}}}}{1+\dfrac{p}{K_{i_{tot}}s_{tot}}} \\ \dfrac{\delta P_{sc_{tot}}}{\delta P_{ch}} \approx \dfrac{\dfrac{K_{i_{c_{eq}}}}{K_{i_{tot}}}\cdot\left(1+\dfrac{p}{K_{i_{c_{eq}}}s_{c_{eq}}}\right)}{1+\dfrac{p}{K_{i_{tot}}s_{tot}}} \end{cases} \quad (3.9)$$

Ces expressions permettent de définir un temps de réponse à 5% $t_i = \frac{3}{K_{i_{tot}}s_{tot}}$, pour lequel la déviation de fréquence après réglage primaire atteindra 5% de sa valeur initiale après un échelon ($= s_{tot}\delta P_{ch}$). Ainsi, le gain $K_{i_{tot}}$ peut être réglé de façon à ajuster ce temps de réponse.

C. Étude théorique de cas stables et simulations

1. Machine synchrone avec un coopérateur idéal

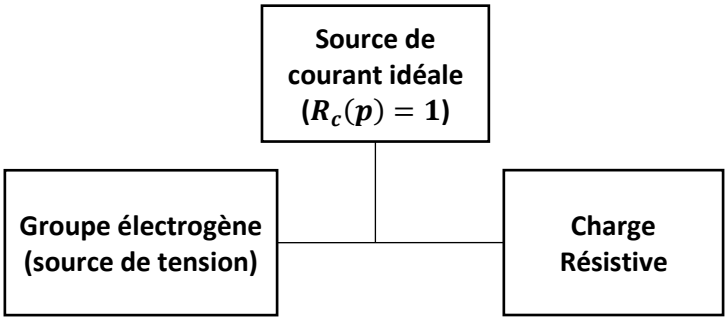


Figure 3.4. Microréseau avec un groupe électrogène et une source de courant idéale

Comme le montre la Figure 3.4, le premier microréseau étudié est un cas idéal, où le groupe synchrone (« maître » du réseau) est aidé par une source de courant coopératrice idéale (envoi de puissance considéré comme instantané), capable de faire tous les réglages vus précédemment. À noter que cette source peut également représenter M sources idéales vues comme une unique source équivalente.

Le groupe électrogène maître modélisé a une puissance nominale équivalente à celle de la charge nominale (S_n), et possède les caractéristiques données dans le Tableau 3.1.

La source idéale envoie instantanément la puissance demandée en fonction de l'écart de fréquence. Elle est capable d'ajouter de l'inertie synthétique H_{s_c}, de faire un réglage par statisme s_c et aussi de participer au réglage secondaire avec un gain intégral K_{i_c}. Tous ces paramètres seront ajustés les uns après les autres de façon à appréhender les effets de chacun.

Tableau 3.1. Paramètres du groupe électrogène

Constante de temps de l'actionneur τ_a (s)	0,2
Constante de temps du moteur τ_m (s)	0,1
Constante d'inertie *H* (s)	2
Inertie synthétique H_{s_t} (s)	1
Constante de temps action dérivée τ_d (s)	10^{-3}
Statisme s_t (%)	5
Gain intégral K_{i_t} (s^{-1})	6,75

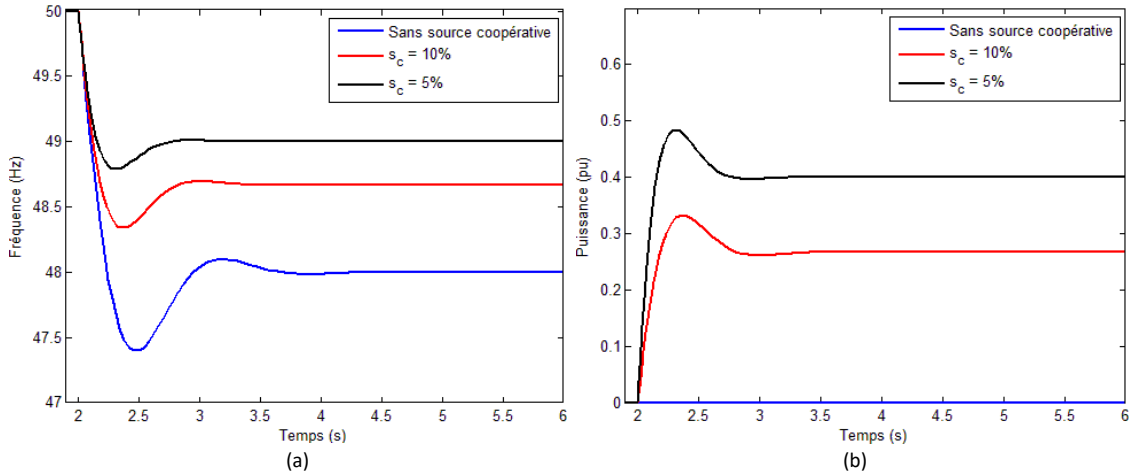
Le modèle étant un modèle en p.u., le microréseau est d'une puissance nominale S_n non chiffrée, pour exprimer un cas général. Un impact de charge de 0,8 pu est utilisé pour la simulation, et ce dernier sera considéré comme l'évènement dimensionnant des réglages de fréquence : l'objectif est de limiter la déviation de fréquence à 1 Hz pour cet impact.

a. Statisme

Dans un premier temps, aucun réglage secondaire n'est effectué ($K_{i_c} = K_{i_t} = 0$), et la source coopératrice n'ajoute aucune inertie synthétique ($H_{s_c} = 0$).

Trois simulations sont réalisées avec trois statisme s_c différents : un s_c infini (absence de source coopératrice), de 10% et de 5%. La charge demande initialement une puissance active de 0,2 pu, fournie uniquement par le groupe diesel. Au bout de deux secondes, un échelon de charge de 0,8 pu est réalisé : la charge demande alors 1 pu au total.

Les Figure 3.5 (a) et (b) représentent respectivement la variation de fréquence du microréseau et la variation de la puissance active envoyée par la source coopératrice pour les trois cas de statismes différents.



(a) (b)

Figure 3.5. Variation de la fréquence du microréseau (a) et de la puissance active fournie par la source de courant (b) pour différents statismes

Dans le cas sans source coopératrice, le groupe diesel est le seul à effectuer le réglage de la fréquence. La fréquence chute alors largement en deçà de 49 Hz, pour se stabiliser à 48 Hz. L'ajout de la source coopératrice permet de limiter la chute de fréquence. Effectivement, la fréquence après régulation passe à 48,7 Hz pour un statisme de 10%, et à 49 Hz pour un statisme de 5%. En effet, plus ce dernier est faible, plus la source envoie de la puissance lors du déséquilibre, comme le montre la Figure 3.5 (b).

Il est possible de retrouver la valeur de cet écart permanent en fonction du statisme total s_{tot} du microréseau :

$$\frac{\delta f}{f_0} = -s_{tot} \cdot \delta P_{ch} \tag{3.10}$$

Dans le cas où il n'y a pas de source coopératrice, le statisme total équivaut à celui du groupe diesel seul, soit 5 %. Pour un échelon de charge de 0,8 pu, l'écart permanent est donc de $-50 * \frac{5}{100} * 0{,}8 = -2\ Hz$ après régulation. De même, le statisme total passe de 3,33 % à 2,5 % pour des statismes s_c respectifs de 10 % et 5 %. Cela correspond bien à un écart de $-1{,}33\ Hz$ et $-1\ Hz$ pour un échelon de 0,8 pu. La puissance fournie par la source coopératrice se stabilise quant à elle à $k_s \delta P_{ch}$, soit 0,27 et 0,4 pu pour des statismes respectifs de 10 % et 5 %.

Ainsi, pour s'assurer de ne pas tomber en dessous des 49 Hz pour un impact de 0,8 pu, le statisme total du microréseau doit être inférieur à $\frac{|\delta f_{max}|}{f_0 \delta P_{ch}} = 2{,}5\ \%$. Le groupe électrogène ayant un statisme de 5 %, cela correspond bien à l'ajout d'un statisme de 5 % également via la (ou les) source(s) coopératrice(s).

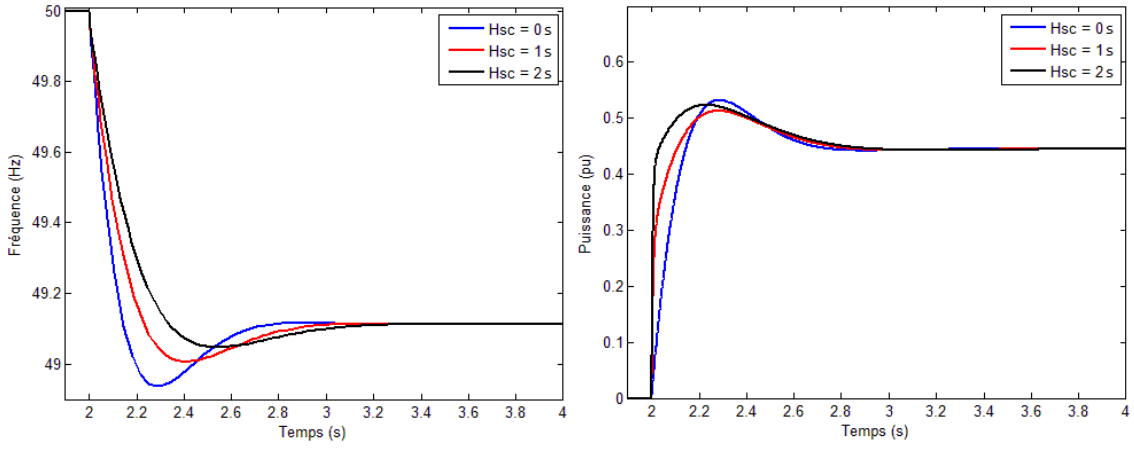
Néanmoins, l'écart de fréquence après régulation ne suffit pas pour garantir de ne pas chuter en dessous des 49Hz, le creux de fréquence lors du régime transitoire étant supérieur à cet écart permanent. Ce creux peut être limité en diminuant davantage le statisme, ou bien en ajoutant une inertie synthétique.

b. Inertie synthétique

Le statisme de la source coopératrice est cette fois-ci fixé à 4 %, de façon à ce que la fréquence après régulation soit de 49,1 Hz. Toujours aucune action secondaire n'est implantée.

Trois simulations sont de nouveau réalisées, cette fois-ci en modifiant à chaque fois l'inertie synthétique apportée par la source coopératrice. Le même échelon de charge de 0,8 pu est réalisé à deux secondes et la Figure 3.6 présente les variations de la fréquence du microréseau et de la puissance active délivrée par la source de courant correspondantes.

Plus l'inertie synthétique augmente, plus la source de courant envoie rapidement de la puissance : la valeur initiale de la puissance active envoyée pour un échelon δP_{ch} est de $\frac{H_{sc}}{H_{tot}} \delta P_{ch}$ selon l'équation (3.6), soit 0,27 et 0,4 pu pour des H_{s_c} respectifs de 1 et 2 s. Et plus l'inertie synthétique augmente, moins la chute et le dépassement de fréquence sont importants. En absence d'inertie synthétique ($H_{s_c} = 0$), la fréquence passe en dessous de 49 Hz. Mais pour un H_{s_c} de 2s, le creux est d'environ 49,1 Hz.

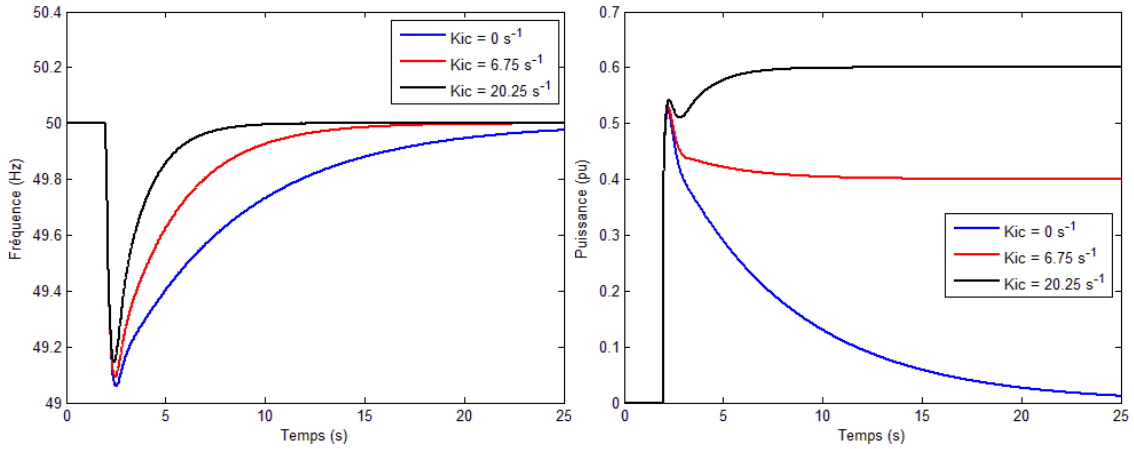


(a) (b)

Figure 3.6. Variation de la fréquence (a) et de la puissance active fournie par la source de courant (b) pour différents H_{sc}

c. Réglage secondaire

Le réglage secondaire est maintenant ajouté au modèle : un gain intégral K_{i_t} de 6,75 s^{-1} est ajouté sur la commande du groupe diesel. Les autres paramètres du groupe sont inchangés. Le statisme s_t de la source de courant est fixé à 4 %, et son inertie synthétique H_{s_c} à 2 s. Trois simulations sont réalisées avec trois gains K_{i_c} différents, avec un scénario identique au précédent. La Figure 3.7 présente les résultats.



(a) (b)

Figure 3.7. Variation de la fréquence du microréseau (a) et de la puissance fournie par la source de courant (b) pour plusieurs gains d'action intégrale K_{ic}

Dans le premier cas, la source coopératrice ne participe pas au réglage secondaire. Après régulation primaire, sa puissance fournie se réinitialise à 0, le temps que le groupe synchrone réalise le réglage secondaire et ramène la fréquence du microréseau à 50 Hz (environ 20 s). Plus K_{i_c} est grand, plus la source coopératrice participe au réglage secondaire et plus la réinitialisation de la fréquence est rapide. Ce temps de réinitialisation peut se retrouver en fonction du gain intégral total $K_{i_{tot}}$ et du statisme total s_{tot} :

$$t_i \approx \frac{3}{K_{i_{tot}} \cdot s_{tot}} \tag{3.11}$$

Pour un gain K_{i_c} nul, le gain intégral total équivaut à K_{i_t}. Le statisme total étant de 2,22 %, la fréquence se réinitialise en 20 secondes environ. Pour $K_{i_c} = 6{,}75\ s^{-1}$ et $K_{i_c} = 20{,}25\ s^{-1}$, le temps de réinitialisation est respectivement de 10 et 5 secondes, ce qui correspond bien aux résultats de la Figure 3.7. Cette formule ne marche cependant que pour une action secondaire lente par rapport à l'action primaire. La Figure 3.7 montre également que l'action intégrale a une action bénéfique sur le creux de fréquence, qui s'atténue d'autant plus que K_{i_c} est grand. La participation de la source de courant après réglage secondaire est donnée par $k_{int}\delta P_{ch}$, soit 0,4 pu et 0,6 pu pour des gains respectifs de 6,75 s^{-1} et 20,25 s^{-1}. Le gain K_{i_c} peut donc également être réglé de façon à ajuster la participation de la source coopératrice à l'équilibre des puissances après réglage secondaire. Par exemple, K_{i_c} peut être réglé de façon à ce que la fréquence se réinitialise avant un temps $t_{i_{max}}$ ($K_{i_c} > \frac{3}{s_{tot} t_{i_{max}}} - K_{i_t}$), tout en s'assurant que la participation en puissance de la source coopératrice ne dépasse par une certaine part $k_{int_{max}}$ de la charge ($K_{i_c} < \frac{k_{int_{max}}}{1-k_{int_{max}}} K_{i_t}$).

Il faut préciser que cette action secondaire peut fonctionner correctement car la mesure de fréquence des deux sources (groupe synchrone et source de courant) renvoi une seule et même valeur (aucune erreur de mesure n'est considérée). Si une erreur de mesure intervenait au niveau de la source de courant, les deux actions intégrales entreraient en conflit. Cependant, sur un microréseau de faible taille comme celui considéré, il est cohérent de considérer les différentes fréquences mesurées égales.

d. Récapitulatif de l'influence des paramètres de réglage

Le Tableau 3.2 récapitule les effets des différents paramètres et actions de contrôle de la source de courant (SC) pour la coopération au réglage de la fréquence.

Action, réglage	**Paramètre de la SC associé**	**Impact sur la fréquence**	**Impact sur la puissance active de la SC**
Réglage primaire (ou par statisme)	s_c	Limite la déviation de fréquence obtenue avant réglage secondaire : $\begin{cases} \delta f = -s_{tot}\delta P_{ch} \\ \frac{1}{s_{tot}} = \frac{1}{s_c} + \frac{1}{s_t} \end{cases}$	Ajuste la puissance après réglage primaire (si $K_{i_{tot}} \ll \frac{1}{s_{tot}}$) : $\begin{cases} \delta P_c = k_s \delta P_{ch} \\ k_s = \frac{s_{tot}}{s_c} \end{cases}$
Ajout d'inertie synthétique	H_{s_c}	Limite la chute de la fréquence et le creux qui en résulte : $H_{tot} = H_{s_c} + H$	Ajuste la puissance initiale : $\delta P_c(0) = \frac{H_{s_c}}{H_{tot}} \delta P_{ch}$
Réglage secondaire	K_{i_c}	Permet d'annuler plus ou moins rapidement la déviation de fréquence après réglage primaire. Dans le cas où l'action secondaire est beaucoup plus lente que l'action primaire (si $K_{i_{tot}} \ll \frac{1}{s_{tot}}$) : $\begin{cases} t_i = \frac{3}{K_{i_{tot}} s_{tot}} \\ K_{i_{tot}} = K_{i_c} + K_{i_t} \end{cases}$	Ajuste la puissance en fin de régulation : $\begin{cases} \delta P_c(\infty) = k_{int}\delta P_{ch} \\ k_{int} = \frac{K_{i_c}}{K_{i_{tot}}} \end{cases}$

Tableau 3.2. Récapitulatif des effets de la participation au réglage de la fréquence de la source coopératrice

2. Machine synchrone seule avec un coopérateur non idéal

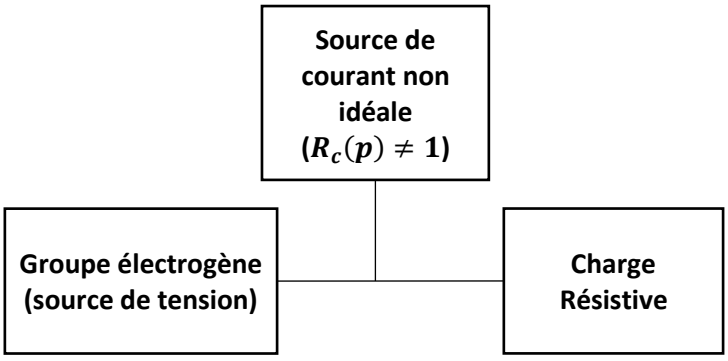
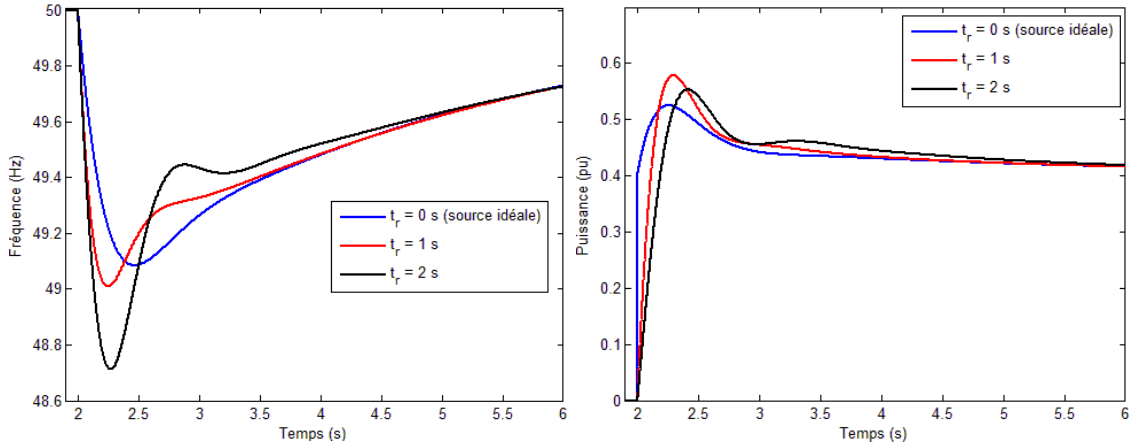


Figure 3.8. Microréseau avec un groupe électrogène et une source de courant non idéale

Le même microréseau est considéré, avec un générateur synchrone maître dont les paramètres sont donnés en Tableau 3.1 et une source coopératrice. Cependant, cette dernière n'est plus idéale, et n'envoie la puissance demandée qu'après un certain laps de temps, déterminé par une fonction de transfert R(p). Cette dernière est prise de la forme générique suivante :

$$R(p) = \frac{1 + a_1 p}{1 + a_1 p + a_2 p^2} \tag{3.12}$$

Ainsi, R(p) peut correspondre à une régulation de courant lente d'un sous-système de stockage, ou bien à la fonction liant la puissance du redresseur et la puissance de l'onduleur pour un groupe éolien avec MS, par exemple. Les coefficients a_1 et a_2 sont réglés de telle sorte à avoir un temps de réponse t_r pour la source de courant. Le statisme, l'inertie synthétique et le gain intégral de cette dernière sont respectivement fixés à 4 %, 2 s et 6,75 s^{-1}. Trois simulations sont réalisées en parallèle lors d'un échelon de puissance de 0,8 pu, avec des temps de réponse de la source de courant t_r différents. Les résultats sont donnés Figure 3.9.



(a) (b)

Figure 3.9. Variation de la fréquence (a) et de la puissance active fournie par la source de courant (b) pour plusieurs t_r

Sans surprise, plus la source est lente et moins elle est efficace pour coopérer au réglage de la fréquence. Le réglage des paramètres s_c et H_{s_c} réalisé précédemment devient dès lors inutile, puisque le creux de fréquence passe en dessous des 49 Hz. Cependant, la lenteur de la source coopératrice affecte peu le réglage secondaire, qui suit une dynamique lente. En réalité, un microréseau est bien souvent une association de plusieurs sources de courant de dynamiques différentes, qu'elles soient rapides ou lentes. Il convient donc d'étudier le cas d'un microréseau avec plusieurs sources de diverses dynamiques.

3. Machine synchrone avec plusieurs coopérateurs de dynamiques différentes

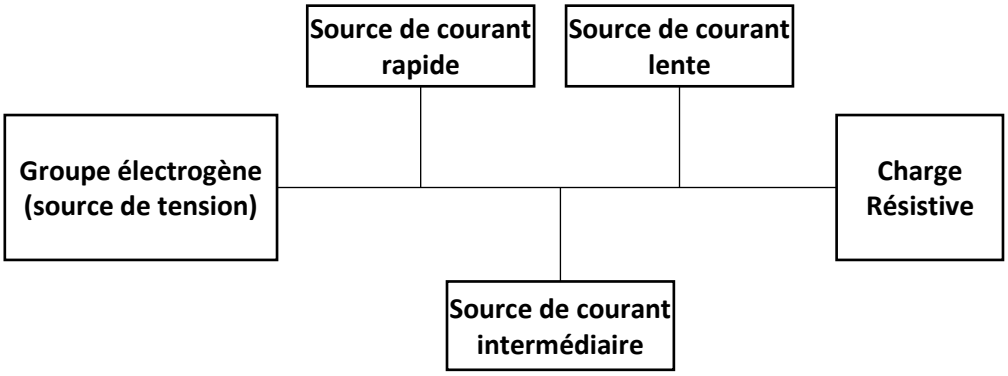


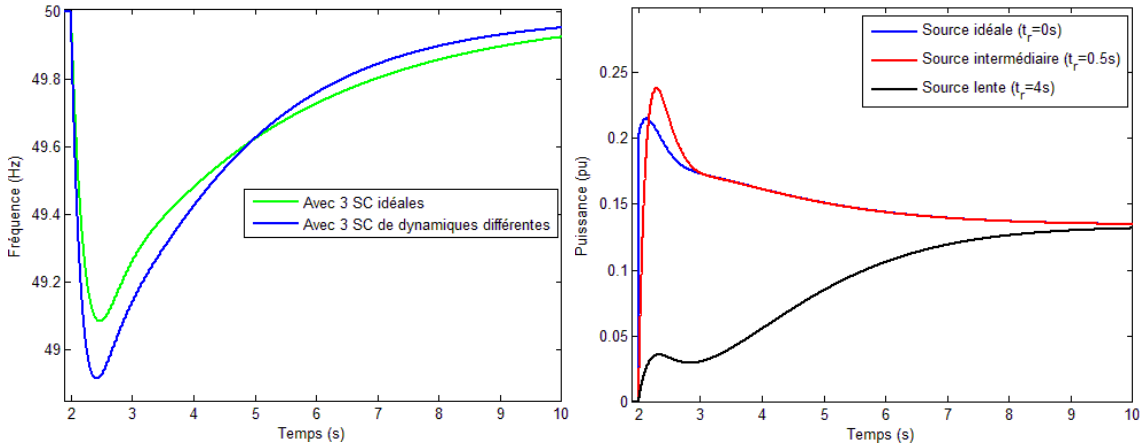
Figure 3.10. Microréseau avec un groupe électrogène et trois sources de courant de dynamiques différentes

Le même maître est conservé, avec les paramètres donnés en Tableau 3.1. Mais cette fois-ci, trois sources de courant coopératrices sont raccordées au réseau. Chacune d'elle a une fonction de régulation R(p) comme indiqué en équation (3.12), avec un temps de réponse t_r différent. L'une est considérée comme idéale, avec un temps de réponse inférieur à 10 ms, et donc considéré comme quasi nul ($t_{r_1} \approx 0\ s$). La deuxième a une dynamique intermédiaire, avec un temps de réponse de l'ordre du dixième de seconde ($t_{r_2} = 0{,}5\ s$). La dernière est plus lente, avec un temps de réponse de l'ordre de la seconde ($t_{r_3} = 4\ s$). Les autres paramètres de réglage des trois sources sont donnés Tableau 3.2.

Tableau 3.3. Paramètres des sources de courant

Statismes $s_{c_1} = s_{c_2} = s_{c_3}$ (%)	12
Inertie synthétique $H_{s_{c_1}} = H_{s_{c_2}} = H_{s_{c_3}}$ (s)	2/3
Gain intégral $K_{i_{c_1}} = K_{i_{c_2}} = K_{i_{c_3}}$ (s^{-1})	2,25

Un échelon de 0,8 pu est réalisé à deux secondes. Les résultats sont donnés à la Figure 3.11. La figure (a) compare la variation de fréquence du microréseau considéré avec celle d'un microréseau avec la même topologie et les mêmes paramètres de réglage, mais trois sources de courant idéales[3].



(a) (b)

Figure 3.11. Variation de la fréquence du microréseau (a) et des puissances actives fournies par les trois sources de courant (b)

Les participations des différentes sources sont très inégales, malgré leurs paramètres identiques de coopération au réglage de la fréquence : si la source idéale et la source intermédiaire envoient rapidement de la puissance pour limiter la chute de la fréquence, la source lente ne participe presque pas au réglage primaire. De ce fait, le creux de fréquence observé est beaucoup plus important que dans le cas idéal.

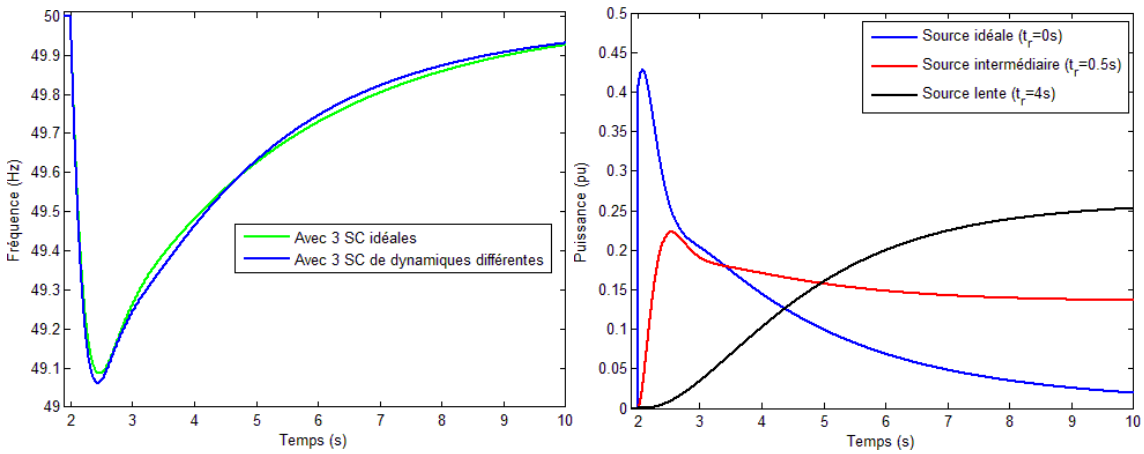
[3] Ce micro-réseau avec 3 sources idéales est en réalité équivalent au micro-réseau précédent avec une source idéale équivalente, de statisme 4 %, d'inertie synthétique 2 s et de gain intégral 6,75 s^{-1}.

Sur la base de cette analyse, il apparait opportun de mieux optimiser les paramètres de réglage des sources de courant, selon leur dynamique, pour assurer une meilleure régulation de la fréquence. En effet, les actions rapides (dérivée et proportionnelle) peuvent être en priorité réalisées par les sources à bonne dynamique, alors que l'action secondaire peut être réalisée par la source lente sans gêner la régulation de la fréquence. Le Tableau 3.4 donne les nouveaux paramètres appliqués, qui conservent les statisme, inertie synthétique et gain d'action intégrale totaux, mais avec des valeurs différentes pour les trois sources. La même simulation est ensuite réalisée et les résultats sont donnés Figure 3.12.

Tableau 3.4. Nouveaux paramètres des sources coopératrices

Statismes $s_{c_1}, s_{c_2}, s_{c_3}$ (%)	6,67 ; 10 ; ∞
Inerties synthétiques $H_{s_{c_1}}, H_{s_{c_2}}, H_{s_{c_3}}$ (s)	2 ; 0 ; 0
Gains d'action intégrale $K_{i_{c_1}}, K_{i_{c_2}}, K_{i_{c_3}}$ (s^{-1})	0 ; 2,25 ; 4,5

Ainsi, la source idéale ajoute à elle seule l'inertie synthétique et participe le plus au statisme. La source lente participe elle uniquement au réglage secondaire. La source intermédiaire aide un peu les deux autres, en s'occupant un peu du statisme et un peu du réglage secondaire.



(a) (b)

Figure 3.12. Variation de la fréquence du microréseau (a) et des puissances actives fournies par les trois sources de courant (b) avec les nouveaux paramètres

La variation de la fréquence correspond presque à celle obtenue dans un cas idéal. L'envoi de puissance dans les premiers instants est réalisé par les sources à la meilleure dynamique, tandis que la source la plus lente envoie progressivement de la puissance pour réaliser le réglage secondaire.

De ce cas générique transparait le réglage adapté des paramètres dans un cas réel, en fonction de la dynamique des sources. Les sources avec une bonne dynamique et peu de limite en puissance (ex : super condensateurs), pourront davantage participer à l'ajout d'inertie synthétique et au statisme, comme la source 1 ci-dessus. Au contraire, les sources à la dynamique lente, mais avec une grande réserve d'énergie (ex : pile à combustible (PAC)), s'occuperont davantage du réglage secondaire.

II. Étude d'un microréseau centralisé avec un OST

Un microréseau centralisé autour d'un OST maître du réseau capable d'adapter sa fréquence et coopérant avec M sources de courant est maintenant étudié.

A. Modèle

En intégrant le modèle de l'OST développé au chapitre 2 dans le schéma de la Figure 3.1, nous obtenons le modèle du microréseau présenté à la Figure 3.13.

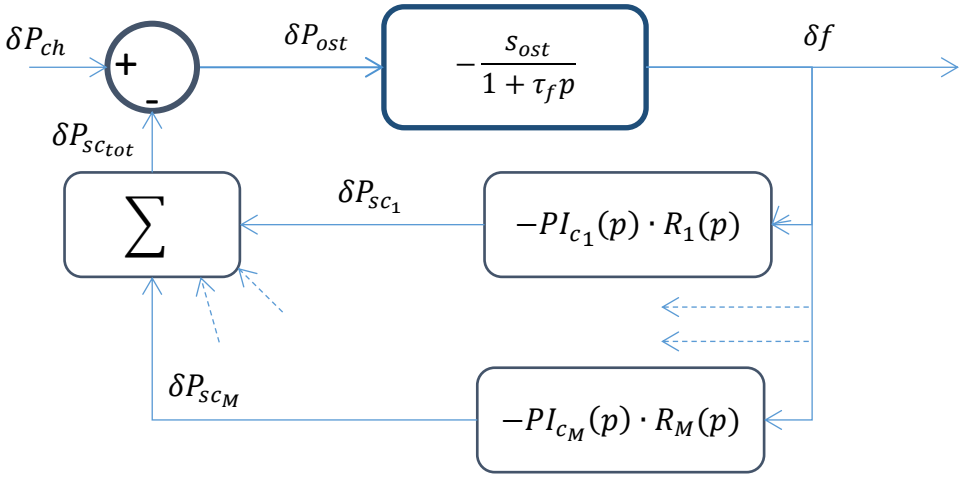


Figure 3.13. Modèle d'un microréseau avec 1 OST maître et M SC

Les contrôleurs des sources de courant ne sont maintenant plus que des PI, l'action dérivée ayant été retirée. En effet, cette action est avant tout utile sur les réseaux avec groupes synchrones à faible inertie, comme celui étudié précédemment. Ici, la chute de fréquence étant contrôlée par l'OST, cette action présente une utilité moindre. La Figure 3.14 présente le modèle avec M sources de courant idéales : comme précédemment, les M sources peuvent être agrégées comme une unique source équivalente de statisme $s_{c_{eq}}$ et de gain intégral $K_{i_{c_{eq}}}$.

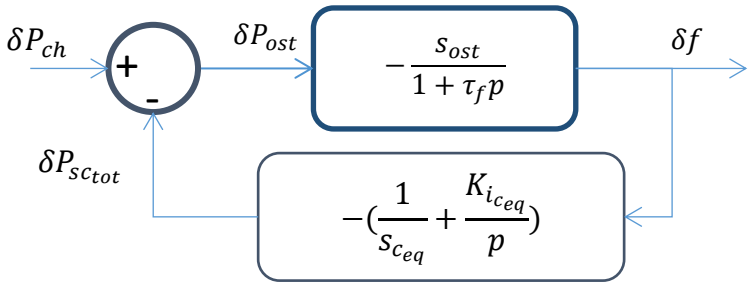


Figure 3.14. Modèle d'un microréseau avec 1 OST et M SC idéales

B. Étude de la fonction de transfert

Contrairement au microréseau centralisé autour d'un groupe thermique, l'objectif principal des sources coopératrices est ici davantage d'alléger l'envoi de puissance par l'OST que de

limiter la chute de fréquence, cette dernière pouvant être limitée directement par l'OST. La puissance P_{ost} sera donc mise en avant.

Les fonctions de transfert liant la fréquence du microréseau et la puissance active fournie par l'OST à la puissance demandée par la charge sont données ci-contre :

$$\begin{cases} \dfrac{\delta f}{\delta P_{ch}} = -\dfrac{\dfrac{p}{K_{i_{c_{eq}}}}}{1 + \dfrac{p}{K_{i_{c_{eq}}} s_{tot}} + \dfrac{\tau_f}{K_{i_{c_{eq}}} s_{ost}} p^2} \\ \dfrac{\delta P_{ost}}{\delta P_{ch}} = \dfrac{\dfrac{p}{K_{i_{c_{eq}}} s_{ost}} \cdot (1 + \tau_f p)}{1 + \dfrac{p}{K_{i_{ec_{eq}}} s_{tot}} + \dfrac{\tau_f}{K_{i_{c_{eq}}} s_{ost}} p^2} \\ \dfrac{1}{s_{tot}} = \dfrac{1}{s_{ost}} + \dfrac{1}{s_{c_{eq}}} \end{cases} \quad (3.13)$$

Cette fonction de transfert permet d'appréhender le comportement du microréseau :

- Dans les premiers instants (de quelques ms à quelques dizaines de ms), après un échelon de puissance δP_{ch}, en appliquant le théorème de la valeur initiale ($p \to \infty$) :

$$\begin{cases} \delta f(t_{step}) = -\dfrac{s_{ost}}{\tau_f p} \cdot \delta P_{ch} \to 0 \\ \delta P_{ost}(t_{step}) = \delta P_{ch} \end{cases} \quad (3.14)$$

  Ainsi, la chute de fréquence dépend d'au moins un paramètre réglable (s_{ost}), et potentiellement d'un deuxième (τ_f). Le ROCOF n'est donc plus tributaire d'un paramètre physique inhérent au système.
  La source de tension fournit la puissance demandée dès les premiers instants.

- En fin de régulation, en appliquant le théorème de la valeur finale ($p \to 0$) :

$$\begin{cases} \delta f(\infty) = 0 \\ \delta P_{ost}(\infty) = 0 \end{cases} \quad (3.15)$$

  Le réglage secondaire (action intégrale) apporté par la source de courant permet de réinitialiser la fréquence, mais aussi la puissance initialement fournie par l'OST.

- La dynamique de la régulation est définie par la pulsation propre ω_n et le coefficient d'amortissement ξ :

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{\dfrac{s_{ost} \cdot K_{i_{c_{eq}}}}{\tau_f}} \\ \xi = \dfrac{1}{2 s_{tot}} \cdot \sqrt{\dfrac{s_{ost}}{K_{i_{c_{eq}}} \tau_f}} \end{cases} \quad (3.16)$$

Comme précédemment, il est possible de distinguer le réglage primaire et le réglage secondaire si ce dernier est bien plus lent que le premier ($K_{i_{ceq}} \ll \frac{1}{s_{tot}}$). Dans ce cas, les fonctions de transfert de (3.13) peuvent se simplifier selon les étapes de la régulation :

- Pendant la régulation primaire (typiquement les dixièmes de seconde suivant l'échelon), les fonctions de transfert se simplifient comme ci-dessous ($K_{i_{ceq}} \to 0$) :

$$\begin{cases} \dfrac{\delta f}{\delta P_{ch}} \approx -\dfrac{s_{tot}}{1 + k_s \tau_f p} \\ \dfrac{\delta P_{ost}}{\delta P_{ch}} \approx \dfrac{k_s \cdot (1 + \tau_f p)}{1 + k_s \tau_f p} \\ k_s = \dfrac{s_{tot}}{s_{ost}} \end{cases} \tag{3.17}$$

  Le statisme total définit l'écart de fréquence obtenu après régulation primaire. Le temps de réglage primaire dépend du statisme et de la constante de temps τ_f. La puissance fournie par l'OST dépend du rapport de puissance k_s : plus le statisme de l'OST sera faible par rapport aux statismes des autres sources, plus l'OST fournira de la puissance pour assurer l'équilibre, et inversement.

- Sur un temps long correspondant à l'action de la régulation secondaire (typiquement de la seconde à la dizaine de secondes), en négligeant les termes du deuxième ordre (τ_f étant de l'ordre de 10 ou de 100 ms), les fonctions de transfert deviennent :

$$\begin{cases} \dfrac{\delta f}{\delta P_{ch}} \approx -\dfrac{\dfrac{p}{K_{i_{ceq}}}}{1 + \dfrac{p}{K_{i_{ceq}} s_{tot}}} \\ \dfrac{\delta P_{ost}}{\delta P_{ch}} \approx \dfrac{\dfrac{p}{K_{i_{ceq}} s_{ost}}}{1 + \dfrac{p}{K_{i_{ceq}} s_{tot}}} \end{cases} \tag{3.18}$$

  La fonction est similaire à celle du microréseau avec un groupe synchrone : le réglage secondaire et l'ajustement du gain d'action intégrale s'effectue donc de la même manière. Dans le cas où τ_f tend vers 0, le système d'équations (3.18) résume l'ensemble de la fonction de transfert.

C. Étude théorique de cas stables et simulations

1. Un OST avec un coopérateur idéal

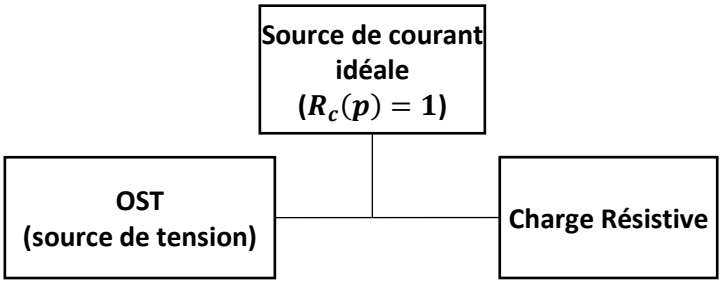
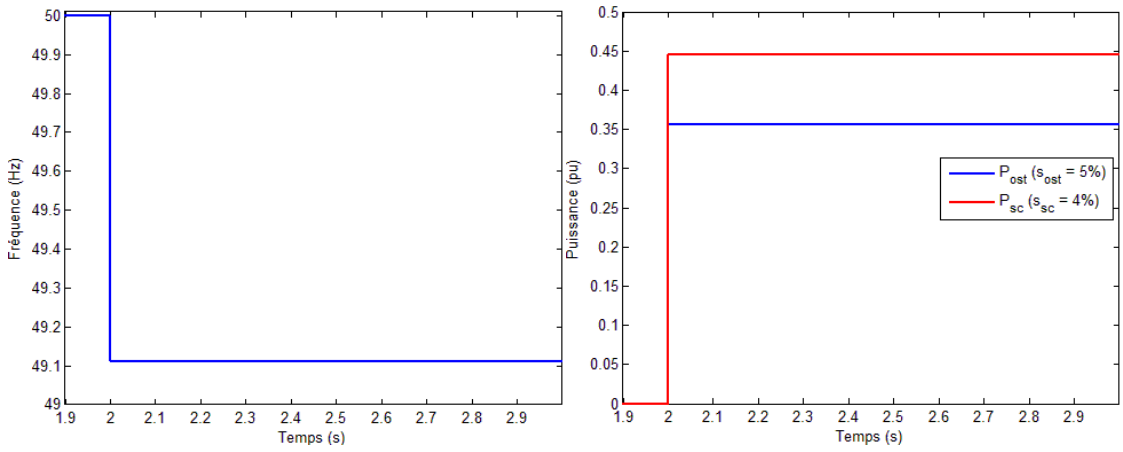


Figure 3.15. Microréseau avec un OST et une source de courant idéale

Un microréseau avec 1 OST maître et 1 coopérateur idéal est modélisé dans un premier temps. Comme précédemment, ce coopérateur idéal peut représenter M coopérateurs idéaux, avec un statisme et un gain intégral équivalent. Initialement, la charge n'absorbe aucune puissance, et les puissances de consigne des deux sources sont mises à 0.

a. Statisme seul

Dans un premier temps, la constante de temps τ_f est considérée nulle, et aucun réglage secondaire n'est réalisé. Le statisme de l'OST est fixé à 5 %, et celui du coopérateur à 4 %. Un échelon de puissance de charge de 0,8 pu est réalisé à deux secondes. Les Figures 3.16 (a) et (b) présentent respectivement les variations de la fréquence du microréseau et des puissances actives fournies par l'OST et par la source coopératrice.



(a) (b)

Figure 3.16. Variation de la fréquence du microréseau (a) et des puissances actives (b) lors du réglage primaire, avec $\tau_f = 0$

Sans filtre ($\tau_f = 0$), la variation de fréquence et celle des puissances sont instantanées suite à l'échelon de 0,8 pu. En réalité, il y aura toujours un léger effet de filtrage, ne serait-ce que pour les différentes mesures nécessaires à la régulation de la fréquence et compte tenu de la bande passante des sources ; instantané signifie donc ici de l'ordre de la milliseconde.

Les statismes définissent l'écart de fréquence après l'appel de puissance, ainsi que la répartition des puissances fournies par les sources. L'écart de fréquence se calcule comme

précédemment, via le statisme total. Pour un échelon δP_{ch} de 0,8 pu et un s_{tot} de 2,22 %, la fréquence finale obtenue est de 49,11 Hz. Aucun creux de fréquence inférieur à la fréquence finale après régulation n'est observé ici. Cela est dû au fait que la fréquence est issue du contrôle de l'OST et non le résultat d'un régime transitoire d'une dynamique mécanique. Pour s'assurer que la fréquence ne chute pas en dessous de 49 Hz, il suffit donc d'imposer un statisme total maximal (2,5 % pour un impact de référence de 0,8 pu).

L'OST et la source coopératrice se répartissent la puissance à fournir selon leur statisme. L'OST fournit $k_s \delta P_{ch} = 0{,}36\ pu$, tandis que la source coopératrice fournit $(1 - k_s)\delta P_{ch} = 0{,}44\ pu$.

b. Statisme avec constante de temps τ_f

Les statismes précédents sont conservés, mais la constante de temps τ_f est cette fois-ci fixée à 0,05 s. La même simulation est réalisée et les résultats sont présentés Figure 3.17.

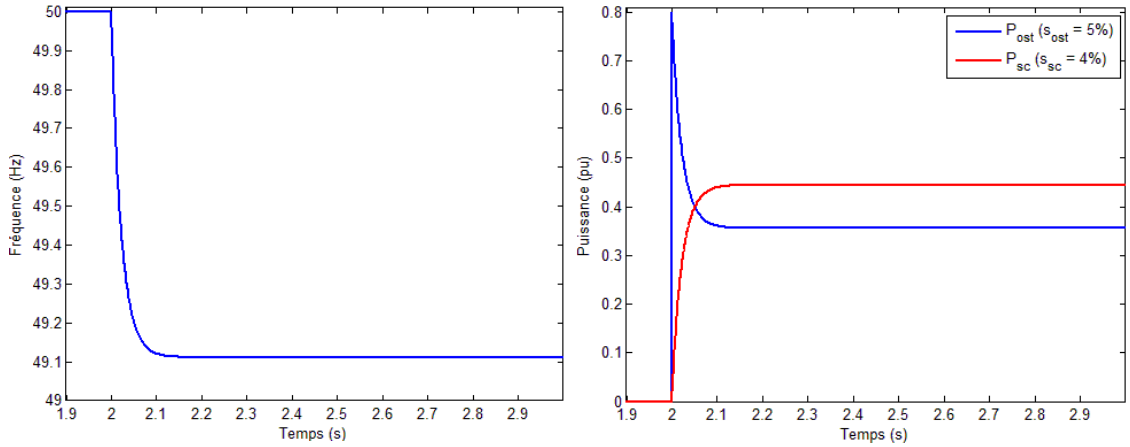


Figure 3.17. Variation de la fréquence du microréseau (a) et des puissances actives (b) lors du réglage primaire, avec τ_f=0,05 s

L'ajout d'un filtre permet de limiter la vitesse de chute de la fréquence ainsi que l'à-coup de puissance envoyée par la source coopératrice. En contrepartie, la puissance initiale envoyée par l'OST est directement celle demandée par la charge, la source coopératrice n'injectant rien pendant la phase initiale.

Le choix du réglage de τ_f dépend donc des limites des différentes sources : si l'OST a une forte butée en puissance et une bonne dynamique, alors que le coopérateur ne peut fournir une grande puissance en l'espace de quelques millisecondes, alors il vaut mieux ajouter un τ_f pour alléger la puissance fournie dans les premiers instants par ce dernier. Au contraire, si c'est l'OST qui a une butée de puissance limitée, il vaut mieux ne pas ajouter de τ_f pour que le coopérateur agisse le plus vite possible et soulage l'OST.

c. Ajout d'une action intégrale

Les statismes et la constante de temps τ_f sont conservés, mais un gain intégral de 27 s^{-1} est ajouté à la source coopératrice afin d'assurer un réglage secondaire. La même simulation est réalisée et les résultats sont présentés Figure 3.18.

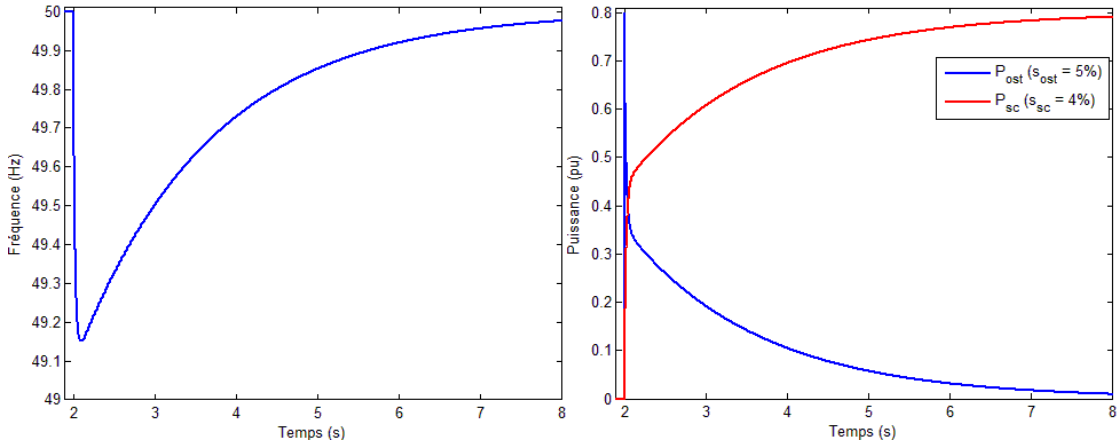


Figure 3.18. Variation de la fréquence du microréseau (a) et des puissances actives (b) lors du réglage secondaire

Avec un OST maître, l'objectif du réglage secondaire est de réinitialiser la fréquence mais aussi de réinitialiser la puissance fournie par l'OST à sa puissance de consigne (0 ici). Seule la source coopératrice réalise donc ce réglage. Le temps de réinitialisation t_i dépend du statisme total s_{tot} et du gain intégral K_{i_c}. Avec les valeurs de cette simulation, $t_i = \frac{3}{K_{i_c} s_{tot}} = 5\ s$. Le gain $K_{i_{eq}}$ peut ainsi être ajusté selon le temps de réinitialisation souhaité.

Si plusieurs sources de courant coopératrices assurent le réglage secondaire, il est nécessaire que leurs mesures de fréquences associées soient bien identiques, car des erreurs de mesure différentes peuvent entraîner des conflits dans les différentes actions intégrales, comme cela a déjà été évoqué.

d. Récapitulatif de l'influence des paramètres de réglage

Action, réglage	**Paramètres associés**	**Impact sur la fréquence**	**Impact sur les puissances actives**
Réglage primaire (par statisme)	SC : s_c OST: s_{ost}	Limite la déviation de fréquence obtenue : $\begin{cases} \delta f = -s_{tot} \cdot \delta P_{ch} \\ \frac{1}{s_{tot}} = \frac{1}{s_c} + \frac{1}{s_t} \end{cases}$	Ajuste la puissance après réglage primaire (si $K_{i_{tot}} \ll \frac{1}{s_{tot}}$) : $\begin{cases} \delta P_{ost} = k_s \cdot \delta P_{ch} \\ \delta P_c = (1 - k_s) \cdot \delta P_{ch} \\ k_s = \frac{s_{tot}}{s_{ost}} \end{cases}$
Temps d'adaptation de la fréquence	SC : / OST: τ_f	Filtre l'adaptation de fréquence réalisée par l'OST	Augmente la participation de l'OST à l'équilibre dans les premiers instants par rapport à la SC.
Réglage secondaire	SC : K_{i_c} OST: /	Permet d'annuler plus ou moins rapidement la déviation de fréquence après réglage primaire. Dans le cas où l'action secondaire est beaucoup plus lente que l'action primaire (si $K_{i_{tot}} \ll \frac{1}{s_{tot}}$) : $t_i = \frac{3}{K_{i_c} s_{tot}}$	Permet d'annuler plus ou moins rapidement le surplus de puissance fourni (ou stocké) par l'OST. Dans le cas où l'action secondaire est plus beaucoup lente que l'action primaire (si $K_{i_{tot}} \ll \frac{1}{s_{tot}}$) : $t_i = \frac{3}{K_{i_c} s_{tot}}$

Tableau 3.5. Récapitulatif des effets de la participation au réglage de la fréquence de la SC associée à un OST

Le Tableau 3.5 récapitule les différents réglages effectués sur les paramètres de la régulation de fréquence, selon le comportement de la fréquence ou des puissances actives désirées.

2. Un OST avec deux coopérateurs de dynamiques différentes

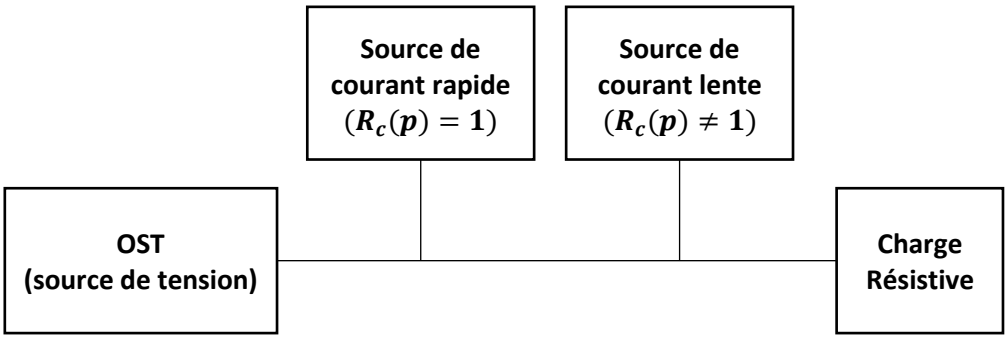


Figure 3.19. Microréseau avec un groupe électrogène et deux sources de dynamiques différentes

Un microréseau avec un OST maître et deux sources coopératrices de dynamiques différentes est maintenant modélisé. La première est une source idéale (rapide) et la seconde est une source avec un temps de réponse de l'ordre de la seconde. Dans un premier temps, les paramètres de coopération au réglage de la fréquence sont les mêmes pour les deux sources. Le Tableau 3.6 donne les paramètres du microréseau.

Tableau 3.6. Paramètres des sources de courant

Statisme de l'OST s_{ost} (%)	5
Constante de temps de l'OST τ_f (s)	0,05
Statismes des SC s_{c_1}, s_{c_2} (%)	8 ; 8
Gain intégral des SC K_{i_1}, K_{i_2} (s^{-1})	6,75 ; 6,75
Temps de réponse de la SC n°2 (s)	2

Un échelon de puissance de 0,8 pu est réalisé à deux secondes.

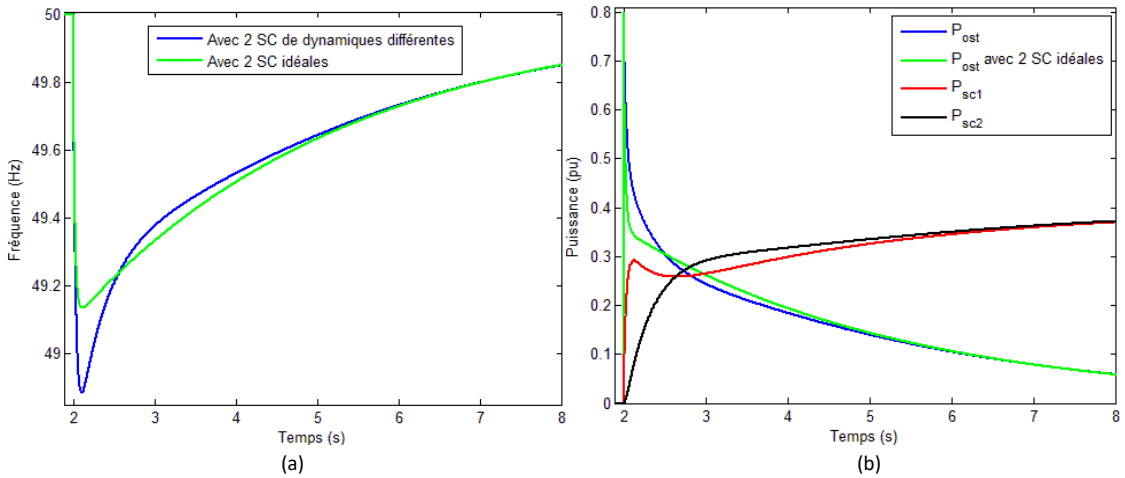


Figure 3.20. Variation de la fréquence du microréseau (a) et des puissances actives fournies par les trois sources de courant (b)

La lenteur de la source 2 conduit à une chute de fréquence plus importante, et à une participation accrue de l'OST à l'équilibre des puissances en début de régulation. En effet, pendant les premières secondes, comme la source 2 ne participe presque pas au statisme, le statisme total ne correspond au final qu'à l'association du statisme de l'OST (5 %) et de celui de la source 1 (8 %). Soit un statisme total de 3,08 % au lieu de 2,22 % comme dans le cas précédent. Lors du réglage primaire, la fréquence tend donc vers 48,8 Hz plutôt que 49,1 Hz. Pour éviter un tel creux de fréquence, une première solution est d'ajuster directement le statisme de l'OST permettant d'avoir une déviation de fréquence acceptable pour l'impact dimensionnant (soit $s_{ost} < 2{,}5\%$). Néanmoins, cela oblige à faire participer davantage l'OST au réglage primaire.

Une autre solution est d'ajuster plus intelligemment les paramètres des sources coopératrices, comme précédemment : la participation à l'équilibre dans les premiers instants (réglage primaire) est allouée à la source rapide, tandis que la participation au réglage secondaire revient exclusivement à la source lente, comme indiqué au Tableau 3.7.

Tableau 3.7. Nouveau paramètre des sources de courant

Statisme de l'OST s_{ost} (%)	5
Constante de temps de l'OST τ_f (s)	0,05
Statismes des SC s_{c_1}, s_{c_2} (%)	4 ; ∞
Gain intégral des SC K_{i_1}, K_{i_2} (s^{-1})	0 ; 13,5
Temps de réponse de la SC n°2 (s)	2

Avec ces paramètres, les nouveaux résultats sont donnés Figure 3.21.

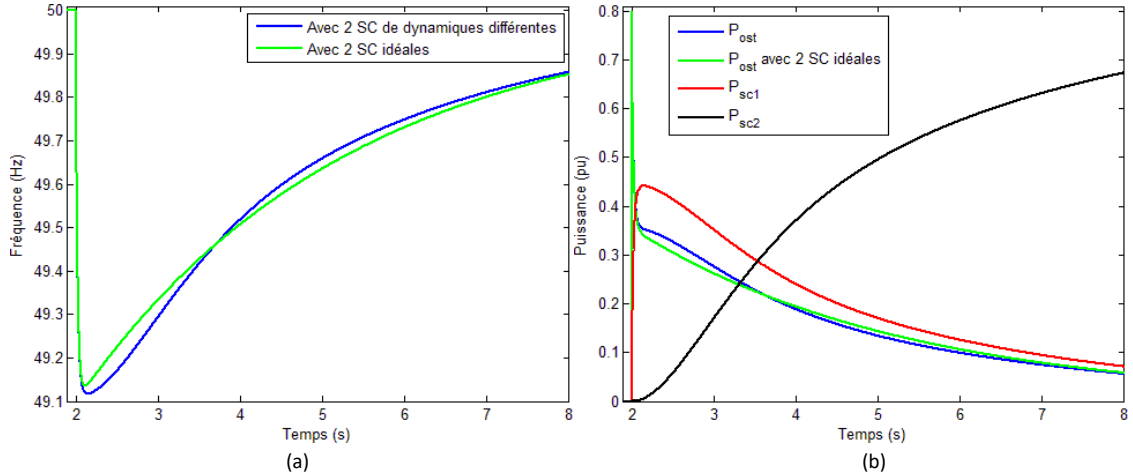
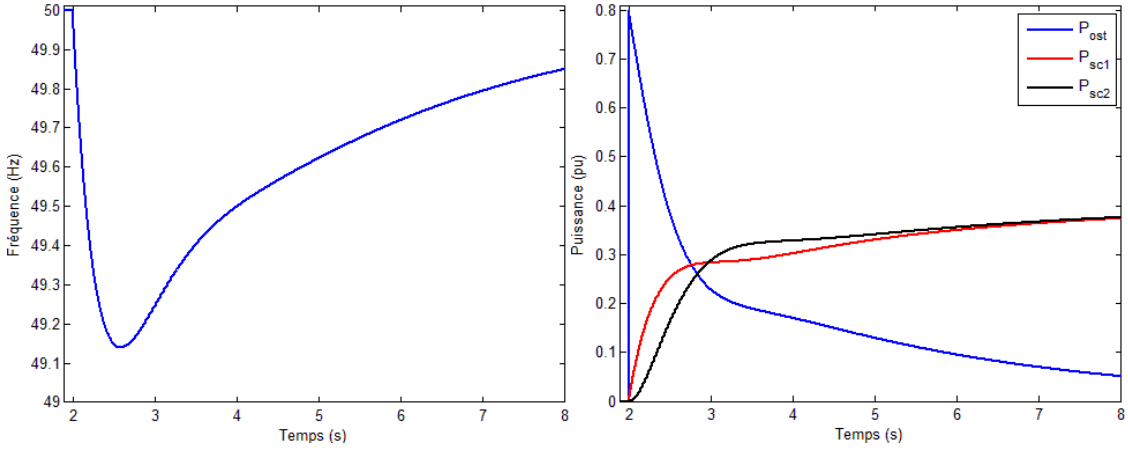


Figure 3.21. Variation de la fréquence du microréseau (a) et des puissances actives (b) avec les nouveaux paramètres

La source rapide envoie de la puissance uniquement pendant le réglage primaire (en début de transitoire), puis est progressivement secondée par la source lente via le réglage secondaire. Avec ces paramètres, la fréquence du microréseau se comporte presque comme celle d'un microréseau avec deux sources idéales, comme la puissance délivrée par l'OST.

Le rôle de chacune des sources est donc à ajuster selon leurs dynamiques et limites propres. Néanmoins, pour limiter une chute de fréquence importante due à une réponse trop lente de la source coopératrice, l'OST présente une marge de réglage supplémentaire par rapport au groupe thermique. Le statisme de l'OST s_{ost} peut être diminué de façon à limiter la variation de fréquence, ou bien la constante de temps τ_f peut être augmentée, de façon à ralentir la variation de fréquence le temps que les autres sources réagissent.

En effet, si les paramètres du Tableau 3.7 sont repris, en fixant cette fois τ_f à 0,5 s, les courbes de la Figure 3.22 sont obtenues.



(a) (b)

Figure 3.22. Variation de la fréquence du microréseau (a) et des puissances actives (b) avec $\tau_f = 0.5s$

Le creux de fréquence est maintenant nettement au-dessus de 49 Hz. Cependant, l'OST participe maintenant davantage à l'injection de puissance, le temps que les autres sources réagissent. En effet, l'augmentation du τ_f ralentit la coopération des autres sources, et cela se fait donc au détriment de l'allègement de la participation de l'OST.

D. Essai expérimental d'un microréseau avec un OST et un OSC

Les études réalisées par simulation ont permis d'exposer les liens entre l'ajustement des différents paramètres du réglage de fréquence et le comportement du microréseau. Afin de vérifier la pertinence de la modélisation et des simulations, un microréseau avec un OST et un OSC est reconstitué expérimentalement. L'objectif étant de retrouver les liens entre les paramètres et les variations de fréquence et de puissances lors de plusieurs essais, mais également d'appréhender des phénomènes propres à l'expérimentation.

1. Présentation du dispositif expérimental

a. Plateforme d'essai

Le groupe de recherche GENESYS du LAPLACE a développé une plateforme d'essai microréseau au sein du laboratoire. Cette plateforme permet d'étudier un grand nombre d'architectures de microréseaux DC ou AC, à l'aide notamment d'un ensemble d'émulateurs de diverses sources et stockeurs. La Figure 3.23 présente une photo de la salle d'essai.



Figure 3.23. Salle d'essai microréseau du LAPLACE

Dans le cas de nos travaux, cette plateforme est exploitée pour étudier un microréseau AC avec un onduleur source de tension et un onduleur source de courant débitant sur une charge résistive. L'objectif est de vérifier le comportement dynamique de ceux-ci lors d'un échelon de charge résistive, afin notamment de valider la pertinence du modèle de la Figure 3.14. L'essai n'est donc pas axé sur la spécificité de telles ou telles sources, mais plutôt sur la pertinence du contrôle des onduleurs. Les sources sont donc considérées comme idéale : d'un point de vue expérimental, les sources en amont des OST et OSC sont en réalité des alimentations stabilisées dédiées aux essais du laboratoire.

En aval des onduleurs, deux filtres passe-bas LC sont connectés. L'onduleur source de tension est bien représenté par l'association d'une source continue, d'un onduleur et d'un filtre LC, dont la tension aux bornes des condensateurs est celle régulée. En revanche, l'OSC régule le courant circulant dans sa bobine de filtrage et n'a pas de condensateur de sortie en théorie. Dans un souci d'ordre pratique, ce dernier est laissé et considéré comme faisant partie de la charge, comme le montre le schéma de la Figure 3.24.

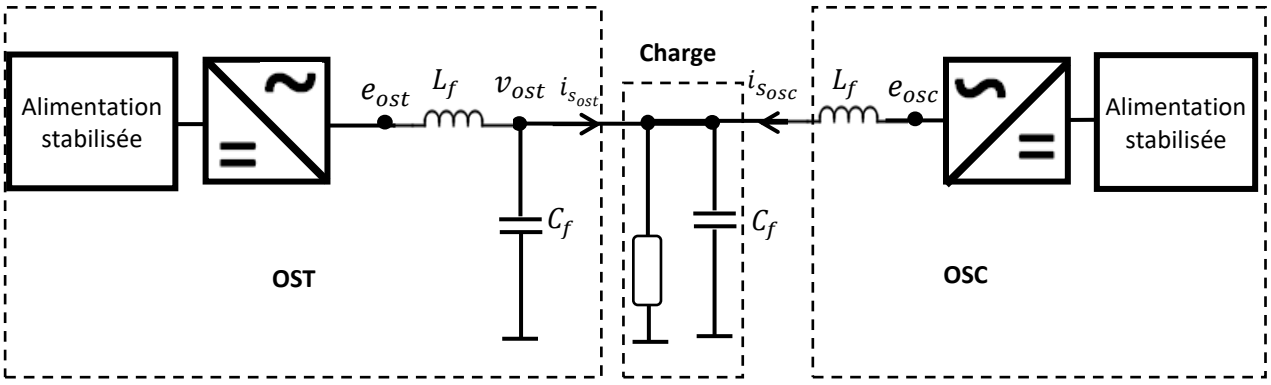


Figure 3.24. Schéma unifilaire du microréseau expérimental étudié

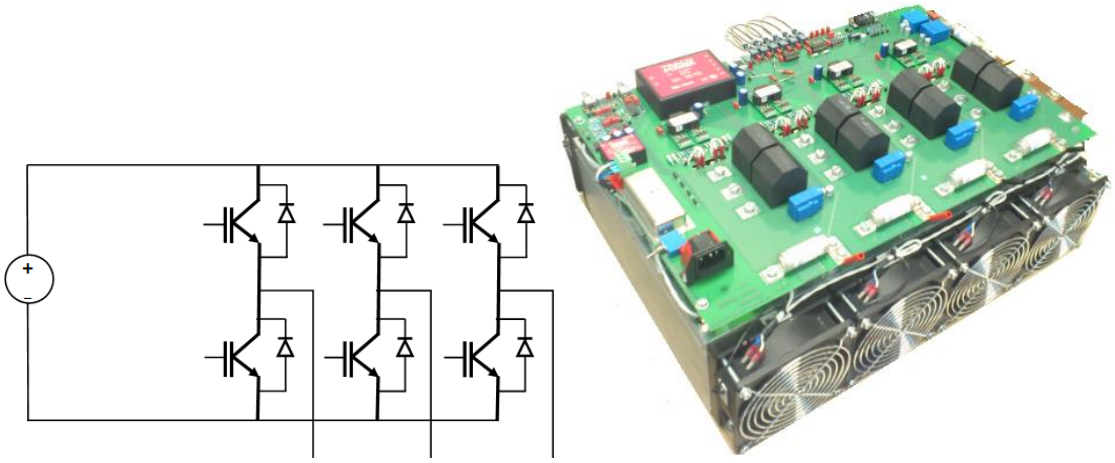
Les principales caractéristiques du microréseau sont données Tableau 3.8, et les différents éléments constitutifs sont présentés ci-après, avant d'étudier les résultats expérimentaux en question.

Charge nominale S_n	1000 W
Fréquence nominale f_0	50 Hz
Tension simple efficace V_0	115 V

Tableau 3.8.Caractéristiques principales du microréseau

b. Onduleurs

Les deux onduleurs utilisés pour réaliser l'OST et l'OSC sont identiques : deux onduleurs triphasés en pont avec IGBT et diode, comme présenté Figure 3.25.



(a) (b)

Figure 3.25. Onduleur triphasé utilisé : schéma (a) et photographie (b)

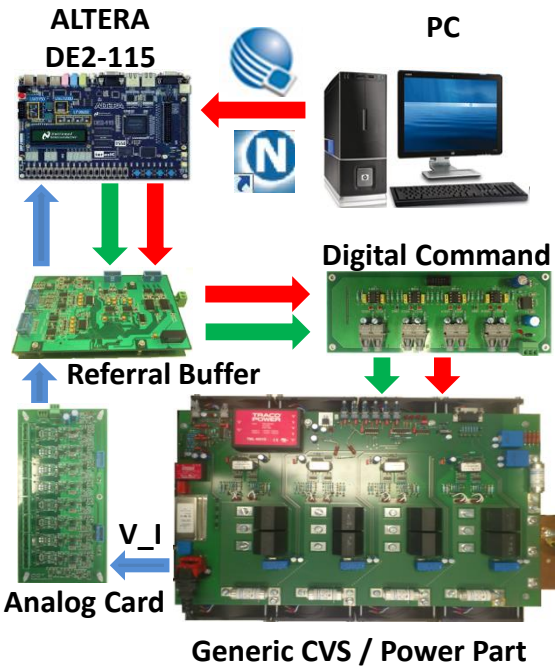


Figure 3.26. Contrôle des onduleurs

Les cartes de commande des onduleurs sont représentées Figure 3.26. Les différents contrôles (adaptation de fréquence, boucles de tension et courant, PLL) sont numérisés et implémentés sur un circuit logique programmable (FPGA) à l'aide du logiciel Quartus.

Chaque onduleur possède en sortie un filtre passe bas LC dont les valeurs d'inductance et de capacité sont données Tableau 3.9.

Inductance de filtrage	1 mH
Condensateur de filtrage	70 µF
Bande passante boucle de tension	56 rad.s^{-1}
Bande passante boucle de courant	6280 rad.s^{-1}

Tableau 3.9. Paramètres des onduleurs : filtre et commande

(i) Onduleur source de tension

L'onduleur source de tension est contrôlé de façon identique à celui présenté à la section III.B.1 du chapitre 2. Une première boucle interne contrôle le courant circulant dans la bobine de filtrage, et une deuxième boucle externe contrôle la tension aux bornes des condensateurs. Le contrôle en courant est identique à celui présenté au chapitre 2, si ce n'est que les compensations de tension v_d et v_q n'ont pas été ajoutées. Ces dernières peuvent en effet être vues comme des constantes du point de vue des courants, et n'interfèrent donc pas dans leur régulation. Ces contrôles sont faits dans un repère dq qui tourne à la fréquence de référence, calculée selon la puissance fournie par l'OST. Cette fréquence vaut 50 Hz lorsque l'OST débite une puissance active de 180 W. Deux différences sont à constater avec les simulations précédentes :

- La puissance active fournie par l'OST utilisée pour le calcul de la consigne de fréquence et pour l'exploitation des résultats est donnée par la puissance continue (côté bus continu), et non à partir des tensions et courants v_{abc} et $i_{s_{abc}}$. Cela permet de simplifier les mesures, cela ne nécessitant qu'une mesure de courant et de tension, et limite les calculs à réaliser par le programme. De plus, cette puissance est celle qu'il est réellement pertinent d'ajuster, puisqu'il s'agit directement de la puissance fournie par la source (batterie d'accumulateurs, pile à combustible…). D'un point de vue statique, les deux puissances sont presque les mêmes, avec un léger écart dus aux pertes par commutation et conduction de l'onduleur. D'un point de vue dynamique, la différence est également minime, puisqu'elle dépend de la rapidité des régulations de courant, dont le temps de réponse est de l'ordre de la ms.
- La fréquence de référence est ici envoyée à un bloc « NCO », qui s'occupe de toutes les transformations pour passer d'un repère à un autre. Ce bloc de commande fait figure de « boîte noire » intégrée au programme, dont nous pouvons vérifier le bon fonctionnement par le fait accompli, mais dont l'analyse est difficile.

L'ensemble de ces contrôles sont numérisés pour pouvoir être intégrés à la platine FPGA DE2 (cf Figure 3.26). La Figure 3.27 présente un récapitulatif des contrôles de l'OST, en séparant ce qui relève de la commande (intégré sur la carte programmable) et ce qui constitue le réseau physique (dont nous récupèrons un certain nombre de mesures pour pouvoir faire les régulations).

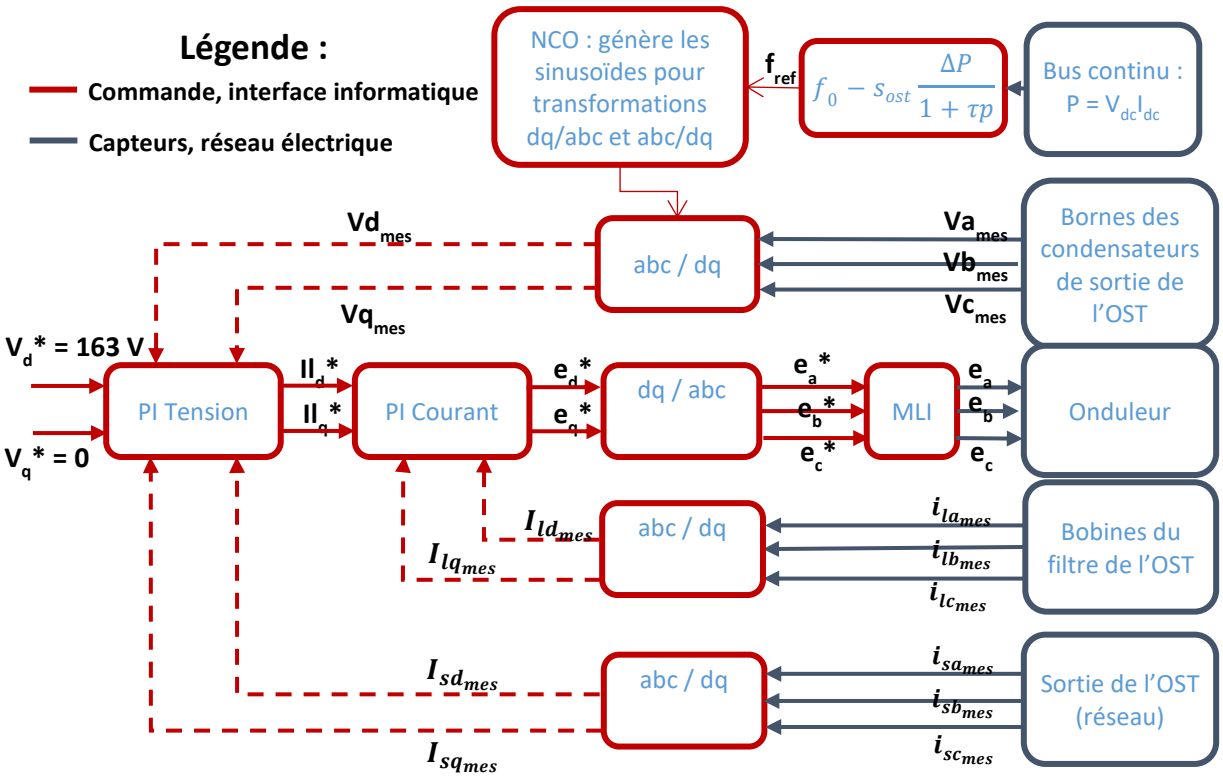


Figure 3.27. Commande de l'OST

(ii) Onduleur source de courant

L'onduleur source de courant est contrôlé de la même façon qu'à la section III.B.2 du chapitre 2. Une boucle de régulation impose le courant de sortie de l'onduleur selon une puissance active désirée, elle-même calculée en fonction de la fréquence du réseau mesurée. Comme précédemment, les différentes transformations permettant le passage entre les repères triphasé et dq sont réalisées par le bloc NCO. Ce dernier prend comme entrée la fréquence issue d'une PLL identique à celle présentée à l'annexe n°3. Cependant, si cette estimation de fréquence par PLL permet au NCO d'effectuer les transformations nécessaires, elle présente des pulsations parasites qui rendent impossible son utilisation pour l'adaptation de la puissance de consigne. Une autre mesure de la fréquence est donc effectuée à l'aide d'un compteur à partir du cosinus donné par le NCO, qui repère les passages par 0 du signal. Cette mesure est de ce fait plus lente, puisque le signal sinusoïdal doit parcourir une période (environ 0,02 s) pour donner une mesure cohérente.

À l'instar de l'OST, la puissance exploitée pour l'analyse est mesurée à partir du bus continu, pour les mêmes raisons.

La Figure 3.28 présente un récapitulatif des contrôles de l'OSC à l'instar de la Figure 3.27 pour l'OST.

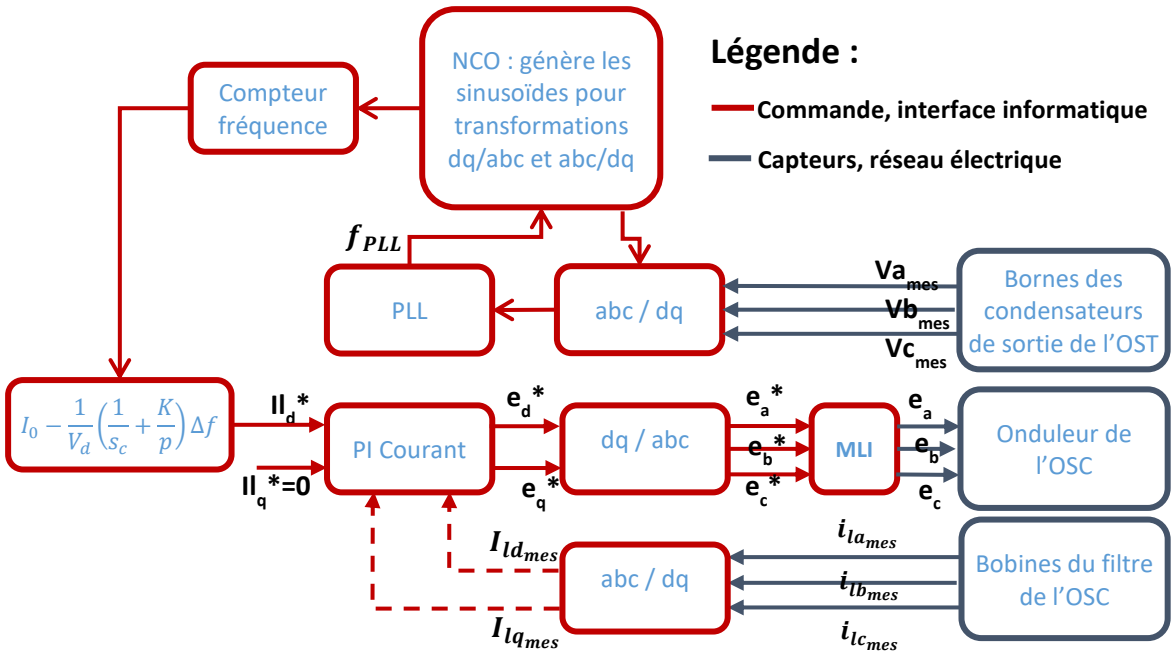


Figure 3.28. Commande de l'OSC

c. *Charge*

La charge est constituée de plusieurs éléments :

- Les condensateurs de filtrage en sortie de l'OSC, présents pour éviter de les décâbler et pour ne pas troubler la procédure de démarrage. Ils fournissent une puissance réactive, et sont donc négligés dans l'étude du comportement des puissances actives et de la fréquence.
- Un premier banc de charge résistif servant de « charge talon ». Il permet d'ajuster la fréquence de l'OST à 50 Hz selon la puissance fournie par l'OSC. Il représente une charge initiale, qui reste fixe lors d'un impact.
- Un second banc de charge résistif qui permet de réaliser l'impact de charge.

d. *Mesure et incertitude*

La fréquence est mesurée à l'aide d'un compteur de périodes, et les puissances avec deux capteurs intégrés directement dans le convertisseur statique sur le bus continu. L'erreur sur la mesure de fréquence est estimée à plus ou moins 0,05 Hz pour une fréquence de 50 Hz, et l'erreur sur la mesure de puissance à plus ou moins 8 W pour la gamme de puissance considérée, soit 0,008 pu. Ces incertitudes sont relativement faibles et ne seront pas rappelées dans les mesures présentées ci-dessous, néanmoins nous garderons à l'esprit le potentiel écart introduit par les mesures. De plus, une erreur sur la fréquence mesurée implique une erreur sur la puissance demandée à l'OST, plus ou moins importante en fonction du statisme de ce dernier.

2. Essais : présentation des résultats

a. Procédure de démarrage et impact de charge

Initialement, l'OST est démarré seul, puis le deuxième onduleur est raccordé en tant que source de tension synchronisée sur le premier onduleur, avant de passer en source de courant. Le premier banc de charge est ajusté pour fixer la fréquence de l'OST à 50 Hz. La puissance initiale de l'OSC étant de l'ordre de 150 W, la charge résistive totale absorbe donc environ 330 W pour permettre à l'OST de fournir sa puissance P_0 (180 W). Un impact de charge d'environ 800 W (0,8 pu) est réalisé à la main, en commutant un interrupteur sur le second banc résistif.

Plusieurs essais sont réalisés, avec des paramètres de contrôle différents pour chacun, mais toujours avec ce même impact de charge. Les puissances initiales de l'OST et de l'OSC seront soustraites des différentes courbes de puissances exploitées, de façon à mettre en avant les variations de puissances actives par rapport à leur état initial.

b. Sans constante de temps τ_f

Dans un premier temps, le filtre de l'OST ainsi que le réglage secondaire de l'OSC sont retirés. Le Tableau 3.10 donne les paramètres de régulation.

Statisme de l'OST s_{ost}	5 %
Statisme de l'OSC s_{osc}	4 %
Constante de temps de l'adaptation de fréquence τ_f	0 s
Gain d'action intégrale K_{i_c}	0 s^{-1}

Tableau 3.10. Paramètres du réglage de la fréquence lors de l'essai 1

L'objectif est de vérifier si la répartition des puissances se fait correctement, mais aussi d'analyser le comportement dynamique du système, alors qu'aucun filtre n'est rajouté au niveau de l'adaptation de fréquence. La Figure 3.29 compare le comportement du microréseau expérimental lors de l'essai avec celui simulé par le modèle générique présenté précédemment. L'échelon est réalisé à 2,6 s, et est d'environ 0,81 pu.

La Figure 3.29 (a) montrent la variation de la fréquence de référence de l'OST (en rouge) et de la fréquence mesurée exploitée par l'OSC (en bleue) lors de l'essai expérimental. La fréquence verte représente la fréquence de référence de l'OST lors de la simulation, qui est supposée identique à la fréquence mesurée. La Figure 3.29 (b) montre la variation des puissances actives fournies par l'OST et l'OSC, en différenciant une nouvelle fois celles obtenues par expérience (rouge et bleue) et par simulation (verte et noire).

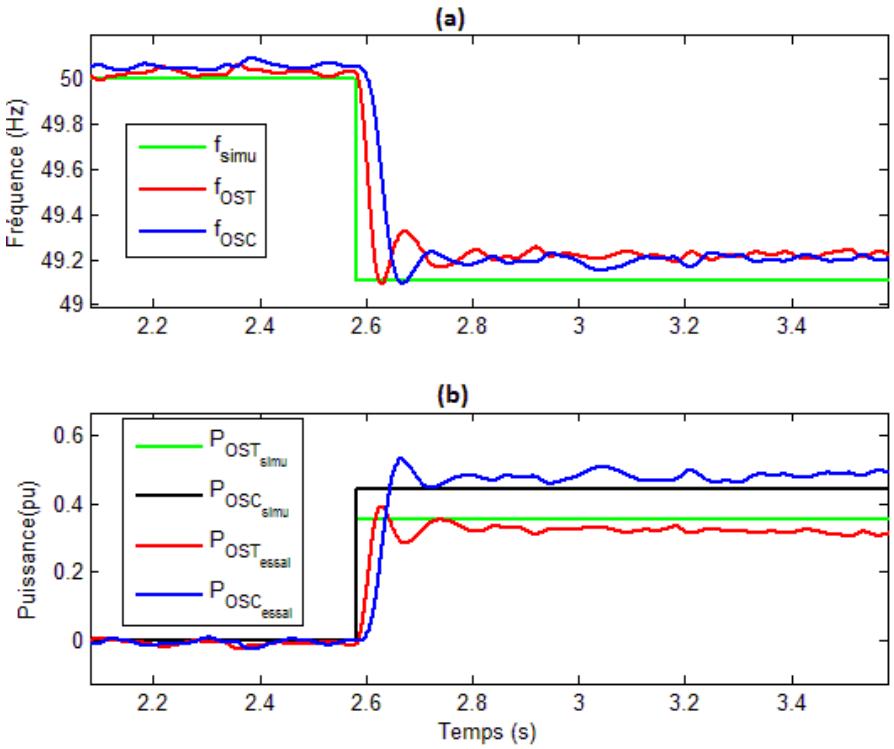


Figure 3.29. Comparaison entre les fréquences (a) et les puissances actives (b) obtenues en expérimentation et en simulation pour l'essai 1

(i) Comparaison en régime statique

Après régulation, l'écart avec la fréquence initiale est un peu plus important pour la fréquence mesurée (-0,85 Hz) que pour la fréquence de référence (-0,80 Hz), du fait de l'incertitude de la mesure avec le compteur. Cela entraîne une participation plus importante de l'OSC par rapport à l'OST, donc un creux de fréquence de référence plus faible que celui obtenu en simulation (-0,89 Hz). En effet, l'OST et l'OSC fournissent une puissance active respective de 0,33 pu et 0,49 pu. La répartition obtenue en simulation pour un même échelon de puissance est respectivement de 0,36 et 0,46 pu. Compte tenu de l'erreur sur la fréquence mesurée (une erreur de -0,05 Hz entraine un surplus de puissance demandée de 0,025 pu avec ce statisme), la répartition des puissances est très proche entre simulation et expérimentation. Un ensemble d'essais avec des statismes différents permet de confirmer la proximité des résultats expérimentaux avec les résultats théoriques. Les différentes valeurs de puissances sont données Tableau 3.11.

δP_{ch} (pu)	s_{ost}	s_{osc}	δP_{ost} théorique (pu)	δP_{osc} théorique (pu)	δP_{ost} mesuré (pu)	δP_{osc} mesuré (pu)
0,82	5 %	4 %	0,36	0,46	0,33	0,49
0,81	4 %	5 %	0,45	0,36	0,42	0,39
0,81	10 %	8 %	0,36	0,45	0,33	0,48
0,57	2 %	10 %	0,46	0,11	0,45	0,12

Tableau 3.11. Comparaison entre la répartition des puissances théorique et statisme mesuré pour plusieurs essais

L'écart de fréquence mesuré étant toujours légèrement supérieur à la fréquence de l'OST, la puissance active envoyée par l'OSC expérimentalement est toujours un peu plus importante.

(ii) Comparaison en régime dynamique

D'un point de vue dynamique, fréquence et puissance ne varient pas comme un échelon lors du déséquilibre, contrairement à la simulation. Cela s'explique par le fait que l'impact de charge lors de l'essai est fait mécaniquement, à la main, et qu'il ne peut donc être un parfait échelon à l'échelle électrique. Ensuite, malgré l'absence de filtre sur l'adaptation de fréquence, plusieurs filtres physiques (mesures) non représentés en simulation viennent ralentir le système. De plus, la fréquence mesurée par l'OSC a un léger retard (de l'ordre de 25 ms) sur la fréquence de référence de l'OST, dû à la lenteur du compteur, ce qui entraîne une réaction plus lente de l'OSC.

(iii) Adaptation du modèle

Le modèle générique simulé sous Matlab permet de bien appréhender la répartition de puissance, malgré les incertitudes. Les filtres naturels et les spécificités du dispositif expérimental (lenteur de la mesure de fréquence et pertes entre puissance continue et alternative), entraînent toutefois quelques légères différences, simples à appréhender. Si le modèle utilisé peut suffire, il peut également être légèrement modifié pour mieux correspondre aux conditions expérimentales. Pour ce faire, les éléments suivants sont ajoutés :

- L'échelon de charge n'en est plus un : l'impact se réalise en quelques dizaines de ms.
- Un filtre de constante de temps τ_{mes} de 25 ms est ajouté pour modéliser le retard de la mesure de fréquence de l'OSC.

La Figure 3.30 établit une nouvelle comparaison entre les résultats expérimentaux du premier essai (inchangés) et les résultats de simulation obtenus avec le modèle ajusté.

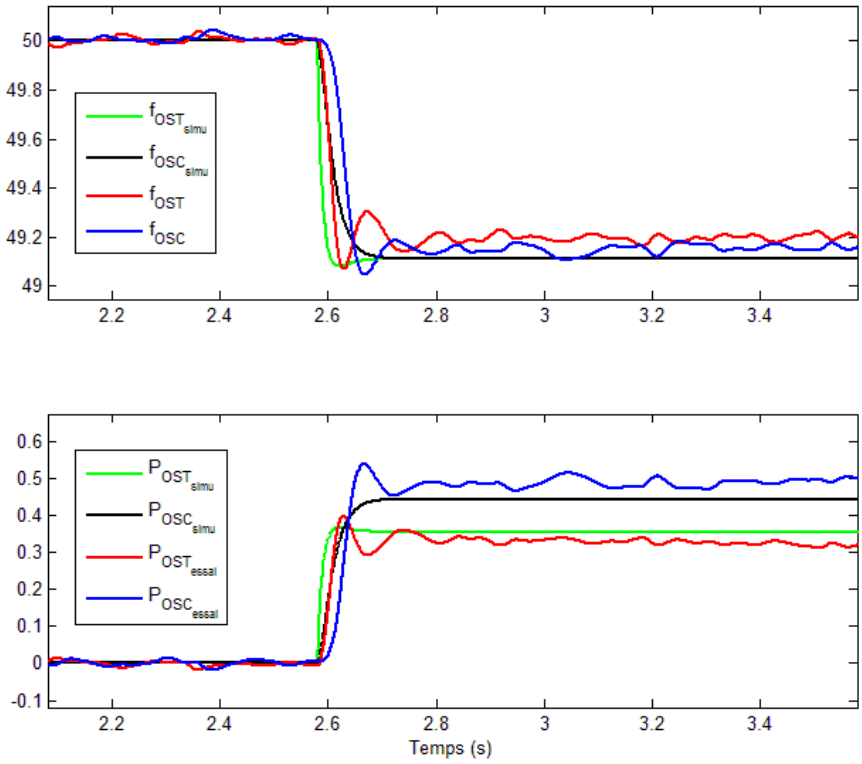


Figure 3.30. Comparaison entre les fréquences (a) et les puissances actives (b) obtenues en expérimentation et en simulation pour l'essai 1, avec ajustement du modèle de simulation selon les conditions expérimentales

Les dynamiques des résultats de simulation suivent maintenant davantage celles des résultats expérimentaux. Cette modification du modèle n'est pas nécessaire, mais elle sert d'illustration à l'adaptabilité de ce dernier en fonction des spécificités du microréseau étudié.

c. Avec constantes de temps

Un autre essai est maintenant réalisé en ajoutant un filtre sur l'adaptation de fréquence de constante de temps τ_f. Le Tableau 3.12 donne l'ensemble des paramètres de régulation de fréquence utilisés.

Statisme de l'OST s_{ost}	5 %
Statisme de l'OSC s_{osc}	4 %
Constante de temps de l'adaptation de fréquence τ_f	0,5 s
Gain d'action intégrale K_{i_c}	0 s^{-1}

Tableau 3.12. Paramètres du réglage de la fréquence lors de l'essai 2

Comme précédemment, un échelon d'environ 800 W est réalisé à l'aide d'un banc de charge résistif, à partir de 1,7 s. Le comportement des fréquences et des puissances actives est présenté Figure 3.31.

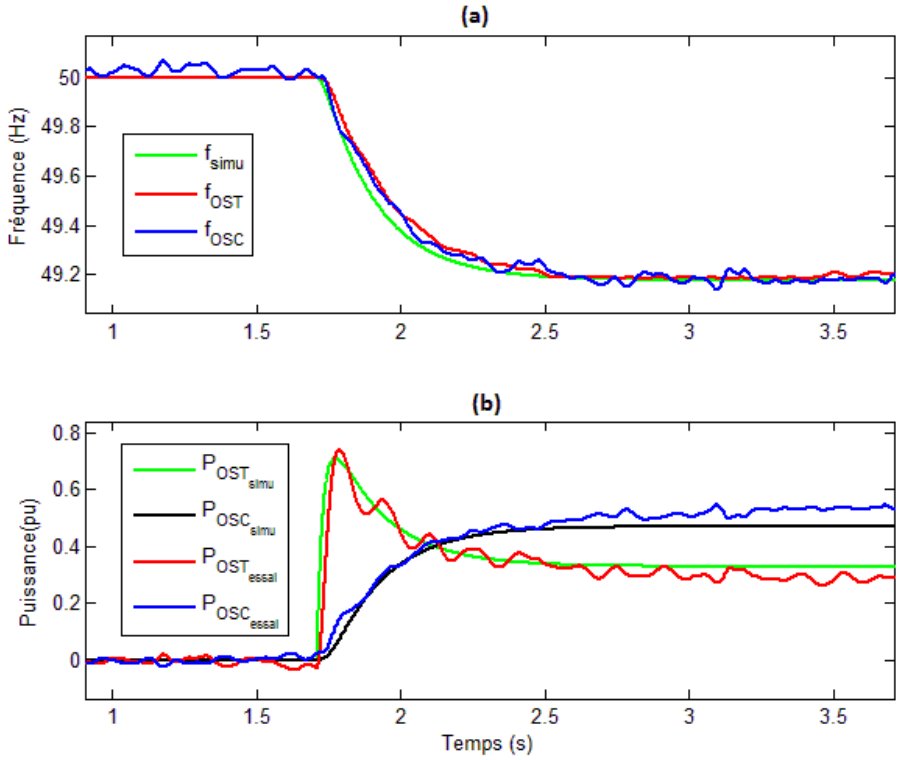


Figure 3.31. Comparaison entre les fréquences (a) et les puissances actives (b) obtenues en expérimentation et en simulation pour l'essai 2

Les répartitions de puissance en régime statique sont relativement proches entre l'essai et la simulation, moyennant les incertitudes. Cette fois, les dynamiques sont pratiquement identiques. En effet, le filtre ajouté est devenu prépondérant sur les autres filtres et retards présents initialement sur le système physique. De ce fait, le filtre dominant est le même lors de l'expérimentation et la simulation.

Plusieurs essais sont réalisés avec différentes constantes de temps τ_f, et le temps de réponse à 5 % t_{r_f} de la fréquence de référence est mesurée pour chacun d'eux. Les résultats sont résumés Tableau 3.13.

τ_f	0 s	0,05 s	0,1 s	0,5 s	1 s
t_{r_f}essai	0,12 s	0,18 s	0,20 s	0,63 s	1,07 s
t_{r_f}simulation	0,02 s	0,06 s	0,11 s	0,65 s	1,07 s

Tableau 3.13. Temps de réponse de la fréquence obtenu en essai et en simulation pour plusieurs τ_f

Sans filtre (ce qui correspond au cas du premier essai), le temps de réponse est d'environ 0,11 s lors de l'expérimentation. En simulation, ce temps de réponse correspond à celui de l'établissement de l'impact de charge : nul si ce dernier est un échelon parfait, et de l'ordre de 20 ms si un filtre pour modéliser la lenteur de l'échelon réalisé en manipulation est ajouté. Plus la constante de temps τ_f augmente, plus les temps de réponse entre expérimentation et simulation concordent.

3. Bilan des essais

Les essais ont permis de confirmer les liens entre les paramètres du réglage de la fréquence et le comportement du microréseau évoqués au Tableau 3.5. Le modèle utilisé en simulation permet bien d'appréhender les variations de fréquence et de puissance active :

- En régime statique, la répartition de puissances actives et la valeur de fréquence est bien retrouvée, malgré quelques incertitudes de mesures.
- En régime dynamique rapide, en l'absence de filtre ajouté ou d'action secondaire, il est difficile d'appréhender précisément la vitesse de variation, propre aux conditions expérimentales. Il est toutefois possible de s'en rapprocher en adaptant le modèle selon les spécificités de l'essai en prenant en compte le filtrage des mesures.
- En régime dynamique lent, lorsqu'un filtre est ajouté, la dynamique est bien retrouvée entre le modèle et l'essai. Il est alors possible de prévoir avec précision le temps de réponse du système.

III. Dimensionnement d'un microréseau avec un maître

À l'aide des modèles proposés et des différentes études précédentes, plusieurs lois se dessinent pour permettre de dimensionner un microréseau centralisé autour d'un maître, en ajustant les paramètres de contrôle des sources selon les objectifs demandés et selon leurs caractéristiques intrinsèques (butées de puissance, dynamiques).

Le dimensionnement dont il est question ici vient donc s'effectuer en aval d'une étude des besoins et des ressources disponibles. Il est donc supposé qu'un certain nombre d'éléments (besoins en puissance, niveau de tension, disponibilité de ressources renouvelables) sont connus.

A. En amont : analyse des objectifs et choix des sources de tension

1. Cahier des charges : définition des objectifs

À partir de la définition des besoins en puissance sur le réseau, il doit être possible de définir clairement une puissance nominale S_n. Cette dernière peut correspondre à la puissance installée désirée, ou à la puissance maximale demandée par la charge. S_n permet de définir la base en pu, dans laquelle s'exprime l'ensemble des paramètres du réglage de la fréquence.

Le cahier des charges doit ensuite permettre d'identifier un certain nombre d'exigences et de besoins :

- Quelle intégration de sources renouvelables est exigée, ou quelle diminution de la part du thermique ?
- Quel gisement de renouvelable est disponible ? Solaire, éolien ?
- Quelle bande de fréquence Δf doit être respectée ? Cette dernière doit être fixée en accord avec les échelons de délestage des charges (voir section II.A.2.d du chapitre 1). Elle n'est pas forcément symétrique autour de la fréquence nominale f_0, les déviations maximales positive (δf_{max}^{+}) et négative (δf_{max}^{-}) pouvant être différentes.
- Quel est le déséquilibre en puissance active de référence ? Ce dernier doit correspondre à un déséquilibre de puissance maximal probable sur le réseau, permettant de dimensionner le système afin d'en garantir la résilience. Un déséquilibre de puissance positif (puissance consommée > puissance produite) correspond souvent à la perte d'une (ou plusieurs) source(s) sur le réseau. Un déséquilibre de puissance négatif (puissance consommée < puissance produite) peut lui correspondre à la perte d'une partie de la charge nominale. Du point de vue du maître du réseau et des sources coopératrices opérationnelles lors du déséquilibre, seul un impact de charge maximal δP_{chmax} de référence peut être défini, représentant autant une augmentation soudaine de la charge que la possible perte d'une source (coopératrice ou non). Comme pour la fréquence, les impacts de charge positif (δP_{chmax}^{+}) et négatif (δP_{chmax}^{-}) peuvent être différents.
- Quelle déviation minimale de fréquence δf_{min} par rapport à la fréquence nominale f_0 est pertinente pour activer le réglage primaire ? Cette déviation minimale peut correspondre à une bande morte ajoutée sur le réglage de la fréquence pour éviter le déclenchement intempestif de ce dernier, ou correspondre à l'erreur sur une mesure de fréquence.
- À partir de quel déséquilibre minimal $\delta P_{ch_{min}}$ veut-on que le réglage de la fréquence s'active ? Idéalement, ce déséquilibre est de 0 W. Mais, en présence d'une bande morte sur le réglage de la fréquence ou face à une erreur sur la mesure de cette dernière (c.-à-d si $\delta f_{min} \neq 0$), l'équilibrage peut se faire de façon non pertinente pour de trop faibles δP_{ch}. Définir un $\delta P_{ch_{min}}$ permet de régler les paramètres de façon à être sûr que le réglage de fréquence soit enclenché pour des appels de puissance supérieurs ou égaux.
- Quel temps de réponse maximal est exigé pour le réglage primaire et le réglage secondaire ?

À partir des études réalisées ci-dessus, deux objectifs clés semblent se dessiner pour le dimensionnement d'un micro-réseau AC :

- Le maintien de la fréquence dans ses bornes admissibles couplé à l'équilibre des puissances actives.
  Cet objectif est d'autant plus présent sur les micro-réseaux avec groupes synchrones, où la faible inertie peut conduire à des creux de fréquence importants. Il faudra s'assurer que pour l'impact de charge dimensionnant δP_{ch}, la fréquence ne chute pas en deçà (ou n'augmente pas au-delà) de la bande admissible.
- La juste répartition de ces puissances en fonction des limitations de chacune des sources.
  Les sources doivent judicieusement être placées et réglées selon leurs limites (butée en puissance, en énergie et limites dynamiques), afin de garantir l'équilibre, que ce soit dans les premiers instants de la régulation (de la milliseconde à la seconde), ou dans les secondes et minutes qui suivent. En particulier, l'OST prenant pour source un dispositif de stockage ne pourra fournir indéfiniment de l'énergie au réseau, et d'autres sources devront rapidement prendre le relai.

2. Groupe synchrone ou onduleur source de tension ?

Dans l'absolu, l'objectif principal étant de diminuer les émissions de GES (voire les nuisances sonores) et de maximiser l'intégration des sources renouvelables, l'OST sera bien sûr préféré à un groupe thermique. Néanmoins, ce choix ne peut se faire sans considérer les prédispositions historiques et naturelles du lieu à alimenter qui doivent être listées dans le cahier des charges. Prédispositions « historiques », car les groupes thermiques sont majoritairement utilisés et bien connus. Sur un microréseau déjà existant, un premier objectif sera donc bien souvent d'intégrer une grande part de renouvelable sans pour autant changer l'habituelle source de tension. Prédispositions « naturelles » car un OST (stockeur) aura du sens dans un lieu avec un gisement renouvelable important. Au-delà de ces considérations situationnelles, groupe diesel et OST présentent des avantages et inconvénients techniques, présentés dans le Tableau 3.14.

	Groupe Diesel	**OST**
Avantages	• Technologie bien connue et déjà maîtrisée. • Peut assurer le fonctionnement du réseau seul (dans la mesure de leur calibre) si les sources de courant ont un disfonctionnement.	• Pas d'émission de GES • Peu de bruit • La chute de fréquence est une perturbation maîtrisée. • Davantage de degrés de liberté pour le réglage de la fréquence.
Inconvénients	• Émissions de GES • Émissions sonores • Fluctuations de puissances importantes pour de faibles inerties. • Le réglage de la fréquence est tributaire des paramètres physiques du groupe diesel.	• L'OST est dépendant des autres sources de courant, puisqu'il ne peut stocker ou délivrer indéfiniment de l'énergie s'il est alimenté par un dispositif de stockage. Il nécessite donc une disponibilité importante des EnR.

Tableau 3.14. Comparaison entre un groupe diesel et un OST

Une fois le cahier des charges bien identifié et le choix fait entre groupe diesel et OST, le dimensionnement doit se porter sur la façon de régler les différents paramètres propres au réglage de la fréquence. Ces réglages diffèrent alors selon la source de tension choisie.

B. Dimensionnement d'un microréseau avec groupe synchrone maître du réseau

1. Ajustement du statisme

a. Définition des statismes équivalents maximal et minimal

(i) Statisme équivalent maximal

Le statisme total maximal du microréseau doit être défini de façon à ce que la déviation de fréquence ne sorte pas de la bande tolérée Δf pour l'impact de charge dimensionnant. Ce statisme équivalent maximal peut être différent pour un impact de charge positif ou négatif.

$$\begin{cases} s^{+}_{tot_{max}} = \dfrac{\delta f^{-}_{max}}{\delta P^{+}_{ch_{max}}} \cdot \dfrac{S_n}{f_0} \\ s^{-}_{tot_{max}} = \dfrac{\delta f^{+}_{max}}{\delta P^{-}_{ch_{max}}} \cdot \dfrac{S_n}{f_0} \end{cases} \tag{3.19}$$

Ainsi, le statisme s_t du groupe diesel ainsi que les statismes s_{c_k} de l'ensemble des sources coopératrices doivent être réglés de façon à ce que le statisme total s_{tot} n'excède pas $s_{tot_{max}}$.

$$\begin{cases} \dfrac{1}{s^{+}_t} + \displaystyle\sum_{k=1}^{N} \dfrac{1}{s^{+}_{c_k}} \leq \dfrac{1}{s^{+}_{tot_{max}}} \\ \dfrac{1}{s^{-}_t} + \displaystyle\sum_{k=1}^{N} \dfrac{1}{s^{-}_{c_k}} \leq \dfrac{1}{s^{-}_{tot_{max}}} \end{cases} \tag{3.20}$$

(ii) Statisme équivalent minimal

Dans le cas où il existe un δf_{min} définissant la déviation minimale de fréquence pouvant être prise comme une information cohérente pour déclencher une régulation, il est intéressant de définir un statisme équivalent minimal $s_{tot_{min}}$, permettant de s'assurer que le réglage de la fréquence s'effectuera bien pour un appel de puissance $\delta P_{ch_{min}}$ et au-delà, selon :

$$s_{tot_{min}} = \frac{\delta f_{min}}{\delta P_{ch_{min}}} \cdot \frac{S_n}{f_0} \tag{3.21}$$

b. Choix des sources et réglage de chaque statisme

De façon logique, plus les sources seront nombreuses à assurer le réglage primaire, plus cela allégera la participation de chacune à l'équilibre des puissances (c.-à-d. plus chacune des sources pourra avoir un statisme élevé).

Les sources participant au réglage primaire par statisme doivent respecter plusieurs critères :

- Elles doivent avoir une bonne dynamique en puissance, avec un temps de réponse de l'ordre de la ms ou de la dizaine de ms.

- Une butée en puissance suffisante est nécessaire pour pouvoir assurer un apport de puissance important au début du déséquilibre.
- La source doit pouvoir potentiellement augmenter ou diminuer la puissance fournie pendant au moins quelques secondes, le temps que le réglage secondaire fasse effet.

Que l'impact de charge soit positif ou négatif, les moyens de stockage de prédilection pour contribuer au statisme sont les batteries d'accumulateurs et les volants d'inertie. Les super condensateurs peuvent aussi contribuer mais à condition que le réglage secondaire prenne rapidement le relai.

La participation des sources d'EnR doit quant à elle être réfléchie en fonction de la nature de l'impact (positif ou négatif) :

- En cas d'appel de charge négatif (surplus de production), l'ensemble des sources d'EnR fonctionnant en MPPT (donc sans réserve), peuvent participer en venant dégrader leur point de fonctionnement.
- En cas d'impact de charge positif, les éoliennes fonctionnant en MPPT peuvent participer au statisme sur quelques secondes à l'aide de leur réserve d'énergie cinétique, mais le réglage secondaire devra là encore rapidement prendre le relai (voir Chapitre 2, paragraphe IV.A). De façon plus prudente, il convient de ne faire participer que les sources d'EnR fonctionnant avec une MPPT dégradée afin de garantir une réserve de puissance. À noter que le fonctionnement des sources EnR en MPPT dégradé entraîne une perte de production. Le choix de constituer une réserve de puissance sur les sources intermittentes sera donc tributaire de critères économiques non abordés ici : la perte de production engendrée ne doit pas être supérieure au gain potentiel obtenu par une meilleure résilience du réseau (c.-à-d. absence de coupure grâce à la participation des EnR à l'équilibre).

Une fois les sources participant au réglage primaire identifiées, les gains de statisme de chacune d'entre elles doivent être judicieusement ajustés de façon à respecter les limites en puissance δP_{lim_k} de chacune. Ainsi, pour l'impact dimensionnant $\delta P_{ch_{max}}$:

$$s_k \geq \frac{\delta P_{ch_{max}}}{\delta P_{\mathrm{lim_k}}} \cdot s_{tot} \tag{3.22}$$

2. Ajout d'inertie synthétique

a. Définition de l'inertie totale

Comme l'a montré l'étude précédente, fixer un statisme maximal ne suffit pas à garantir que la fréquence reste dans les bornes admissibles. Un creux ou un pic de fréquence lors du régime transitoire peut toujours provoquer un délestage.

Il faut donc fixer une inertie globale sur le réseau, qu'il faut atteindre en ajoutant de l'inertie synthétique H_s à l'inertie naturelle du groupe synchrone H. Dans un réseau déjà existant, dans lequel les groupes synchrones sont remplacés par des sources non-inertielles, l'inertie synthétique à rajouter doit correspondre au manque d'inertie naturelle provoquée par ce remplacement. D'une façon générale, en exprimant toutes les inerties (naturelles et

synthétiques) du réseau selon la puissance nominale S_n de ce dernier, l'inertie totale doit être de quelques secondes.

b. Choix des sources et ajustement des inerties synthétiques

L'inertie synthétique doit pouvoir freiner la variation de fréquence dès les premiers instants du déséquilibre. De ce fait, les sources participant à l'inertie synthétique doivent respecter les critères suivants :

- Une dynamique en puissance de l'ordre de la ms.
- Une grande butée en puissance, pour pouvoir envoyer ou absorber un maximum de puissance dès les premiers instants du déséquilibre.

L'ajout d'inertie synthétique correspondant à un surplus de puissance proportionnel à la dérivée de la fréquence, une grande réserve d'énergie n'est pas nécessaire.

De ce fait, les stockages adaptés pour délivrer de l'inertie synthétique sont le super condensateur ou le volant d'inertie, et dans une moindre mesure la batterie d'accumulateurs. Dans les sources d'énergie renouvelables, l'éolienne semble être désignée, par sa possibilité de puiser rapidement dans sa réserve d'énergie cinétique. En revanche, l'ajout d'inertie synthétique directement par le contrôle du groupe diesel ne semble pas avoir un grand intérêt, du fait de la lenteur inhérente au procédé thermique.

L'inertie synthétique de chaque source coopératrice doit être ajustée de façon à respecter les butées en puissance de la source pour l'impact dimensionnant :

$$H_{s_k} \leq \frac{\delta P_{lim}}{\delta P_{c_{hmax}}} \cdot H_{tot} \tag{3.23}$$

3. Ajustement du réglage secondaire

Le réglage secondaire doit être ajusté selon le temps de réinitialisation de la fréquence désirée t_i. Ce temps de réinitialisation est tributaire du temps de réponse des sources s'occupant du réglage secondaire ; il est typiquement de l'ordre de plusieurs secondes, ou de la dizaine de seconde. Le gain intégral secondaire total $K_{i_{tot}}$ doit être fixé sur le micro-réseau conformément à l'équation (3.11).

Après réglage secondaire, la puissance fournie par les sources coopérant pour garantir l'équilibre doit être permanente jusqu'à un prochain réajustement du plan de puissance. De ce fait, les sources participant au réglage secondaire doivent être en priorité des sources disposant d'une grande réserve d'énergie.

Les batteries d'accumulateurs classiques peuvent tenir ce rôle, mais également les batteries H_2-O_2 (tandem électrolyseur – pile à combustible), qui peuvent facilement fournir ou stocker une puissance sur plusieurs heures et même davantage. Pour les sources EnR, les systèmes éoliens et photovoltaïques peuvent assurer le réglage secondaire en cas d'un surplus de production (cas d'un appel de charge négatif), en bridant leur MPPT, ceci tant que les conditions de vent et de d'irradiation solaire le permettent. Elles peuvent également

participer au réglage secondaire en cas d'appel de charge positif sous réserve d'avoir au préalable bridé la MPPT, ce qui rejoint le dilemme technicoéconomique déjà évoqué pour le réglage primaire.

4. Choix des sources coopératrices : bilan

Le Tableau 3.15 et le Tableau 3.16 résument les considérations précédentes, pour le choix des différentes sources de courant coopératrices pour les différentes étapes du réglage fréquence.

	Réserve primaire	**Fonctions possibles pour $\delta P_c > 0$**	**Fonctions possibles pour $\delta P_c < 0$**
Éolienne	Sans	• Ajout d'inertie synthétique	• Ajout d'inertie synthétique • Statisme • Réglage secondaire
	Avec	• Ajout d'inertie synthétique • Statisme • Réglage secondaire	• Ajout d'inertie synthétique • Statisme • Réglage secondaire
PV	Sans	/	• Statisme • Réglage secondaire
	Avec	• Statisme • Réglage secondaire	• Statisme • Réglage secondaire

Tableau 3.15. Fonctionnalités conseillées pour les différentes sources EnR intermittentes

	Fonctions possibles
Super Condensateur	• Ajout d'inertie synthétique • Statisme, si réglage secondaire de l'ordre de quelques secondes
Volant d'Inertie	• Ajout d'inertie synthétique • Statisme
Batterie d'accumulateurs	• Ajout d'inertie synthétique • Statisme • Réglage secondaire
Pile à combustible	• Réglage secondaire

Tableau 3.16. Fonctionnalités conseillées pour les différents moyens de stockage

C. Dimensionnement d'un microréseau avec un OST maître du réseau

1. Choix du stockeur

Le maître du réseau doit avoir une bonne dynamique (de la ms à la dizaine de ms) et une forte butée en puissance (idéalement équivalente à $P_{ch_{max}}$) pour pallier à un déséquilibre de puissance dès les premiers instants. En effet, si les sources de courant coopératrices sont lentes ou défaillantes, le stockeur doit tout de même pouvoir rapidement garantir l'équilibre des puissances actives.

De plus, une fois l'équilibre reconstitué à l'aide du réglage primaire, le stockeur doit pouvoir potentiellement continuer à fournir ou à stocker une puissance active le temps que le réglage secondaire fasse effet. En cas de défaillance de ce dernier, le stockeur doit pouvoir continuer à fournir ou stocker de la puissance même sur plusieurs minutes, voire des heures.

Compte tenu de toutes ces contraintes, une batterie d'accumulateurs semble être à privilégier pour tenir le rôle de maître du réseau.

2. Réglage de l'adaptation de fréquence

a. Statisme

Comme pour un réseau avec un groupe synchrone, un statisme total peut être défini selon la déviation maximale de fréquence voulue pour un impact dimensionnant.

Le statisme de l'OST est quant à lui réglé au même titre que celui des sources coopératrices, selon la butée de puissance de ce dernier, comme dans l'équation (3.22).

Toutefois, dans le cas où les sources coopératrices sont lentes et l'adaptation de fréquence rapide (τ_f faible), un creux ou un pic de fréquence peut apparaître, proportionnel au statisme de l'OST et au déséquilibre de puissance active. Ainsi, le statisme de l'OST peut être directement réglé inférieur ou égal à $s_{tot_{max}}$, de façon à être sûr de ne pas sortir de la bande de fréquence désirée.

b. τ_f

L'ajout d'un τ_f n'est pas indispensable et les filtres naturels dus aux mesures peuvent a priori suffire. Néanmoins, plusieurs cas sont à distinguer en fonction des limites ou des réglages de l'OST :

- Si l'OST a une faible butée en puissance ($\delta P_{lim} \leq \delta P_{ch_{max}}$), les sources coopératrices doivent agir le plus rapidement possible pour pallier au déséquilibre. Aucun filtre ne doit alors être rajouté, pour que la variation de fréquence (et donc « l'appel à l'aide ») se fasse le plus rapidement possible.
- Si l'OST a une forte butée en puissance ($\delta P_{lim} \geq \delta P_{ch_{max}}$), alors un τ_f peut éventuellement être ajouté pour minimiser la coopération des sources coopératrices dans les premiers instants. Cela peut être utile si ces dernières ont de faibles butées en puissance.
- Si le statisme de l'OST est supérieur au statisme $s_{tot_{max}}$ et si les sources coopératrices sont lentes, un creux de fréquence non désirable peut apparaître ; il est alors intéressant d'ajouter un filtre τ_f pour limiter ce dernier.

La constante de temps ajoutée ne doit pas excéder une valeur $\tau_{f_{max}}$ qui entraînerait un temps de réglage supérieur à la durée exigée.

3. Réglage et choix des sources coopératrices

Le choix des sources coopératrices et de leurs paramètres est presque inchangé par rapport aux Tableau 3.15 et Tableau 3.16. L'ajout d'inertie synthétique n'est ici plus nécessaire, la chute de la fréquence n'étant plus tributaire d'une inertie naturelle.

Il faut noter ici le caractère indispensable des sources coopératrices : sans elles, la déviation de fréquence ne peut s'annuler et l'OST continue de fournir ou stocker la puissance active nécessaire jusqu'à atteindre ses limites.

Conclusion

À l'issue de ce troisième chapitre, grâce à l'approche analytique (via des modèles types fonction de transfert), aux simulations et aux essais expérimentaux, il devient possible d'appréhender clairement le comportement fréquentiel d'un microréseau centralisé autour d'une unique source de tension. L'analyse synthétique des relations de cause à effet permet de régler de façon cohérente, voire optimisée, les différents paramètres permettant d'ajuster la fréquence et l'équilibre des puissances actives dans le respect des caractéristiques statiques et dynamiques des sources maître du réseau et coopératrices. Ces réglages s'effectuent d'abord au niveau et en fonction du maître, et dépendent donc de la nature de ce dernier :

• Le groupe synchrone établit un lien physique entre la variation de fréquence et l'équilibre des puissances actives, défini par des paramètres inhérents au groupe (inertie et constantes de temps du procédé thermique). Le réglage de ses différents paramètres de contrôle (statisme, inertie synthétique et gain intégral) se fait comme pour les sources de courant coopératrices. Les objectifs majeurs sont de limiter les variations de fréquence ainsi que de minimiser sa participation à la répartition des puissances pour diminuer la proportion d'énergie carboné.

• L'OST recrée quant à lui le lien entre la fréquence et la puissance active par sa commande, et a donc, de ce fait, plus de degrés de liberté pour ajuster la variation de fréquence. Au-delà de l'amplitude de la déviation de fréquence à tolérer au niveau du réseau, réglable par son gain de statisme, l'OST peut éventuellement ajuster la vitesse à laquelle cette déviation s'établit.

Les sources de tensions sont aidées dans leur tâche par des sources de courant coopératrices, aidant au réglage de la fréquence par trois grandes fonctions analysées :

• L'ajout d'inertie synthétique : l'un des soucis principaux des microréseaux centralisé autour d'une source synchrone est de pallier à la faible inertie naturelle de cette dernière, qui entraîne des creux de fréquence importants suite à un déséquilibre. Les sources coopératrices apportant de l'inertie synthétique permettent de limiter ce creux, en rehaussant l'inertie globale du microréseau pour ainsi freiner davantage les chutes de fréquence. Ces sources coopératrices doivent être rapides et avec une forte butée en puissance pour pouvoir apporter une forte puissance dès les premiers instants suivant le déséquilibre.

• Le réglage primaire par statisme : il permet à la fois de limiter la déviation de la fréquence, et de créer une nouvelle répartition des puissances dans les secondes qui suivent le déséquilibre. Les sources de courant coopératrices viennent ainsi aider la source de tension vis-à-vis de l'équilibre des puissances. Le statisme de chaque source peut donc d'une part être ajusté de façon à ne pas sortir d'une bande de tolérance en fréquence donnée, et d'autre part

pour définir la participation en puissance active de chaque source après réglage primaire. Les sources de courant participant au statisme doivent à la fois être assez rapides pour participer à l'équilibre des puissances dans les secondes suivant le déséquilibre, et avoir une réserve en énergie suffisante pour continuer à fournir de la puissance le temps que le réglage secondaire agisse, si ce dernier est présent.

• Le réglage secondaire par action intégrale : il permet de réinitialiser la déviation de fréquence, ainsi que le surplus de puissance fournie ou stockée dans le cas de l'OST. C'est également lui qui définit la répartition finale des puissances actives sur le réseau en fin de régulation, et avant qu'un éventuel réglage tertiaire vienne ajuster le plan de production. De ce fait, deux éléments permettent de régler judicieusement le gain intégral : la durée désirée pour la réinitialisation de la fréquence, ainsi que la participation à l'équilibre des puissances actives voulue pour chaque source. Les sources de courant participant au réglage secondaire doivent avoir une réserve d'énergie importante pour continuer à fournir une puissance après la fin du réglage de la fréquence. Pour que ce réglage secondaire fonctionne correctement, il est important que les différentes mesures de fréquence locales au niveau des sources participant à ce réglage soient identiques, afin d'éviter un conflit au niveau des actions intégrales.

Ainsi, grâce à cette étude, les différents choix propres au dimensionnement d'un microréseau centralisé sont facilités. Le choix entre les deux types de maîtres premièrement, l'attribution des différentes grandes fonctions de réglage de la fréquence aux différents coopérateurs ensuite, puis le réglage adéquat des différents paramètres en fonction du cahier des charges préalablement définis. Cependant, avec cette vision centralisée, toute la fiabilité du microréseau repose sur la disponibilité de l'unique maître du réseau.

Chapitre 4.
Étude et dimensionnement d'un microréseau avec N maîtres distribués

Les travaux s'intéressent maintenant au cas d'un microréseau formé par plusieurs sources de tension mises en parallèle. Contrairement au chapitre 3, où seul un maître imposait la fréquence sur le microréseau, ce sont maintenant N maîtres qui doivent coopérer pour l'imposer. Cette topologie présente l'intérêt majeur de ne plus être dépendante d'un seul onduleur pour former le réseau. La perte d'un maître pourra en effet être absorbée par les autres, conférant a priori une meilleure résilience de ces structures. Néanmoins, la mise en parallèle de plusieurs sources de tensions est source de conflit et peut entraîner des instabilités sur le réseau. Ce chapitre revient en détail sur le comportement fréquentiel de ce type de réseau, que ce soit pour la répartition des puissances actives dans un cas stable, ou pour prévenir les instabilités.

Une première partie propose des modèles génériques pour ce type de topologie, à l'aide des modèles de chaque élément développés au chapitre 2. Les multiples sources de tension impliquent cependant de passer par des modèles matriciels, plus conséquents que ceux présentés au chapitre 3. La deuxième partie utilise ces modèles pour mettre en évidence, à travers des simulations, les liens existants entre les différents paramètres de réglage et structurels et le comportement de la fréquence du microréseau. L'instabilité et les paramètres qui l'influencent sont également abordés. Enfin, la dernière partie fait un bilan des conclusions des analyses précédentes sous forme d'une aide au dimensionnement des réseaux avec ce type de topologie.

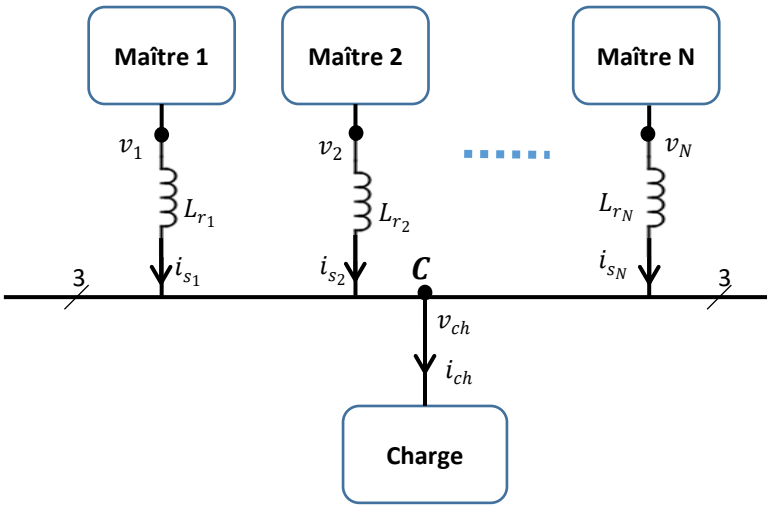


Figure 4.1. Schéma générique d'un microréseau avec N maîtres

Le microréseau modélisé est représenté Figure 4.1. Les N maîtres peuvent être aidés par M sources de courant coopératrices capables d'ajuster leur puissance face à une variation de fréquence. Néanmoins, le comportement des sources coopératrices est similaire à celui de l'étude précédente, les N sources de tension pouvant être vues comme une source équivalente fixant la fréquence sur l'ensemble du réseau. Ainsi, cette partie s'intéresse plus particulièrement à la coopération et au synchronisme des N sources de tension en parallèle.

Chaque source de tension k délivre une tension v_k au réseau et est connectée à ce dernier par l'intermédiaire d'une inductance de raccordement L_{r_k} (cf chapitre 2). La charge est raccordée au nœud C, où la tension est v_{ch}. Ce nœud, où toutes les sources sont raccordées, est appelé le point de couplage commun (PCC).

La modélisation d'un microréseau avec N sources de tension nécessite le passage à des modèles matriciels, prenant en compte l'ensemble des variables de puissance et de fréquence sur le réseau. Pour ce faire, les vecteurs colonne de taille N suivants sont créés : $\boldsymbol{P_{ST_N}}$ et $\boldsymbol{\Delta F_N}$, contenant les N variables P_{st_k} et δf_k – respectivement la puissance fournie par la source de tension k et l'écart de fréquence imposée par cette dernière par rapport à la fréquence de référence.

Le lien entre les fréquences générées par chaque maître et les puissances actives fournies par ces derniers est défini par la matrice carrée (NxN) $\boldsymbol{M_{PF}}$ tel que :

$$\begin{cases} \boldsymbol{\Delta F_N} = \boldsymbol{M_{PF}} \cdot \boldsymbol{P_{ST_N}} \\ \boldsymbol{M_{PF}} = diag(T_{pf_1} \cdots T_{p_{f_N}}) \end{cases} \quad (4.1)$$

Où T_{pf_k} est la fonction de transfert liant la fréquence f_k à la puissance active fournie P_{st_k}, dépendant de la nature du maître (groupe diesel ou OST), comme définie au chapitre 2.

I. Association de N sources de tension : écoulement de puissance

Dans la configuration précédente, étudiée au chapitre 3, où seul un maître impose la tension au réseau, la puissance électrique fournie par ce dernier est définie comme la puissance demandée par la charge, moins la puissance délivrée par les sources de courant. Ici, la multitude de maîtres impose une répartition des puissances plus complexe, directement liée aux différentes impédances du réseau. De ce fait, les modèles du chapitre 2 ne peuvent pas être aussi simplement assemblés que lors du chapitre précédent ; l'écoulement des puissances sur le réseau en fonction des différentes impédances doit être pris en compte. Cette première partie s'intéresse justement à la modélisation de la répartition de puissance entre les N maîtres afin d'aboutir à un modèle liant la puissance active demandée à la charge aux fréquences de référence imposées par chaque source de tension.

Deux approches existent pour tenir compte de cette répartition des puissances à travers les réseaux : en passant par une formule classique d'écoulement de puissance entre plusieurs nœuds d'un réseau, ou en passant par l'ensemble des équations élémentaires liant les tensions aux nœuds k et les courants dans chaque branche.

A. Modélisation classique

1. Écriture du modèle

Une première approche consiste à utiliser la formule moyenne de transfert de puissance d'un nœud k à un nœud c sur un réseau. Selon cette relation, chaque maître k délivre au PCC (et donc à la charge) la puissance P_{stk} selon :

$$P_{st_k} = \frac{3V_k V_{ch}}{2\pi f_{ch} L_{r_k}} \cdot \sin(\alpha_k - \alpha_{ch}) \quad (4.2)$$

Cette formule d'écoulement de puissance dans un réseau est redémontrée en annexe 7.

V_k et V_{ch} sont respectivement les tensions simples efficaces au nœud k (tension imposée en sortie de la source de tension k) et au nœud c (aux bornes de la charge). La régulation de tension des différentes sources de tension est supposée assez robuste et rapide pour pouvoir considérer V_k comme égale à la référence V_0 quelle que soit la charge. La chute de tension entre V_k et V_{ch} est également négligée. Il est donc supposé que $V_k = V_{ch} = V_0$.

L_{rk} est l'inductance de raccordement entre le maître k et le PCC. f_{ch} représente la fréquence au PCC. Les changements de fréquence dus à la fluctuation des puissances envoyées par les sources de tension étant faibles, il est pertinent de considérer$f_{ch} \approx f_0$. Ainsi, si X_{r_k} est la réactance de raccordement, alors $X_{r_k} \approx 2\pi f_0 L_{r_k}$.

La différence α_k - α_{ch} représente le déphasage entre les tensions v_k et v_{ch}.

En effet, la phase θ_k de chaque tension v_k imposée par la source k est donnée par :

$$\begin{cases} \theta_k(t) = \int_{-\infty}^{t} \omega_k(u)du = 2\pi \int_{-\infty}^{t} (f_0 + \delta f_k(u))du = 2\pi f_0 t + \alpha_k(t) \\ \alpha_k(t) = 2\pi \int_{-\infty}^{t} \delta f_k(u)du \end{cases} \quad (4.3)$$

f_0 étant la fréquence initiale sur tout le réseau, la phase θ_{ch} de la tension du bus AC au PCC peut se noter, par analogie avec θ_k :

$$\theta_{ch}(t) = 2\pi f_0 t + \alpha_{ch}(t) \quad (4.4)$$

Par conséquent, le déphasage entre les tensions v_k et v_{ch} peut s'exprimer selon $\theta_k - \theta_{ch} = \alpha_k - \alpha_{ch}$, comme dans l'équation (4.2).

Le déphasage $\alpha_k - \alpha_{ch}$ étant très faible ($\alpha_k - \alpha_{ch} < \frac{\pi}{20}$), le sinus peut se linéariser comme suit : $\sin(\alpha_k - \alpha_{ch}) \approx \alpha_k - \alpha_{ch}$.

Considérant les trois hypothèses prises ci-dessus, sur les tensions efficaces, la fréquence du bus AC et le déphasage, l'équation (4.2) peut se réécrire selon :

$$P_{st_k} = \frac{3V_0^2}{X_{r_k}} \cdot (\alpha_k - \alpha_{ch}) \quad (4.5)$$

De plus, par conservation des puissances, il est possible de lier les puissances Pst_k à la puissance demandée par la charge P_{ch} par l'équation (4.6) :

$$\sum_{k=1}^{N} P_{st_k} = P_{ch} \quad (4.6)$$

L'équation (4.5) étant valable pour toute autre source de tension j, il est possible d'écrire par soustraction :

$$\begin{cases} X_{r_k} P_{st_k} - X_{r_j} P_{st_j} = 3V_0^2 \cdot (\alpha_k - \alpha_j) \\ P_{st_k} + \sum_{i \neq k} P_{st_i} = P_{ch} \end{cases} \quad (4.7)$$

En combinant les deux équations ci-dessus :

$$P_{st_k} + \sum_{i \neq k} \left(\frac{X_{r_k}}{X_{r_i}} \cdot P_{st_k} - \frac{3V_0^2 \cdot (\alpha_k - \alpha_i)}{X_{r_i}} \right) = P_{ch} \quad (4.8)$$

$$P_{st_k} \left(1 + X_{r_k} \cdot \sum_{i \neq k} \frac{1}{X_{r_i}} \right) = P_{ch} + 3V_0^2 \cdot \left(\sum_{i \neq k} \frac{1}{X_{r_i}} \right) \alpha_k - 3V_0^2 \cdot \sum_{i \neq k} \left(\frac{1}{X_{r_i}} \cdot \alpha_i \right) \quad (4.9)$$

Ainsi, la puissance active fournie par chaque source de tension k peut s'écrire en fonction de la puissance active demandée par la charge P_{ch}, de l'angle α_k et de tous les autres angles α_i :

$$\begin{cases} P_{st_k} = \frac{X_{eq}}{X_{r_k}} \cdot \left(P_{ch} + 3V_0^2 \cdot \left(\left(\sum_{i \neq k} \frac{1}{X_{r_i}} \right) \cdot \alpha_k - \sum_{i \neq k} \frac{\alpha_i}{X_{r_i}} \right) \right) \\ \frac{1}{X_{eq}} = \sum_{i=1}^{N} \frac{1}{X_{r_i}} \end{cases} \quad (4.10)$$

Lors d'un échelon de puissance appelée par la charge, la variation de puissance δP_{st_k} prendra comme valeur initiale $\delta P_{st_k} = \frac{X_{eq}}{X_{r_k}} P_{ch}$, avant que les angles α_k et α_i ne s'ajustent. On note $k_{x_k} = \frac{X_{eq}}{X_{r_k}}$ le gain qui détermine cette valeur initiale suite à un échelon de charge.

En écrivant l'équation (4.10) pour toutes les sources de tension, l'équation matricielle suivante est obtenue :

$$\boldsymbol{P_{ST_N}} = \mathrm{X_{eq}} \cdot \boldsymbol{I_{X_N}} \cdot P_{ch} + 3V_0^2 \cdot X_{eq} \cdot diag\left(\boldsymbol{I_{X_N}}\right) \cdot \boldsymbol{M_{X_N}} \cdot \mathbf{A_N} \quad (4.11)$$

Avec :

$$\mathbf{A_N} = \begin{pmatrix} \alpha_1 \\ \vdots \\ \alpha_n \end{pmatrix};\ \mathbf{I_{X_N}} = \begin{pmatrix} \frac{1}{X_{r_1}} \\ \vdots \\ \frac{1}{X_{r_n}} \end{pmatrix};\ \mathrm{diag}(\mathbf{I_{X_N}}) = \begin{pmatrix} \frac{1}{X_{r_1}} & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \frac{1}{X_{r_n}} \end{pmatrix}$$

Et $\mathbf{M_{XN}}$ une matrice carrée (NxN), avec pour coefficients :

$$\text{Si } i \neq j,\ M_{XN}(i,j) = -\frac{1}{X_{r_j}}$$

$$\text{Si } i = j,\ M_{XN}(i,j) = \frac{1}{X_{eq}} - \frac{1}{X_{r_i}}$$

Le lien entre les angles α_k et les écarts de fréquences δf_k peut également se mettre sous forme matricielle :

$$\boldsymbol{A_N} = \frac{2\pi}{p} \cdot \boldsymbol{\Delta F_N} \tag{4.12}$$

Ainsi, le modèle du microréseau peut être défini comme à la Figure 4.2.

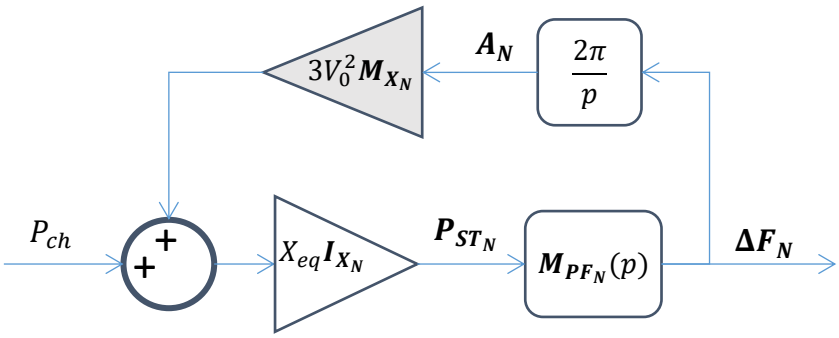


Figure 4.2. Modèle d'un microréseau avec N sources de tensions en parallèle

On notera que par souci de lisibilité, le vecteur $\boldsymbol{I_{X_N}}$ a été mis en facteur des termes P_{ch} et $3V_0^2 \boldsymbol{M_{X_N}} \boldsymbol{A_N}$, ce qui n'est rigoureusement pas possible pour le respect des dimensions. En cas d'écriture de la relation d'entrée du modèle, il faut utiliser l'équation (4.11).

Les fonctions de transfert liant la fréquence et la puissance des sources de tension peuvent se calculer à partir du modèle ci-dessus.

$$\begin{cases} \dfrac{\boldsymbol{\Delta F_N}}{P_{ch}} = X_{eq} \cdot \boldsymbol{M_{PF_N}} \cdot \left(\boldsymbol{I_N} - \dfrac{3\pi \hat{V}^2 X_{eq}}{p} \cdot diag\left(\boldsymbol{I_{X_N}}\right) \cdot \boldsymbol{M_{X_N}} \cdot \boldsymbol{M_{PF_N}} \right)^{-1} \cdot \boldsymbol{I_{X_N}} \\ \dfrac{\boldsymbol{P_{ST_N}}}{P_{ch}} = X_{eq} \cdot \left(\boldsymbol{I_N} - \dfrac{3\pi \hat{V}^2 X_{eq}}{p} \cdot diag\left(\boldsymbol{I_{X_N}}\right) \cdot \boldsymbol{M_{X_N}} \cdot \boldsymbol{M_{PF_N}} \right)^{-1} \cdot \boldsymbol{I_{X_N}} \end{cases} \tag{4.13}$$

Avec $\hat{V} = \sqrt{2}V_0$ l'amplitude de la tension et I_N la matrice identité de taille N.

2. Validation du modèle et limites

Le modèle de la Figure 4.2 est intégré sous SIMULINK, et adapté de sorte à simuler un réseau avec trois OST avec réglage de fréquence (même réactances de raccordement et trois statismes différents), tandis qu'un réseau équivalent est construit sous PLECS (présenté en annexe 9).

Plusieurs simulations sont alors réalisées, avec un scénario identique (appel de charge de 0,9 pu à 1,2s), mais avec des réactances de raccordement de plus en plus faibles. La puissance délivrée par le troisième OST est présentée Figure 4.3.

Pour de fortes réactances de raccordement, le microréseau est stable, et les deux modèles concordent parfaitement : le modèle simplifié proposé est donc valide.

Cependant, plus les réactances diminuent, plus des oscillations importantes apparaissent sur le modèle circuit fait avec PLECS, qui n'apparaissent pas sur le modèle simplifié. Et finalement, pour des réactances encore plus faibles, une divergence de ces oscillations se produit avec PLECS, et non avec le modèle SIMULINK. Ainsi, le modèle simplifié proposé ne permet pas de

prévenir les problèmes de stabilité. Un modèle plus complet doit donc être proposé, pour permettre d'étudier les soucis de stabilité.

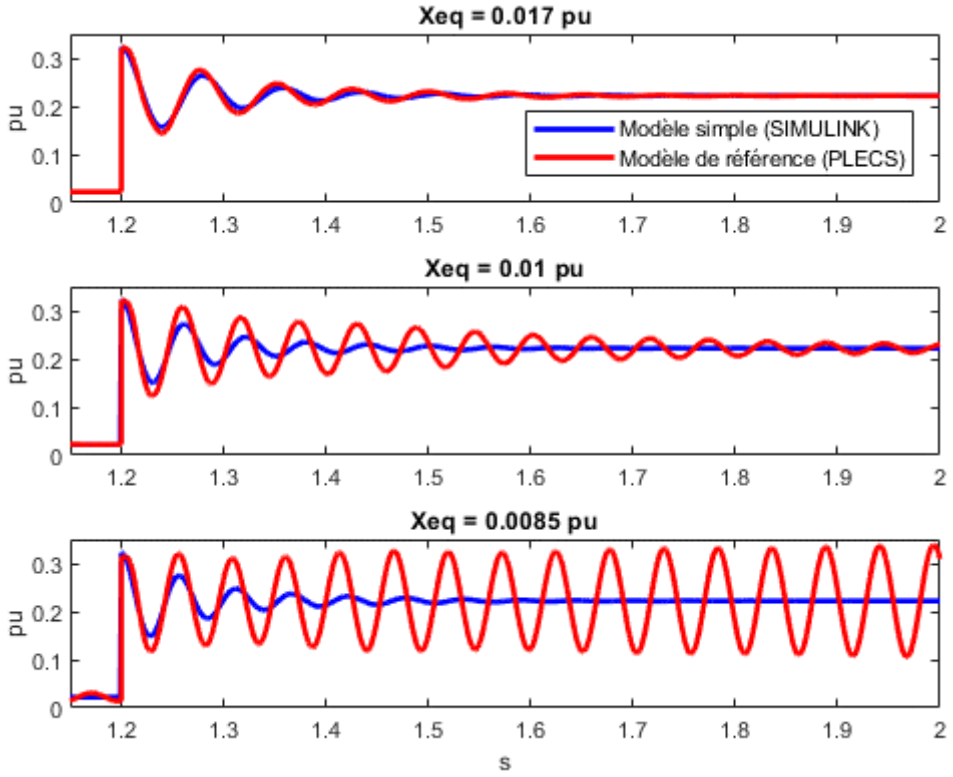


Figure 4.3. Puissance délivrée par l'OST 3 selon le modèle simple et le modèle de référence, pour plusieurs réactances de raccordement

Toutefois, le modèle de la Figure 4.2 n'est pas à abandonner. Il est en effet simple d'utilisation, met bien en évidence le lien entre fréquence et puissance, et permet de bien appréhender l'écoulement de puissance sur le réseau. Ainsi, il correspond pleinement aux objectifs de simplicité, pédagogie et modularité édictés au chapitre 1.

Ce modèle sera donc utilisé pour étudier des cas de microréseau stable, là où le deuxième modèle proposé dans la section suivante sera dédié aux phénomènes de limites de stabilité et d'instabilité.

B. Modélisation « complète »

Le modèle précédent se base sur la formule (4.2) souvent utilisée pour les études d'écoulement de puissance, mais qui repose sur l'approximation que les angles α_k ainsi que la fréquence du réseau sont constants. De plus, par souci de simplification, l'impédance de raccordement est supposée purement inductive, alors qu'une part résistive (résistance de fuite des transformateurs et des câbles) est toujours présente. Même si cette dernière est très faible par rapport à la partie inductive, elle présente une importance pour l'amortissement du système.

Pour pouvoir appréhender l'ensemble des phénomènes, dont ceux responsables d'une éventuelle instabilité, une modélisation complète doit donc prendre en compte une résistance de raccordement R_{r_k}, et utiliser les lois fondamentales régissant la répartition des courants

et tensions au sein d'un circuit électrique. La Figure 4.4 expose les différents paramètres et variables du microréseau considéré.

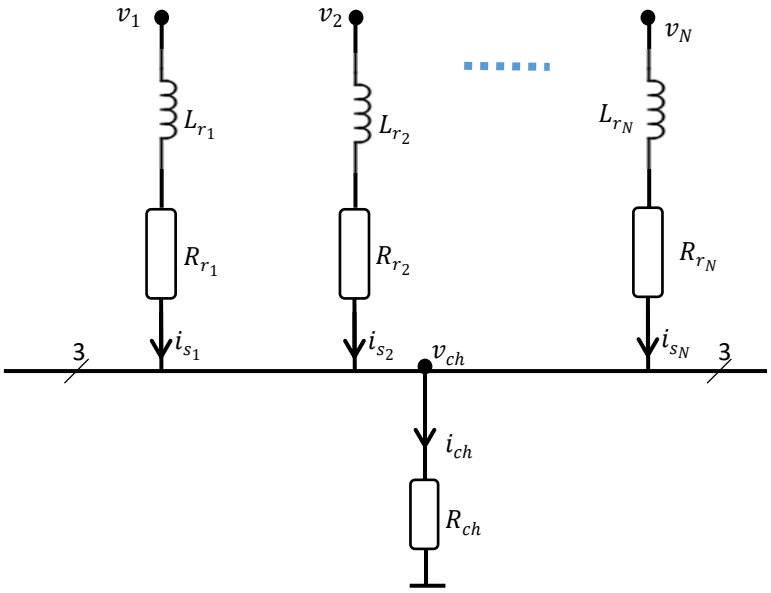


Figure 4.4. Schéma unifilaire des différentes branches du microréseau

1. Calcul des courants

Nous nous focalisons pour l'instant seulement sur la première phase du réseau triphasé. Par ailleurs, nous rappelons que la charge est considérée purement résistive, seuls les échanges de puissance active étant étudiés. Les équations régissant la distribution des courants i_{s_k} fournis dans la phase 1 par les sources de tension et du courant de la charge i_{ch} sont données par :

$$\begin{cases} L_{r_k} \cdot \dfrac{di_{s_k}}{dt} + R_{r_k} \cdot i_{s_k} = v_k - v_{ch} \\ R_{ch} \cdot i_{ch} = v_{ch} \\ \displaystyle\sum_{k=1}^{N} i_{s_k} = i_{ch} \end{cases} \tag{4.14}$$

L'équation régissant le courant de la phase 1 de la branche k est donc :

$$L_k \cdot \frac{di_{s_k}}{dt} + (R_k + R_{ch}) \cdot i_{s_k} = v_k - R_{ch} \cdot \sum_{j \neq k} i_{s_j} \tag{4.15}$$

Ainsi, pour un microréseau triphasé avec N branches liant les sources de tension au PCC, un système de 3xN équations est obtenu. Ce système peut être allégé en étant écrit dans un repère dq. Au chapitre 2, le contrôle de la tension des OST est réalisée dans un repère ayant pour angle de référence $\theta_{ref}(t) = 2\pi \int_0^t f_{ref}(u)du$, f_{ref} étant la fréquence de référence demandée à l'OST. Néanmoins, pour un système avec N sources de tensions, il y a également N angles de référence θ_{ref_k} possibles. Cela signifie, plus concrètement, que les courants i_{s_k}

dans chaque branche sont susceptibles d'avoir une fréquence différente, au moins transitoirement.

De ce fait, l'angle de référence le plus pertinent est $\theta_0 = 2\pi f_0 t$, qui correspond à un angle initial commun (donc à un référentiel commun) pour toutes les sources. Le référentiel dq correspondant est noté $dq|_{\theta_0}$. De plus amples détails quant à la transformation utilisée sont donnés en annexe n°2.

Les 3xN équations issues de (4.15) sont ainsi exprimées dans le référentiel $dq|_{\theta_0}$:

$$\begin{cases} L_{r_k} \cdot \dfrac{di_{s_{d_k}}}{dt} + (R_k + R_{ch}) \cdot i_{s_{d_k}} = v_{d_k} + \omega_0 L_{r_k} \cdot i_{s_{q_k}} - R_{ch} \cdot \sum_{j \neq k} i_{s_{d_j}} \\ L_{r_k} \cdot \dfrac{di_{s_{q_k}}}{dt} + (R_k + R_{ch}) \cdot i_{s_{q_k}} = v_{q_k} - \omega_0 L_{r_k} \cdot i_{s_{d_k}} - R_{ch} \cdot \sum_{j \neq k} i_{s_{q_j}} \end{cases} \quad (4.16)$$

Ce qui donne, en passant dans le domaine de Laplace :

$$\begin{cases} (L_{r_k} p + R_k + R_{ch}) \cdot i_{s_{d_k}} = v_{d_k} + \omega_0 L_{r_k} \cdot i_{s_{q_k}} - R_{ch} \cdot \sum_{j \neq k} i_{s_{d_j}} \\ (L_{r_k} p + R_k + R_{ch}) \cdot i_{s_{q_k}} = v_{q_k} - \omega_0 L_{r_k} \cdot i_{s_{d_k}} - R_{ch} \cdot \sum_{j \neq k} i_{s_{q_j}} \end{cases} \quad (4.17)$$

Ces équations peuvent se mettre sous une forme matricielle :

$$\begin{cases} \boldsymbol{M_{rl}} \cdot \boldsymbol{I_{D_N}} = \boldsymbol{V_{D_N}} + \boldsymbol{M_x} \cdot \boldsymbol{I_{Q_N}} \\ \boldsymbol{M_{rl}} \cdot \boldsymbol{I_{Q_N}} = \boldsymbol{V_{Q_N}} - \boldsymbol{M_x} \cdot \boldsymbol{I_{D_N}} \end{cases} \quad (4.18)$$

Avec :

$$\boldsymbol{I_{D_N}} = \begin{pmatrix} i_{s_{d_1}} \\ \vdots \\ i_{s_{d_n}} \end{pmatrix} \; ; \boldsymbol{I_{Q_N}} = \begin{pmatrix} i_{s_{q_1}} \\ \vdots \\ i_{s_{qn}} \end{pmatrix} ; \boldsymbol{V_{D_N}} = \begin{pmatrix} v_{d_1} \\ \vdots \\ v_{d_n} \end{pmatrix} ; \boldsymbol{V_{Q_N}} = \begin{pmatrix} v_{q_1} \\ \vdots \\ v_{q_n} \end{pmatrix}$$

Et avec $\boldsymbol{M_{rl}}$ et $\boldsymbol{M_x}$ des matrices carrées (NxN), avec pour coefficients :

Si $i \neq j$, $\quad M_{rl}(i,j) = R_{ch}$ et $M_x(i,j) = 0$

Si $i = j$, $\quad M_{rl}(i,j) = R_i + R_{ch} + L_{r_i} p$ et $M_x(i,j) = L_{r_i} \omega_0$

Ainsi, les vecteurs I_{D_N} et I_{Q_N} peuvent s'exprimer selon :

$$\begin{pmatrix} \boldsymbol{I_{D_N}} \\ \boldsymbol{I_{Q_N}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \boldsymbol{M_{rl}} & -\boldsymbol{M_x} \\ \boldsymbol{M_x} & \boldsymbol{M_{rl}} \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \boldsymbol{V_{D_N}} \\ \boldsymbol{V_{Q_N}} \end{pmatrix} = \boldsymbol{M_{I_N}} \cdot \begin{pmatrix} \boldsymbol{V_{D_N}} \\ \boldsymbol{V_{Q_N}} \end{pmatrix} \quad (4.19)$$

2. Calcul des tensions et puissances

Une source de tension k impose une tension v_k, d'amplitude $\hat{V}$ – supposée constante – et de phase $\theta_k = \omega_0 t + \alpha_k$:

$$v_k(t) = \hat{V} \cdot \sin(\omega_0 t + \alpha_k) \tag{4.20}$$

Dans le référentiel $dq|_{\theta_0}$, la tension v_k s'exprime comme suit :

$$\begin{cases} v_{d_k} = \hat{V} \cdot \cos(\alpha_k) \\ v_{q_k} = \hat{V} \cdot \sin(\alpha_k) \end{cases} \tag{4.21}$$

La puissance active peut se déterminer à l'aide de la formule suivante :

$$P_{st_k} = \frac{3}{2}(v_{d_k} \cdot i_{s_{d_k}} + v_{q_k} \cdot i_{s_{q_k}}) \tag{4.22}$$

3. Écriture du modèle et validation

Les équations (4.1), (4.12), (4.19), (4.21) et (4.22) permettent d'écrire le modèle suivant.

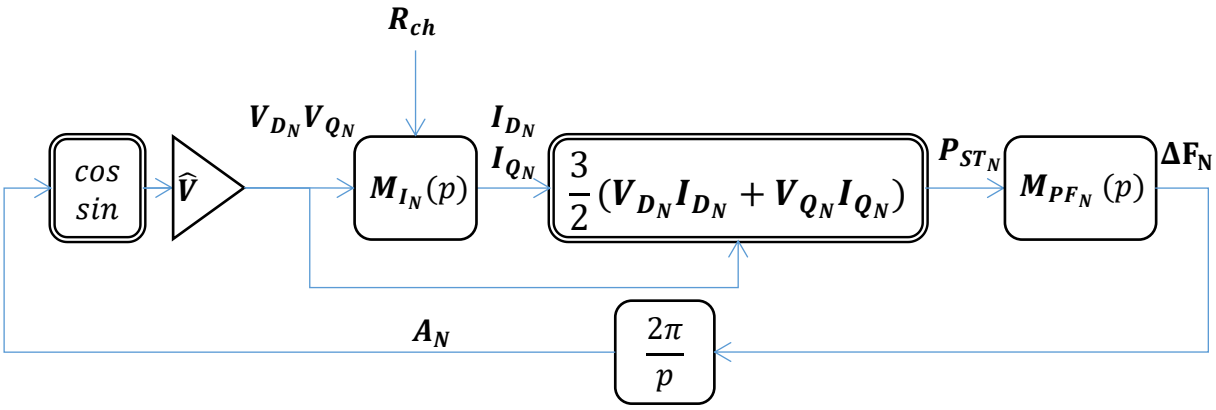


Figure 4.5. Modèle « complet » d'un microréseau avec N sources de tension

Ce modèle schéma bloc prend en compte l'ensemble des phénomènes liant les puissances actives transitant sur le réseau à la fréquence de ce dernier, et plus précisément aux phases de chaque tension imposée par les maîtres. Ce modèle est par la suite désigné comme le modèle « complet », par rapport au modèle simplifié précédent. Il faut néanmoins garder à l'esprit que, si ce modèle est en effet plus complet, il ne peut l'être totalement.

Comme pour le modèle précédent, le comportement d'un microréseau avec 3 OST (réactances de raccordement identiques et statismes différents) est simulé d'une part avec le modèle présenté à l'aide de SIMULINK, et d'autre part avec un modèle de référence construit avec PLECS, présenté à l'annexe 9. Trois simulations sont réalisées : un échelon de charge de 0,9 pu est déclenché à 1,2s à chaque fois, mais pour des réactances de raccordement de plus en plus faibles. La puissance active fournie par le troisième OST au réseau est présentée à la Figure 4.6.

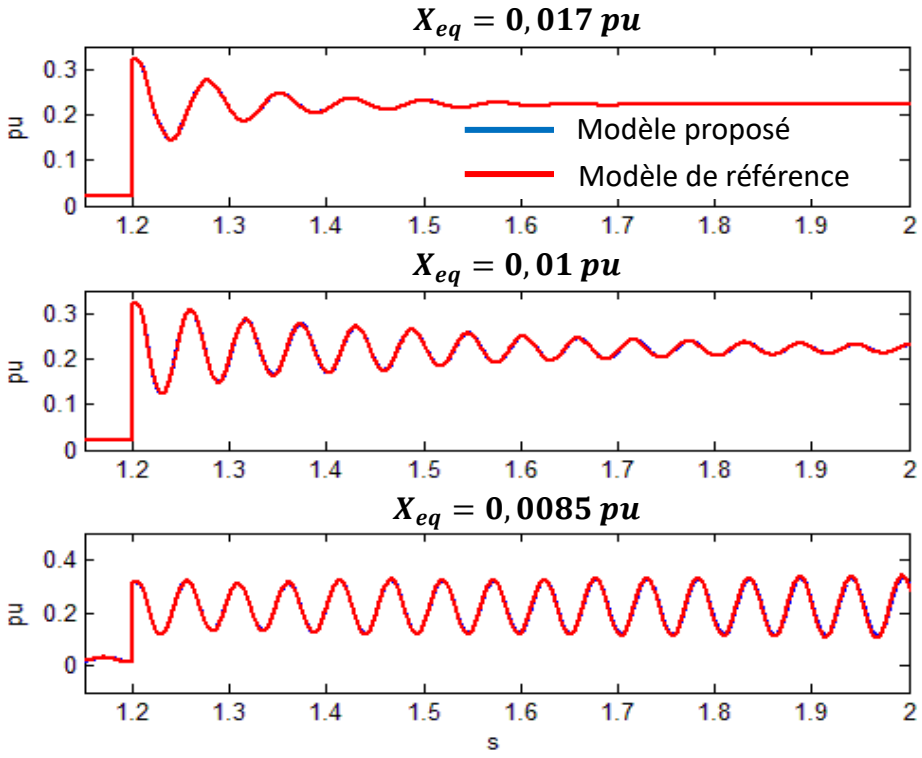


Figure 4.6. Puissance délivrée par l'OST 3 selon le modèle « complet » et le modèle de référence, pour plusieurs réactances de raccordement

Cette fois-ci, quelle que soit la valeur de la réactance de raccordement, les deux puissances actives obtenues sont parfaitement superposées. Ce qui valide donc le modèle proposé : ce dernier correspond au modèle de référence même en cas d'instabilité.

4. Linéarisation du modèle

Contrairement aux modèles précédents, ce modèle est non linéaire, à cause des blocs en double trait de la Figure 4.5. De plus, si les puissances actives fournies par les sources de tension et les fréquences apparaissent toujours clairement, il n'en est pas de même pour la puissance demandée par la charge. Cette dernière varie selon la résistance de charge R_{ch}, qui est un coefficient de la matrice M_{I_N}. Une variation de la charge se traduit donc par une variation des paramètres du système.

Il est toutefois possible de linéariser ce modèle.

Chaque courant $i_{s_{d_k}}, i_{s_{qk}}$ peut s'exprimer suivant les coefficients de la matrice M_{I_N} et les différentes tensions v_{d_k} et v_{q_k} :

$$\begin{cases} i_{s_{d_k}} = \sum_{j=1}^{N} M_{I_{k,j}} \cdot v_{d_j} + \sum_{j=1}^{N} M_{I_{k,j+N}} \cdot v_{q_j} \\ i_{s_{q_k}} = \sum_{j=1}^{N} M_{I_{k+N,j}} \cdot v_{d_j} + \sum_{j=1}^{N} M_{I_{k+N,j+N}} \cdot v_{q_j} \end{cases} \quad (4.23)$$

Les coefficients de la matrice M_{I_N} présentent des symétries, avec $\forall(k,j) \in [1;N]$, $M_{I_{k+N,j}} = -M_{I_{k,j+N}}$ et $M_{I_{k+N,j+N}} = M_{I_{k,j}}$. Ainsi, les équations des courants peuvent s'écrire :

$$\begin{cases} i_{s_{d_k}} = \sum_{j=1}^{N} M_{I_{k,j}} \cdot v_{d_j} + \sum_{j=1}^{N} M_{I_{k,j+N}} \cdot v_{q_j} \\ i_{s_{q_k}} = -\sum_{j=1}^{N} M_{I_{k,j+N}} \cdot v_{d_j} + \sum_{j=1}^{N} M_{I_{k,j}} \cdot v_{q_j} \end{cases} \quad (4.24)$$

Les puissances P_{st_k} peuvent alors s'exprimer :

$$P_{st_k} = \frac{3}{2}\sum_{j=1}^{N}\left(M_{I_{k,j}} \cdot \left(v_{d_j} \cdot v_{d_k} + v_{q_j} \cdot v_{q_k}\right) + M_{I_{k,j+N}} \cdot \left(v_{q_j} \cdot v_{d_k} - v_{d_j} \cdot v_{q_k}\right)\right) \quad (4.25)$$

Connaissant les expressions des tensions v_{d_k} et v_{q_k}, les puissances P_{st_k} peuvent s'exprimer en fonction des angles α_k :

$$P_{st_k} = \frac{3}{2}\hat{V}^2\left(M_{I_{k,k}} + \sum_{j\neq k}^{N} M_{I_{k,j}} \cdot \cos(\alpha_k - \alpha_j) - \sum_{j\neq k}^{N} M_{I_{k,j+N}} \cdot \sin(\alpha_k - \alpha_j)\right) \quad (4.26)$$

Comme cela a déjà été fait pour le modèle simplifié, il est possible de linéariser le cosinus et le sinus, la différence d'angle étant très faible :

$$P_{st_k} = \frac{3}{2}\hat{V}^2\left(\sum_{j=1}^{N} M_{I_{k,j}} - \sum_{j\neq k}^{N} M_{I_{k,j+N}} \cdot (\alpha_k - \alpha_j)\right) \quad (4.27)$$

La puissance peut de nouveau être écrite sous forme matricielle :

$$\boldsymbol{P_{ST_N}} = \frac{3}{2}\hat{V}^2\left(\boldsymbol{U_{ch_N}} - \boldsymbol{M_{ch_N}} \cdot \boldsymbol{A_N}\right) \quad (4.28)$$

Avec $\boldsymbol{U_{ch_N}}$ un vecteur colonne de taille N et M_{ch_N} une matrice de taille NxN, ayant pour coefficient :

$$U_{ch_N}(i) = \sum_{j=1}^{N} M_{I_{i,j}} \quad (4.29)$$

$$\begin{cases} M_{ch_N}(i, j = i) = \sum_{k\neq i}^{N} M_{I_{i,k+N}} \\ M_{ch_N}(i, j \neq i) = -M_{I_{i,j+N}} \end{cases} \quad (4.30)$$

Ainsi, le modèle de la Figure 4.5 peut se réécrire comme suit :

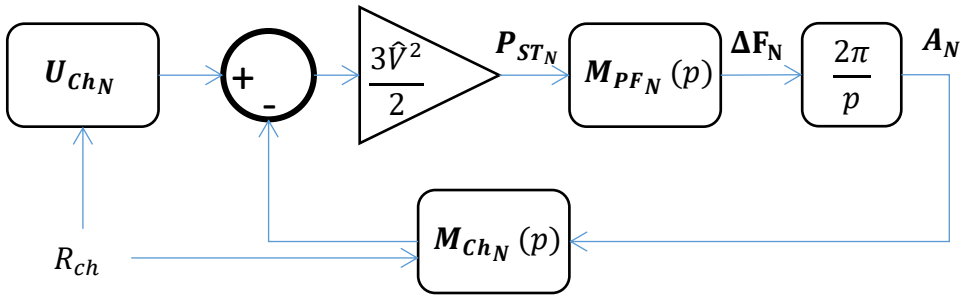


Figure 4.7. Modèle complet linéarisé

Les puissances fournies par chaque source de tension peuvent ainsi s'exprimer avec l'équation matricielle suivante :

$$\boldsymbol{P_{ST_N}} = \frac{3\hat{V}^2}{2} \cdot \left(\boldsymbol{I_N} + \frac{3\pi\hat{V}^2}{p} \cdot \boldsymbol{M_{ch_N}} \cdot \boldsymbol{M_{PF_N}} \right)^{-1} \cdot \boldsymbol{U_{ch_N}} \tag{4.31}$$

Le modèle simplifié de la Figure 4.2 et les modèles « complets » des Figure 4.5 et Figure 4.7 sont complémentaires : le premier permet une étude simplifiée du microréseau pour des cas stables, tandis que les modèles « complets » permettent d'étudier des phénomènes plus complexes dans la gestion des puissances du microréseau, notamment la stabilité. Le modèle de la Figure 4.5 permet de simuler le microréseau avec une grande précision (sans linéarisation), en intégrant si besoin la boucle de tension de la source de tension. Le modèle linéarisé de la Figure 4.7 permet quant à lui d'étudier les pôles du système. Ces modèles vont maintenant être utilisés pour des cas applicatifs.

II. Microréseau avec 3 OST

Un microréseau avec 3 OST capables d'adapter leur fréquence en fonction de la puissance envoyée est maintenant étudié. Aucune source de courant coopératrice n'est considérée. Dans un premier temps, une analyse théorique est réalisée à l'aide de simulations pour des cas où le système est stable. L'objectif étant de dresser des liens entre les différents paramètres du microréseau, et le couplage entre la fréquence et les différentes puissances actives. Ensuite, une étude de l'instabilité est réalisée sur ce même microréseau, pour essayer de comprendre le phénomène et de le prévenir.

A. Étude de cas stables

1. Modèle et fonction de transfert

Pour une étude de cas stable, le modèle simplifié de la Figure 4.2 est le plus approprié. Il suffit pour ce faire d'adapter la matrice $\boldsymbol{M_{PF_3}}$ aux OST. Chaque OST adapte sa fréquence selon un statisme s_k et une constante de temps τ_{f_k}. De plus, comme plusieurs OST sont en parallèle, chacun d'eux peut également réaliser un réglage secondaire de façon à réinitialiser la

fréquence sans pour autant modifier la répartition de puissance entre les OST après un échelon de puissance appelée par la charge.

a. Sans action secondaire

La matrice $\boldsymbol{M_{PF_3}}$ est une matrice diagonale, avec pour coefficient la fonction de transfert entre la fréquence générée par l'OST k et la puissance demandée. Dans le cas où les N OST ne réalisent pas d'action secondaire, la matrice a donc pour coefficient $M_{PF_3}(k,k) = -\frac{s_k}{1+\tau_{f_k}p}$.

Les fonctions de transfert pour chaque OST k se déduisent donc à partir des équations matricielles (4.13) :

$$\begin{cases} \dfrac{\delta f_k}{P_{ch}} = -\dfrac{s_{eq}\cdot\prod_{j\neq k}(1+\dfrac{X_{r_j}}{Gs_j}p+\dfrac{X_{r_j}\tau_{f_j}}{Gs_j}p^2)}{1+d_1p+d_2p^2+d_3p^3+d_4p^4+d_5p^5} \\ \dfrac{P_{st_k}}{P_{ch}} = \dfrac{k_{s_k}\cdot(1+\tau_{f_k}p)\cdot\prod_{j\neq k}(1+\dfrac{X_{r_j}}{Gs_j}p+\dfrac{X_{r_j}\tau_{f_j}}{Gs_j}p^2)}{1+d_1p+d_2p^2+d_3p^3+d_4p^4+d_5p^5} \\ \dfrac{1}{s_{eq}} = \dfrac{1}{s_1}+\dfrac{1}{s_2}+\dfrac{1}{s_3} \\ k_{s_k} = \dfrac{s_{eq}}{s_k} \\ G = 3\pi\hat{V}^2 \end{cases} \quad (4.32)$$

Les différents coefficients du dénominateur sont détaillés en annexe 8.

On notera que, en l'absence de sources de courant coopératrices, le statisme équivalent s_{eq} des N OST correspond au statisme total du réseau s_{tot}.

b. Avec action secondaire

Cette fois, les coefficients diagonaux de la matrice $\boldsymbol{M_{PF_3}}$ sont donnés par $M_{PF_3}(k,k) = -\frac{\frac{s_k p}{K_{i_k}}}{\left(1+\tau_{f_k}p\right)(1+\frac{p}{K_{i_k}})}$.

Les fonctions de transfert deviennent alors :

$$\begin{cases} \dfrac{\delta f_k}{P_{ch}} = -\dfrac{\dfrac{\gamma_k s_k p}{K_{i_k}}\prod_{j\neq k}(1+\dfrac{X_{r_j}\left(1+K_{i_j}\tau_{f_j}\right)}{K_{i_j}X_{r_j}+Gs_j}p+\dfrac{X_{r_j}\tau_{f_j}}{K_{i_j}X_{r_j}+Gs_j}p^2)}{1+\lambda_1p+\lambda_2p^2+\lambda_3p^3+\lambda_4p^4+\lambda_5p^5+\lambda_6p^6} \\ \dfrac{P_{st_k}}{P_{ch}} = \dfrac{\gamma_k\left(1+\tau_{f_k}p\right)(1+\dfrac{p}{K_{i_k}})\prod_{j\neq k}(1+\dfrac{X_{r_j}\left(1+K_{i_j}\tau_{f_j}\right)}{K_{i_j}X_{r_j}+Gs_j}p+\dfrac{X_{r_j}\tau_{f_j}}{K_{i_j}X_{r_j}+Gs_j}p^2)}{1+\lambda_1p+\lambda_2p^2+\lambda_3p^3+\lambda_4p^4+\lambda_5p^5+\lambda_6p^6} \end{cases} \quad (4.33)$$

Les différents coefficients λ ainsi que le gain γ_k sont détaillés en annexe 8.

2. Simulations sans action secondaire

Dans un premier temps, le microréseau étudié est considéré comme stable. Les différents paramètres influant sur la stabilité sont donc fixés de façon à garantir la stabilité du réseau, selon les lois érigées par la suite au paragraphe II.B. De ce fait, le modèle simplifié est utilisé pour réaliser les différentes simulations.

Tableau 4.1. Paramètres du microréseau étudié

Tension efficace nominale du réseau V_0	1000 V
Fréquence nominale f_0	50 Hz
Charge nominale S_n	100 kVA

Le Tableau 4.1 présente les caractéristiques principales du microréseau étudié. Pour toutes les simulations présentées, les conditions initiales seront identiques, et un échelon δP_{ch} sera réalisé à t_{step}, dont les valeurs sont données au Tableau 4.2.

Tableau 4.2. Conditions initiales et scénario

Fréquence f	49,87 Hz
Puissance active demandée par la charge	0,1 pu
Instant de perturbation t_{step}	1,2 s
Échelon de charge δP_{ch}	0,9 pu

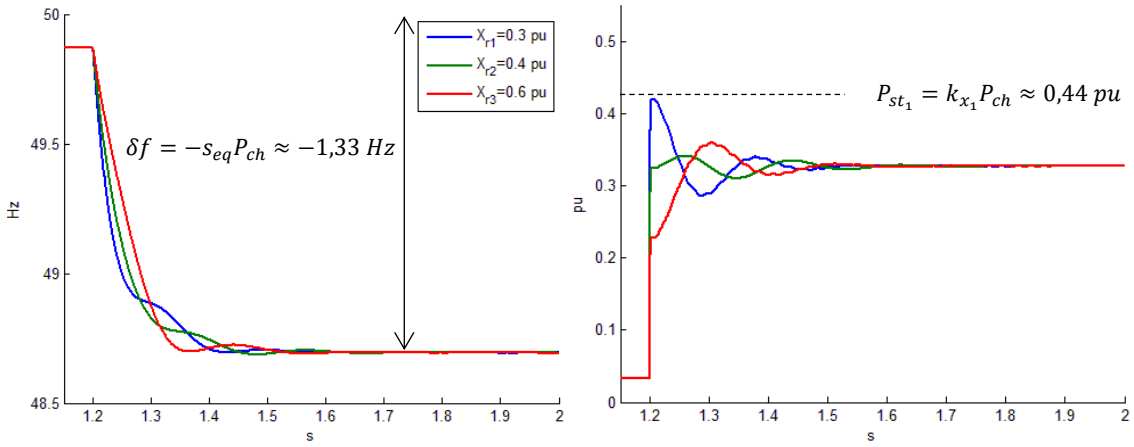
a. Influence des inductances de raccordement

Dans un premier temps, les statismes de chaque OST sont tous fixés à 8 % ($s_{eq} = \frac{8}{3}$ %), et chaque constante de temps τ_{f_k} à 50 ms. En revanche, chaque OST a une réactance de raccordement différente, comme indiqué au Tableau 4.3.

Tableau 4.3. Paramètres du microréseau pour la simulation 1

Réactance de raccordement de l'OST 1 X_{r1}	0,3 pu
Réactance de raccordement de l'OST 2 X_{r2}	0,4 pu
Réactance de raccordement de l'OST 3 X_{r3}	0,6 pu
Temps d'adaptation de fréquence $\tau_{f_1} = \tau_{f_2} = \tau_{f_3}$	0,05 s
Statisme OST 1 $s_1 = s_2 = s_3$	8 %

La Figure 4.8 montre les fréquences et les puissances actives fournies par les trois OST.



(a) (b)

Figure 4.8. Variation des fréquences (a) et des puissances actives fournies (b) pour trois OST de même statisme et de réactances différentes

Les fréquences des OST convergent toutes vers une seule et même valeur déterminée par le statisme équivalent s_{eq} :

$$f(\infty) = f_0 - s_{eq} \cdot P_{ch} = 48{,}67\ Hz \tag{4.34}$$

De même, les trois statismes étant égaux, chaque OST fournit la même puissance après régulation : $P_{st_1} = P_{st_2} = P_{st_3} = k_s P_{ch} = \frac{P_{ch}}{3} = 0{,}33\ pu$. En revanche, les régimes transitoires des puissances et fréquences se comportent différemment du fait des différentes réactances.

(i) Comportement des puissances

Après l'appel de 0,9 pu (puissance demandée totale de 1 pu), les OST compensent l'équilibre des puissances en fonction des différentes réactances de sorties. Chaque OST fourni en effet $P_{st_i}(t_{step}) = k_{x_i}P_{ch}$, avec $k_{x_i} = \frac{X_{eq}}{X_{r_i}}$:

$$\begin{cases} P_{g_1}(t_{step}) = k_{x_1} \cdot P_{ch} = 0{,}44\ pu \\ P_{g_2}(t_{step}) = k_{x_2} \cdot P_{ch} = 0{,}33\ pu \\ P_{g_3}(t_{step}) = k_{x_3} \cdot P_{ch} = 0{,}22\ pu \end{cases} \tag{4.35}$$

C'est donc l'OST qui a la plus faible réactance de sortie qui fournira initialement le plus de puissance (OST 1), alors que l'OST qui a la plus haute réactance de sortie fournira le moins de puissance (OST 3).

(ii) Comportement des fréquences

Les fréquences chutent plus ou moins lentement suivant l'OST après l'appel de charge. Les pentes à l'origine peuvent être écrites comme suit, d'après l'équation (4.32) :

$$\frac{df_i}{dt}(t_{step}) \approx \frac{-\frac{s_{eq}}{G^2} \cdot \prod_{j \neq k} \frac{X_{r_j} \cdot \tau_{f_j}}{s_j}}{d_5} dP_{ch} = -\frac{k_{x_i} \cdot s_i}{\tau_{f_i}} P_{ch} \tag{4.36}$$

Soit environ -35,6 Hz/s, -26,7 Hz/s et -17,8 Hz/s pour les OST 1, 2 et 3 respectivement. Ces valeurs peuvent être retrouvées sur la Figure 4.8.

Ainsi, plus la réactance de raccordement d'un OST est faible, plus la fréquence imposée par cet OST chute rapidement suite à un appel de charge.

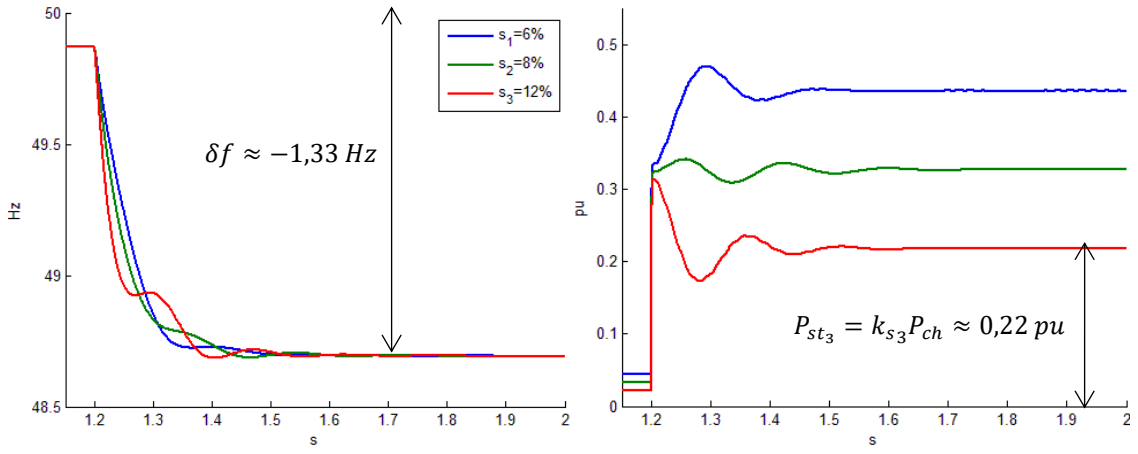
b. Influence des statismes

Le même microréseau est de nouveau simulé, avec le même scénario, mais en fixant cette fois-ci une même valeur de réactance de raccordement pour les trois OST de 0,4 pu avec des statismes différents. Les valeurs utilisées sont résumées au Tableau 4.4.

La valeur de la fréquence en régime permanent est inchangée puisque le statisme équivalent du microréseau a été conservé. Des différences de pentes et d'oscillations sont toujours constatées. Cette fois-ci les puissances initiales sont les mêmes, mais les puissances après régulation sont différentes.

Tableau 4.4. Paramètres du microréseau pour la simulation 2

Réactance de raccordement de l'OST 1 X_{r1}=X_{r2}=X_{r3}	0,4 pu
Temps d'adaptation de fréquence $\tau_{f_1} = \tau_{f_2} = \tau_{f_3}$	0,05 s
Statisme OST 1 s_1	6 %
Statisme OST 2 s_3	8 %
Statisme OST 3 s_3	12 %



(a) (b)

Figure 4.9. Variation des fréquences (a) et des puissances actives fournies (b) pour trois OST de même réactance et de statismes différents

(i) Comportement des puissances

Les valeurs de puissance générées par les OST en régime permanent se déterminent à l'aide des rapports de puissance k_s :

$$\begin{cases} P_{st_1}(\infty) = k_{s_1} \cdot P_{ch} = 0{,}44\ pu \\ P_{st_2}(\infty) = k_{s_2} \cdot P_{ch} = 0{,}33\ pu \\ P_{st_3}(\infty) = k_{s_3} \cdot P_{ch} = 0{,}22\ pu \end{cases} \quad (4.37)$$

Le statisme détermine la participation de chaque OST après régulation : plus le statisme d'un OST est élevé par rapport à ceux des autres, plus la puissance envoyée sera faible.

(ii) Comportement des fréquences

La pente des fréquences à l'origine se calcule de la même façon que dans la simulation précédente. Elles sont respectivement de -18 Hz/s, -24 Hz/s et -36 Hz/s pour les OST 1, 2 et 3. Plus le statisme d'un OST est élevé, plus sa fréquence chutera rapidement suite à un appel de charge.

c. Effet de la constante de temps

Les effets de la constante de temps τ_f sont étudiés. Il faut rappeler que le filtre de premier ordre de constante de temps τ_f peut soit représenter un filtre « naturel » dû à la mesure de puissance, soit être un délai rajouté volontairement. τ_f peut donc représenter soit un paramètre structurel inhérent au réseau, soit un paramètre de réglage.

(i) Avec trois τ_f égaux

Les trois OST ont ici le même τ_f. Les statismes sont identiques à ceux du Tableau 4.3 et les réactances à celles du Tableau 4.4. Pour chaque modification de la constante de temps, les temps de réponse à 5% de la fréquence $t_{r_{f_1}}$ et de la puissance $t_{r_{P_1}}$ ainsi que le premier dépassement $D_{P\%_1}$ de la puissance fournie par l'OST 1 sont mesurées.

Le Tableau 4.5 résume les différentes mesures.

Tableau 4.5. Effet de la constante de temps τ_f sur les réponses en fréquence et en puissance

τ_f (ms)	20	50	100	500
$t_{r_{f_1}}$(ms)	61	125	335	1350
$t_{r_{P_1}}$(ms)	32	122	177	914
$D_{P\%_1}$	- 4,2 %	- 8,3 %	- 11,2 %	- 16,3 %

En toute logique, plus τ_f est grand, plus les réponses en puissance et en fréquence sont lentes. Le temps de réponse en fréquence est proche du temps de réponse caractéristique d'un premier ordre ($3\tau_f$). De plus, plus τ_f est grand, plus la puissance fournie présente des oscillations importantes (premier dépassement plus important).

Ainsi, une trop grande constante de temps ralentit la régulation et crée davantage d'oscillations sur les réponses en puissance. Néanmoins, cette constante de temps ne peut être trop faible, comme il sera vu lors de l'étude de stabilité.

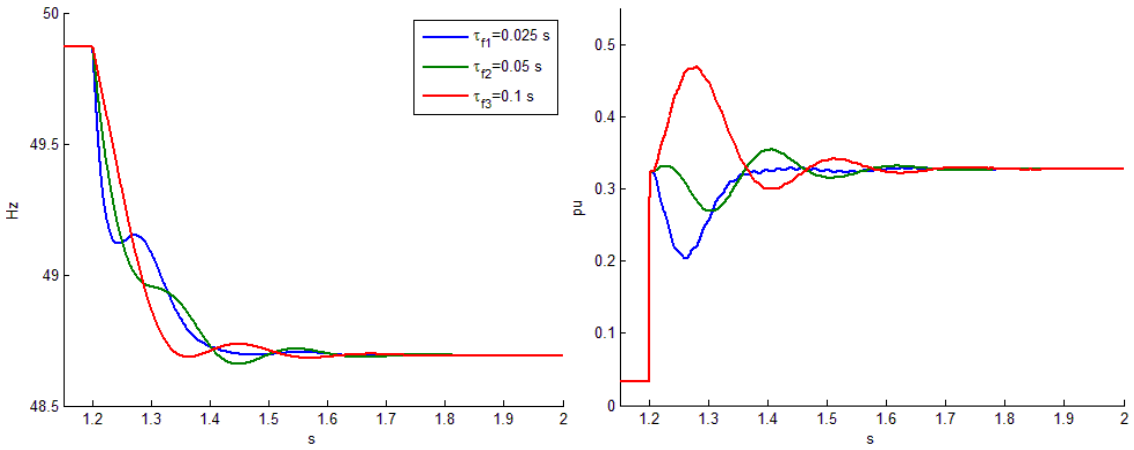
(ii) Avec trois τ_f différents

Le même microréseau est simulé, avec un statisme de 8 % pour chaque OST et des réactances de raccordement de 0,3 pu. Cette fois-ci, chaque OST a une constante de temps d'adaptation de fréquence différente, respectivement de 25 ms, 50 ms et 100 ms pour les OST 1, 2 et 3. Les Figures 4.10 (a) et (b) présentent les réponses en fréquence et en puissance. Le Tableau 4.6 indique les temps de réponse en fréquence et en puissance des trois OST.

Tableau 4.6. Temps de réponse des OST pour des constantes de temps différentes

	OST 1	**OST 2**	**OST 3**
$t_{r_f}(ms)$	150	149	93
$t_{rP}\ (ms)$	117	183	288

Les temps de réponse sont relativement proches ; le rapport entre les différentes constantes de temps n'est pas retrouvé sur les différents temps de réponse.



(a) (b)

Figure 4.10: Variation des fréquences (a) et des puissances actives fournies (b) pour trois OST avec des constantes de temps différentes

L'OST 3 fournit davantage de puissance que les deux autres pendant les premiers dixièmes de seconde. Ainsi, un OST avec une adaptation de fréquence plus lente participera davantage que les autres lors des premiers instants. En effet, la fréquence de l'OST en question varie plus lentement, donc ce dernier « demande de l'aide » moins rapidement que les autres, donc participe plus, le temps que les différentes fréquences s'équilibrent.

Le réglage des constantes de temps τ_f peut donc avoir une utilité, mais ce dernier est l'objet d'un compromis délicat à établir. En ajustant cette constante de temps, un OST participera plus ou moins à l'équilibre des puissances pendant les premiers dixièmes de seconde. Néanmoins, l'intérêt est ici limité, puisqu'il ne sera pas possible pour autant de changer la valeur initiale des puissances fournies par les OST après un appel de charge, valeur dépendant du paramètre physique des réactances de raccordement, comme vu ci-dessus. Cette constante de temps ne pourra donc pas se substituer à l'ajustement des réactances de raccordement pour respecter les butées en puissance des différentes sources.

3. Simulation avec réglage secondaire

Le réglage secondaire proposé au chapitre 2 (section III.B.1.c) est maintenant ajouté sur chaque OST. Ce réglage non usuel permet de réinitialiser la fréquence de façon automatique par une action intégrale qui ne dépend pas d'une mesure de fréquence, contrairement aux actions intégrales étudiées au chapitre 3.

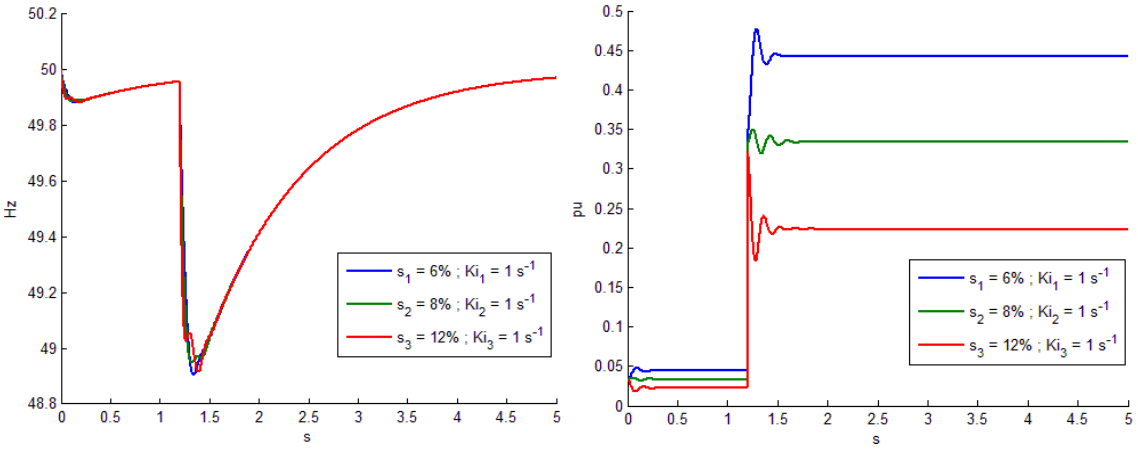
a. Action intégrale également répartie

Un microréseau avec les mêmes paramètres que le Tableau 4.4 (réactances et τ_f identiques et trois statismes différents) mais avec une action intégrale est maintenant simulé. Dans un premier temps, tous les gains K_i sont égaux et fixés à $1\ s^{-1}$.

Le même scénario que précédemment est réalisé, et la Figure 4.11 présente les résultats.

La fréquence se réinitialise en un temps t_i inversement proportionnel au gain intégral moyen du microréseau :

$$\begin{cases} t_i \approx \dfrac{3}{\overline{K_i}} \\ \overline{K_i} = \dfrac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^{N} K_{i_k} \end{cases} \tag{4.38}$$

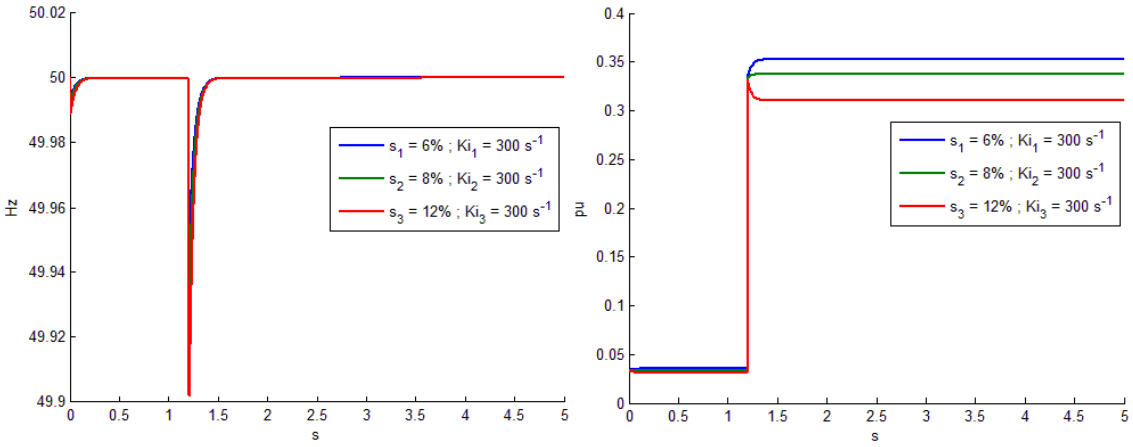


(a) (b)

Figure 4.11. Variation des fréquences (a) et des puissances actives (b) des OST avec un gain intégral équivalent

Avec trois gains de $1s^{-1}$, le temps de réponse est d'environ 3 secondes, ce qui se vérifie Figure 4.11 (a). La répartition de puissance est identique pendant et après régulation secondaire : cette dernière n'affecte que les différentes fréquences. Ainsi, en mettant les trois gains K_{i_k}égaux, la répartition des puissances est uniquement gérée par les statismes (régulation primaire), tandis que l'action secondaire ne s'occupe que de réinitialiser la fréquence.

La simulation est réitérée, mais avec trois gains K_i de 300 s^{-1} ; les résultats sont présentés Figure 4.12.



(a) (b)

Figure 4.12. Variation des fréquences (a) et des puissances actives (b) des OST avec un gain intégral équivalent

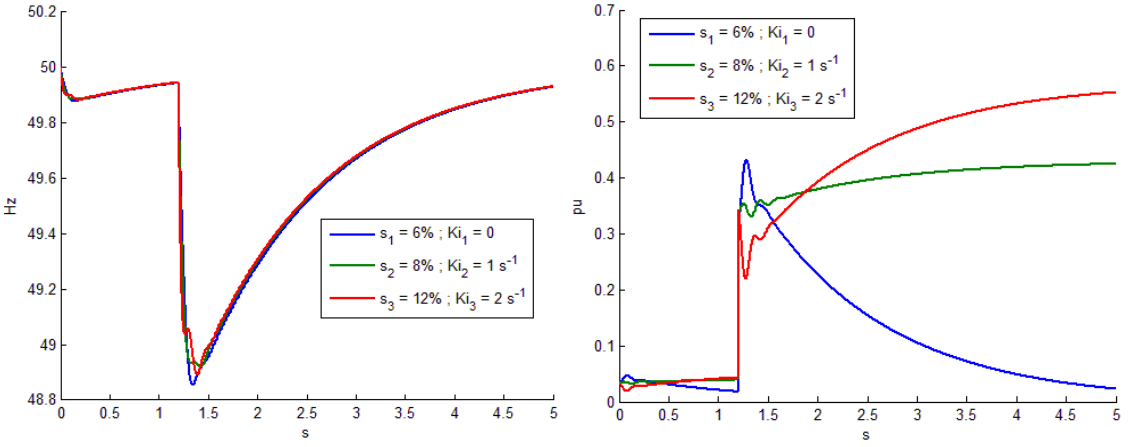
Le gain intégral est beaucoup plus grand, et donc l'action secondaire beaucoup plus rapide. Outre le fait que la formule du temps de réponse n'est plus valable, les trois puissances ne sont plus réparties de la même façon, et s'approchent toutes de 0,33 pu. L'action secondaire est ici trop rapide : la fréquence se réinitialise avant que le réglage primaire n'ait pu agir, et la répartition des contributions dictées par les différents statismes ne peut donc être respectée.

Ainsi, pour pouvoir conserver la répartition après réglage primaire, il est nécessaire de donner une dynamique plus lente à l'action secondaire. Pour un réglage primaire de l'ordre de 0,1 s, le temps d'action du réglage secondaire doit être de l'ordre de la seconde.

b. Action intégrale inégalement répartie

La même simulation est réalisée, mais cette fois-ci avec trois gains K_i différents. Les résultats sont donnés Figure 4.13.

Le gain intégral moyen est toujours de $1s^{-1}$; la fréquence se réinitialise donc toujours en 3 s. Mais cette fois, le premier OST ne réalise aucune action secondaire, tandis que le gain intégral de l'OST 3 est deux fois plus grand que celui de l'OST 2. Ainsi, la puissance de l'OST 1 se réinitialise en 3 secondes environ, tandis que l'OST 3 est la source fournissant le plus de puissance après action secondaire.



(a) (b)

Figure 4.13. Variation des fréquences (a) et des puissances actives (b) des OST avec des gains K_i différents

La répartition des puissances après réglage secondaire dépend du gain statique γ_k de la fonction de transfert (4.33) :

$$P_{st_k} = \gamma_k \cdot P_{ch} \tag{4.39}$$

Dans le cas où les gains K_{i_k} sont très grands ($K_{i_k} \gg 3\pi\hat{V}^2 \cdot \frac{s_k}{X_k}$), γ_k tend vers k_{x_k} qui définit la valeur initiale des puissances fournies selon les réactances de raccordement. Comme à la Figure 4.12, les puissances se stabilisent donc proche de leur valeur initiale, sans respecter le réglage primaire.

En revanche, dans le cas où les gains K_{i_k} sont très inférieurs à $3\pi\hat{V}^2 \cdot \frac{s_k}{X_k}$, alors :

$$\begin{cases} \gamma_k \approx \dfrac{K_{i_k}}{K_{s_{eq}} \cdot s_k} \\ K_{s_{eq}} = \dfrac{K_{i_1}}{s_1} + \dfrac{K_{i_2}}{s_2} + \dfrac{K_{i_3}}{s_3} \end{cases} \tag{4.40}$$

Pour trois gains K_{i_k} égaux, $K_{s_{eq}} = \frac{K_i}{s_{eq}}$ et donc $\gamma_k = k_{s_k}$, et les puissances après réglage secondaire sont donc équivalentes à celles après réglage primaire, comme à la Figure 4.11. Pour des gains différents, la répartition des puissances après réglage secondaire dépend à la fois des gains de statisme et à la fois des gains secondaires. Pour une puissance appelée de 1 pu, et avec les paramètres du microréseau simulé ci-dessus, les OST 2 et 3 doivent fournir une puissance d'environ 0,43 et 0,57 pu après réglage secondaire, ce qui se vérifie bien Figure 4.13. Pour des gains K_{i_k} de l'ordre de quelques s^{-1}, ces derniers sont pratiquement toujours très faible devant $3\pi\hat{V}^2 \cdot \frac{s_k}{X_k}$ (au minimum de l'ordre de 100 s^{-1}), et l'équation (4.40) est donc presque toujours vérifiée.
La configuration choisie pour le microréseau simulé au-dessus pourrait par exemple convenir si l'OST 1 a la plus haute butée en puissance mais la plus faible réserve d'énergie, et inversement pour l'OST 3. Se dessine donc ici des lois pour l'ajustement des paramètres de réglage en fonction des limites de chacun des OST, qui seront discutées plus en détail au paragraphe IV.

4. Récapitulatif de l'influence des différents paramètres du microréseau

Le Tableau 4.7 récapitule les effets des différents paramètres structurels et de réglage d'un OST k sur le comportement de la fréquence ou des puissances actives.

Action, réglage	Paramètres associés	Impact sur la fréquence	Impact sur les puissances actives
Répartition initiale de puissance	X_{r_k}	Influence le taux de changement de fréquence : $\begin{cases} \frac{df_k}{dt}(t_{step}) \approx -\frac{k_{x_k} s_k}{\tau_{f_k}} P_{ch} \\ k_{x_k} = \frac{X_{eq}}{X_{r_k}} \\ \frac{1}{X_{eq}} = \sum_{i=1}^{N} \frac{1}{X_{r_i}} \end{cases}$	Impose la répartition de puissance initiale suite à un échelon de charge : $P_{g_k}(t_{step}) = k_{x_k} P_{ch}$
Réglage primaire (par statisme)	s_k	Ajuste l'écart de fréquence obtenu avant réglage secondaire : $\begin{cases} \delta f = -s_{eq} P_{ch} \\ \frac{1}{s_{eq}} = \sum_{i=1}^{N} \frac{1}{s_k} \end{cases}$	Ajuste la nouvelle répartition de puissance après le déséquilibre en l'absence de réglage secondaire ou si tous les gains d'action intégrale K_i sont égaux : $\begin{cases} P_{st_k} = k_{s_k} P_{ch} \\ k_{s_k} = \frac{s_{eq}}{s_k} \end{cases}$
Temps d'adaptation de la fréquence	τ_{f_k}	Filtre l'adaptation de fréquence réalisée par l'OST k et influence le taux de changement de fréquence.	Augmente la participation de l'OST k à l'équilibre dans les premiers instants par rapport aux autres OST.
Réglage secondaire	K_{i_k}	Permet d'annuler plus ou moins rapidement la déviation de fréquence après réglage primaire, avec un temps de réponse t_i : $\begin{cases} t_i \approx \frac{3}{\overline{K_i}} \\ \overline{K_i} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^{N} K_{i_k} \end{cases}$	Détermine la répartition des puissances après le réglage secondaire si les gains d'action intégrale sont différents. $\begin{cases} P_{st_k} = \gamma_k P_{ch} \\ \gamma_k = \frac{K_{i_k}}{K_{s_{eq}} s_k} \\ K_{s_{eq}} = \sum_{k=1}^{N} \frac{K_{i_k}}{s_k} \end{cases}$

Tableau 4.7. Récapitulatif des effets des différents paramètres de réglage ou structurels sur le comportement du microréseau avec N OST

B. Domaine de stabilité : étude des pôles

Les cas d'études de la section A précédente s'intéressent à un microréseau stable. Les 3 OST peuvent cependant rentrer en conflit et provoquer une instabilité. Cette partie étudie les limites du domaine de stabilité et les différents paramètres qui l'influencent. Pour étudier cette stabilité, le modèle « complet » linéarisé de la Figure 4.7 est utilisé.

Avec le modèle de la Figure 4.7, il n'est plus possible de parler de « fonction de transfert » entre la fréquence et la puissance active absorbée par la charge à proprement parler, puisque cette dernière intervient sous forme de paramètre dans le dit modèle au travers de la résistance de charge R_{ch}. En revanche, pour un R_{ch} donné, l'équation matricielle (4.31) permet de donner les pôles D_p des puissances P_{st_k}.

$$D_p = p\hat{o}les\left(\frac{3\hat{V}^2}{2}\cdot\left(\boldsymbol{I_N}+\frac{3\pi\hat{V}^2}{p}\cdot\boldsymbol{M_{ch_N}}\cdot\boldsymbol{M_{PF_N}}\right)^{-1}\cdot\boldsymbol{U_{ch_N}}\right) \quad (4.41)$$

Cette équation est fondée sur une linéarisation des sinus et cosinus, due à un faible écart entre les différents angles α_k. Néanmoins, cette affirmation peut s'éloigner de la réalité en s'approchant de la limite de stabilité et au-delà : le système – et donc les angles α_k – devenant de plus en plus oscillant dans ces zones. Le domaine de stabilité obtenu par l'étude des pôles sera donc un domaine approché, dont il conviendra de vérifier la cohérence par une simulation à l'aide du modèle non linéarisé de la Figure 4.5.

Pour bien mettre en évidence l'influence des différents paramètres sur la stabilité du système, l'étude des pôles se fait de la façon suivante : les pôles d'un microréseau de référence sont d'abord identifiés. Ensuite, en repartant à chaque fois de ce cas de référence, un nouveau tracé des pôles est effectué en faisant varier l'un des paramètres. La position des pôles informera sur la stabilité du système.

1. Cas de référence

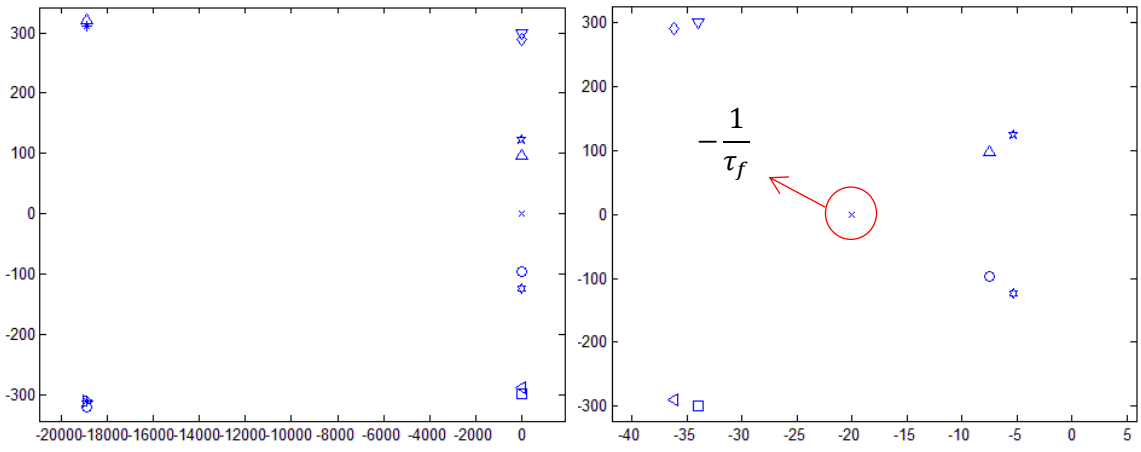
Les paramètres du cas de référence sont donnés au Tableau 4.8 et le tracé des pôles D_p avec ces paramètres est donné Figure 4.14.

La Figure 4.14(a) présente l'ensemble des pôles du système. Deux groupes se distinguent : un premier est à gauche et l'autre à droite. Les premiers sont négligeables d'un point de vue stabilité, tandis que les seconds sont les pôles dominants du système.

Tableau 4.8. Paramètres du réseau de référence

Puissance nominale S_n	100 kVA
Tension efficace V_0	1000 V
Puissance de charge P_{ch}	0,1 pu ($R_{ch} = 10\ pu$)
$[X_{r_1}; X_{r_2}; X_{r_3}]$ (pu)	$[0{,}05; 0{,}05; 0{,}05]$ ($X_{eq} \approx 0{,}017\ pu$)
$[R_{r_1}; R_{r_2}; R_{r_3}]$ (pu)	$[0{,}005; 0{,}005; 0{,}005]$
$[\tau_{f_1}; \tau_{f_2}; \tau_{f_3}]$ (s)	$[0{,}05; 0{,}05; 0{,}05]$
$[s_1\ ; s_2; s_3]$ (%)	$[6; 8; 12]$

Un zoom sur les pôles dominants (Figure 4.14(b)) permet de distinguer 4 paires de pôles et 1 pôle double. Ce dernier correspond à $-\frac{1}{\tau_f}$ et est donc dû au filtre de l'adaptation de fréquence. Les 8 autres pôles sont centrés autour de ce dernier, ce qui confirme l'importance du filtre sur la dynamique du système, comme cela a déjà été constaté précédemment.



(a) (b)

Figure 4.14. Pôles du microréseau considéré – cas de référence : ensemble (a) et zoom sur les pôles dominants (b)

Par la suite, seuls les pôles dominants les plus proches de l'axe des ordonnées, susceptibles de présenter une instabilité, seront représentés.

2. Trois OST identiques

Si les paramètres des trois OST sont strictement identiques (les trois statismes réglés à la même valeur par rapport au cas de référence, par exemple), alors aucune instabilité n'est à constater. Le pôle dominant est alors donné par $-\frac{1}{\tau_f}$; la constante de temps du filtre de l'adaptation de fréquence dicte à elle seule la dynamique du système.

En effet, trois OST avec des paramètres strictement identiques se comportent comme une seule source équivalente, avec le triple de puissance et d'énergie disponible.

3. Charge

Dans un premier temps, la charge P_{ch} du microréseau est modifiée, par l'intermédiaire de la résistance R_{ch}. Les pôles dominants correspondants sont présentés Figure 4.15.

Plus la charge augmente, plus les pôles dominants se rapprochent de l'axe des ordonnées, mais ils restent toutefois bien à gauche de ce dernier même pour la charge maximale. Ainsi, si une forte charge entraîne des oscillations plus importantes, elle ne déstabilise pas a priori le système. Mais, en réalité, la charge a une influence, même si elle est faible : plus la charge est grande, plus la fluctuation des puissances (et donc des angles α_k) augmente. L'hypothèse de linéarisation des cosinus et sinus sur laquelle se fonde le tracé des pôles tend donc à être moins respectée pour une grande charge quand le système est proche de l'instabilité.

Mais, par simulation avec le modèle non linéaire, il est confirmé que l'influence de la charge reste anecdotique : en effet, l'instabilité du microréseau de référence démarre pour une réactance équivalente inférieure à 0,013 pu pour une charge de 0,1 pu, et à 0,0137 pu pour une charge de 1 pu.

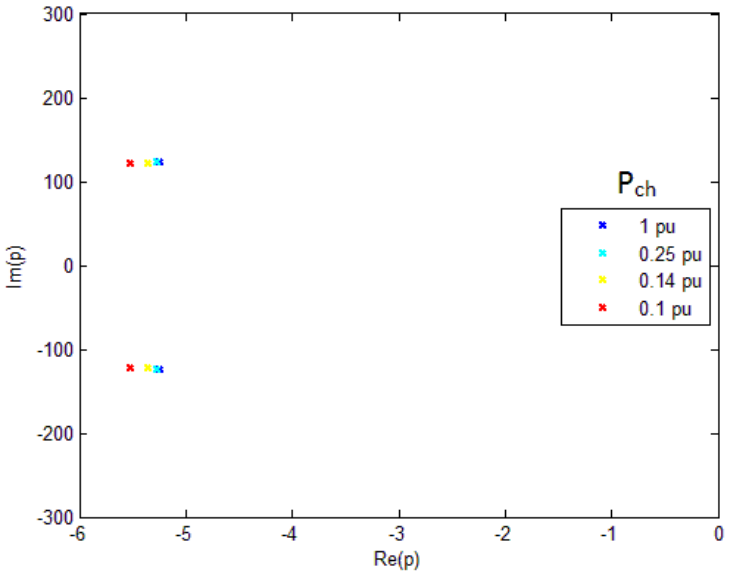


Figure 4.15. Pôles dominants du microréseau pour plusieurs P_{ch}

4. Impédances de raccordement

a. Réactances

Les pôles du système sont tracés pour différentes réactances de raccordement équivalentes X_{eq}, les réactances de chaque OST étant identiques. Les résultats sont donnés Figure 4.16.

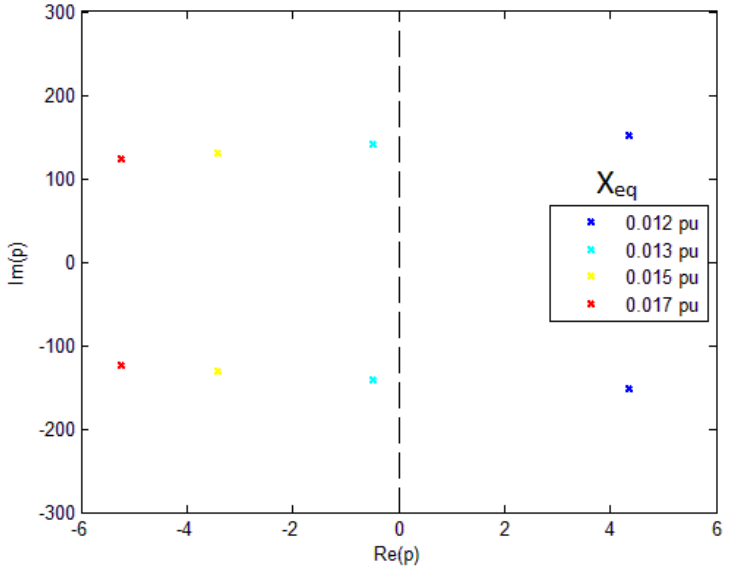


Figure 4.16. Pôles dominants du système pour plusieurs X_{eq} avec 3 Xr_k égaux

Plus les réactances sont faibles, plus le système est oscillant, jusqu'à devenir instable pour des réactances inférieures à 0,04 pu (réactance équivalente inférieure à 0,013 pu). En effet, plus les impédances de raccordement sont faibles, plus les sources de tensions connectées en parallèle sont susceptibles de rentrer en conflit et de provoquer des instabilités : la connexion en parallèle de plus en plus « pure » de sources de tension viole les règles de base de la causalité. Ainsi, pour que le réseau soit stable, il faut que la réactance équivalente soit supérieure à une limite $X_{eq_{\lim}}$ ce qui revient à augmenter le caractère « source de courant » de l'association des OST avec leurs réactances.

La Figure 4.17 présente les pôles dominants du système pour des réactances différentes pour chaque OST. Les réactances sont fixées de façon à imposer un certain rapport k_x à chaque OST, k_x étant le rapport définissant la répartition « naturelle » des puissances sur le réseau, soit la répartition des puissances fournies au moment de l'échelon de puissance.

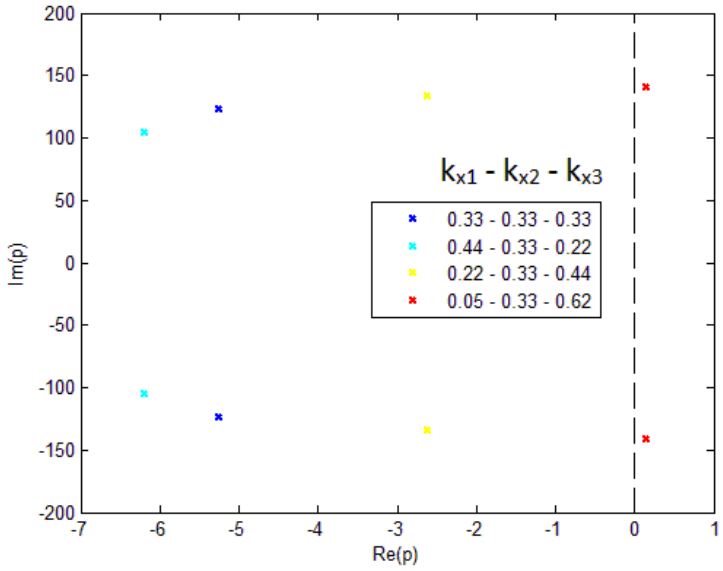


Figure 4.17. Pôles dominants du système pour plusieurs k_x

Avec les statismes fixés (6, 8 et 12%), les rapports de puissance k_s sont quant à eux de 0,44, 0,33 et 0,22.

Ainsi, la Figure 4.17 montre que, plus la répartition des k_x se rapproche de celle des k_s, moins le système est oscillant. Au contraire, plus les gains k_x s'éloignent des gains k_s, plus le système est oscillant, jusqu'à devenir instable. Donc, le système est d'autant plus stable que la répartition des puissances demandées avec la régulation se rapproche de la répartition « naturelle » des puissances dues aux différentes réactances.

b. Résistances de raccordement

Les Figures 4.17 et 4.18 montrent les pôles dominants du système pour plusieurs résistances de raccordement.

La Figure 4.18 considère des résistances très faibles, de l'ordre de 10^{-4} pu (soit cent fois inférieures aux réactances de 0,05 pu). Pour des résistances inférieures à 0,0003 pu, le système est instable. Les résistances permettent en effet l'amortissement du système : leur présence, même faible, est donc nécessaire à la stabilité. Comme pour la réactance, la résistance équivalente devra être supérieure à une limite $R_{eq_{lim}}$.

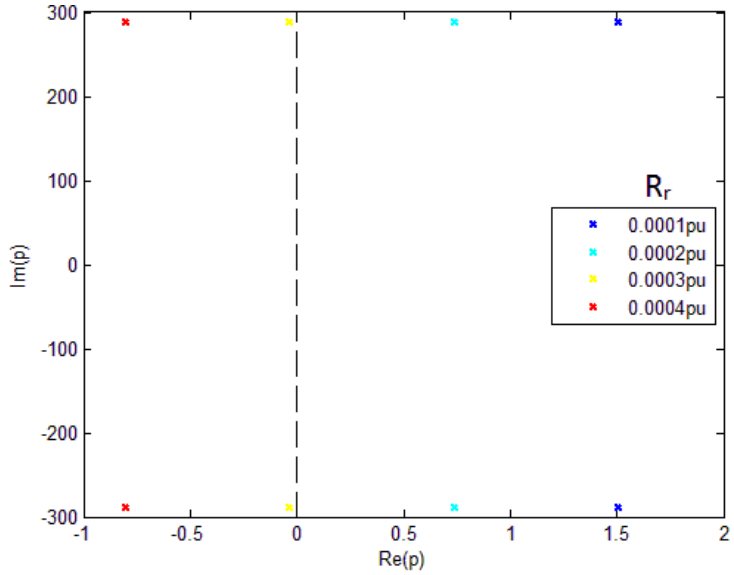


Figure 4.18. Pôles dominants du système pour plusieurs résistances de raccordement de valeurs faibles

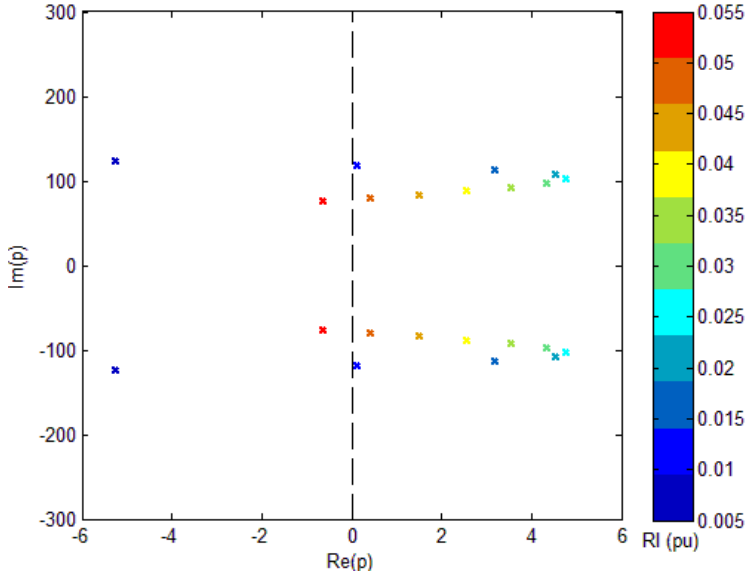


Figure 4.19. Pôles dominants du système pour plusieurs résistances de raccordement de fortes valeurs

La Figure 4.19 montre que pour une plage de résistance entre 0,01 et 0,05 pu (donc entre 20% et 100% de la réactance), le système devient également instable. Il peut donc exister des couples (R_{eq}, X_{eq}) avec $R_{eq} > R_{r_{lim}}$ et $X_{eq} > X_{eqlim}$ rendant instable le système.

L'étude des pôles permet de définir une « cartographie » de stabilité en fonction de l'impédance équivalente (R_{eq}, X_{eq}) du système, comme à la Figure 4.20.

Pour des paramètres s_k et τ_{f_k} donnés, il est possible de définir une réactance X_{eq}(0,025 pu ici) telle que le système soit toujours stable, quelle que soit la résistance R_{eq}. De même, il existe une résistance R_{eq} (0,017 pu ici) pour laquelle le système est toujours stable, quelle que soit l'impédance X_{eq}.

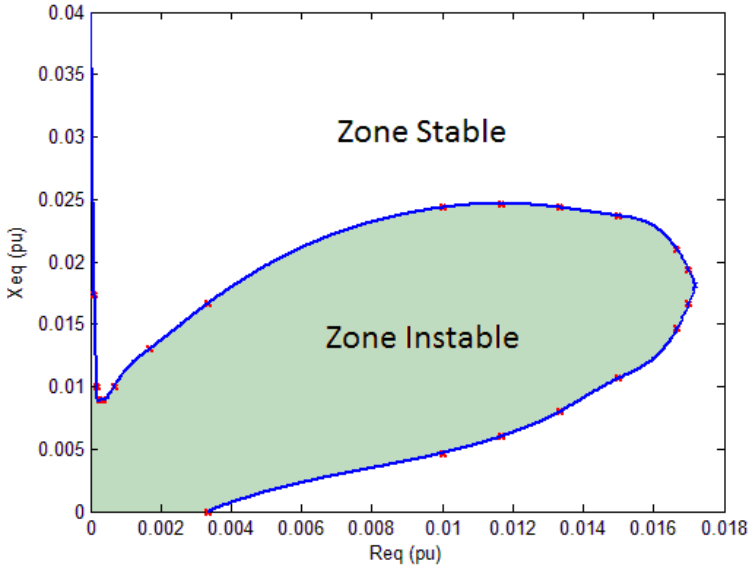


Figure 4.20. Zone de stabilité en fonction de l'impédance du système

5. Statisme

Les pôles sont maintenant tracés en faisant varier les statismes de chaque OST. Dans un premier temps, chaque OST conserve la même différence absolue de statisme (5%), mais le statisme équivalent du réseau varie (Figure 4.21). Ensuite, le statisme équivalent est fixé à 2,7%, mais la différence de statisme entre chacun des OST augmente.

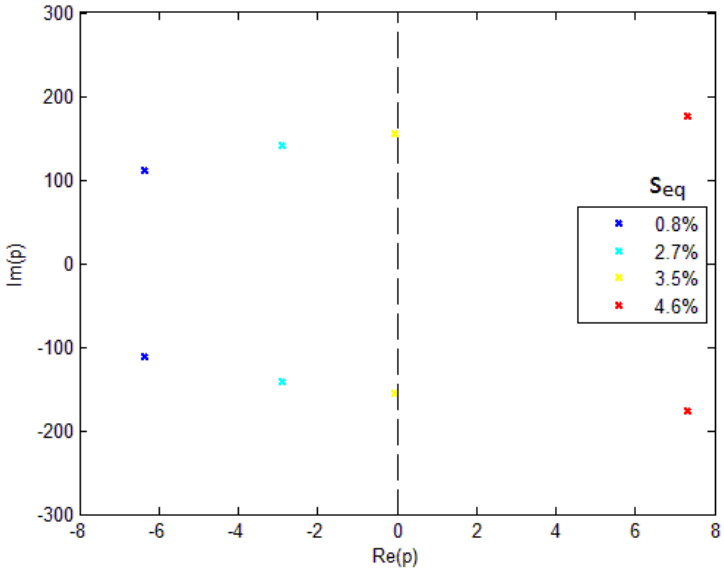


Figure 4.21. Pôles dominants du système pour plusieurs statismes équivalent (écart absolu entre les statismes constants)

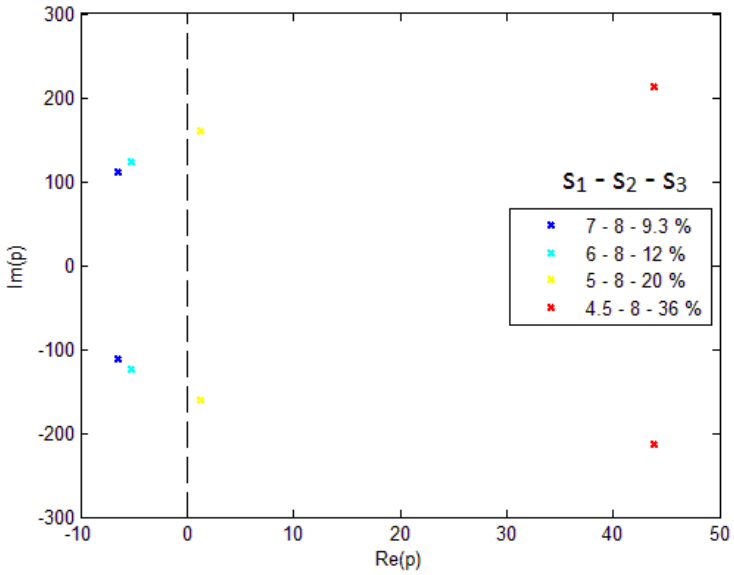


Figure 4.22. Pôles dominants du système pour plusieurs écarts absolus entre les différents statismes, à statisme équivalent constant

Deux constats ressortent de ces figures : plus le statisme équivalent du réseau est élevé, ou plus l'écart entre les statismes respectifs des OST augmente, plus cela tend à déstabiliser le système. Ce second constat rejoint l'analyse précédente sur la différence de répartition entre les gains k_x et les gains k_s. Ici, toutes les réactances de raccordement sont égales (donc les gains k_x également), donc plus l'écart entre les statismes augmente, plus la répartition des gains k_s diffèrent avec celle des gains k_x, et moins le système est stable.

Les gains k_s permettent de gérer la distribution de la puissance active entre les différentes sources de tension, et ne peuvent donc pas servir de gain de réglage pour garantir la stabilité si l'on veut pouvoir garder une marge de manœuvre sur cette répartition de puissance. En revanche, le statisme équivalent s_{eq} n'influence que la déviation de fréquence après réglage primaire. Si l'on s'assure que ce gain ne dépasse pas des valeurs extrêmales convenues, il peut être ajusté pour permettre de garantir la stabilité.

6. Influence de τ_f

La Figure 4.23 présente les pôles du système pour plusieurs constantes de temps τ_f. En dessous de 0,027 s, le système est instable. Ainsi, augmenter la constante de temps τ_f permet de stabiliser le système. Ce paramètre n'ayant pas de rôle important dans la répartition des puissances, cela peut être un paramètre de réglage permettant la stabilisation du système.

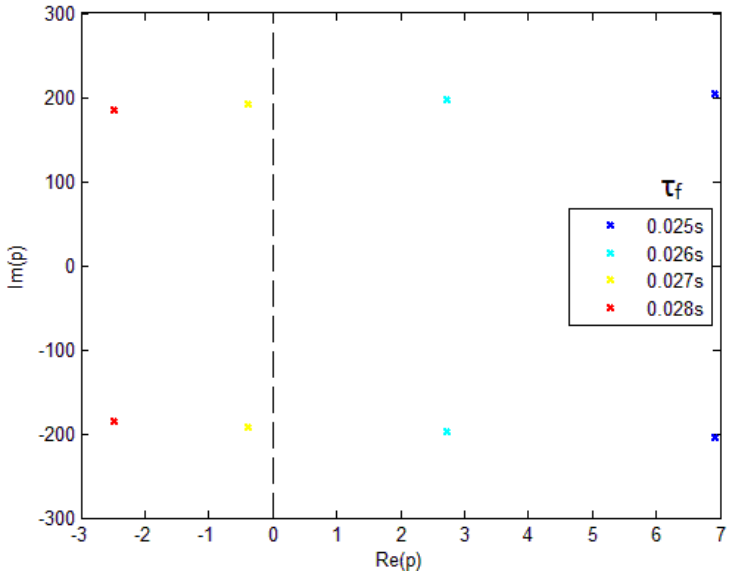


Figure 4.23. Pôles dominants du système pour plusieurs τ_f (X_{eq}= 0,017 pu)

Néanmoins, pour une réactance de raccordement trop faible, l'augmentation de τ_f ne permet pas de pallier l'instabilité. La Figure 4.24 réitère un tracé de pôles avec des τ_f allant de 0,1 à 1 s mais pour une réactance équivalente de 0,01 pu. Ainsi, même avec une constante de temps de 1 s, le système reste instable.

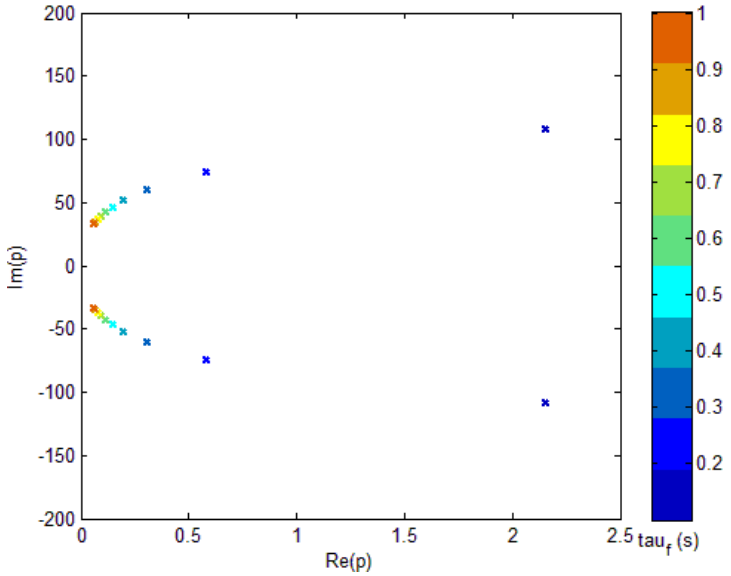


Figure 4.24. Pôles dominants du système pour plusieurs τ_f (X_{eq}= 0,01 pu)

7. Réglage secondaire

Un réglage secondaire est maintenant ajouté. Les statismes sont toujours les mêmes, les constantes de temps τ_{f_k} sont fixées à 0,05 s et la réactance équivalente du système est fixée à 0,012 pu. Les pôles sont tracés pour plusieurs gains K_i.

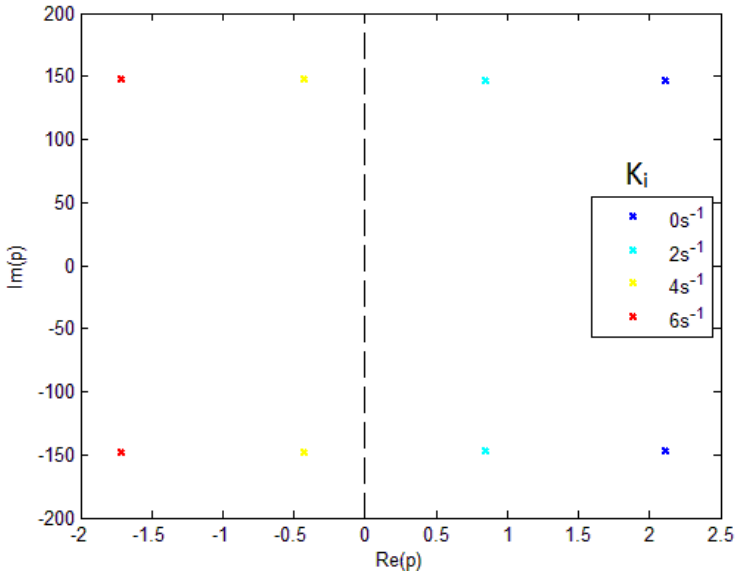


Figure 4.25. Pôles du système pour plusieurs gains K_i

Initialement, il n'y a aucune action intégrale et le système est instable. Mais en augmentant le gain intégral, il est possible de stabiliser le système.

L'action secondaire a donc un effet stabilisateur sur le système.

8. Influence de la boucle de tension

La commande en tension de chaque OST peut avoir une influence sur le comportement du système, et en particulier sur sa stabilité. Pour pouvoir simuler le comportement du système avec sa boucle de tension, le modèle « complet » de la Figure 4.5 peut être complété en y ajoutant les équations de commande des tensions vues au chapitre 2. La Figure 4.26 présente ce modèle.

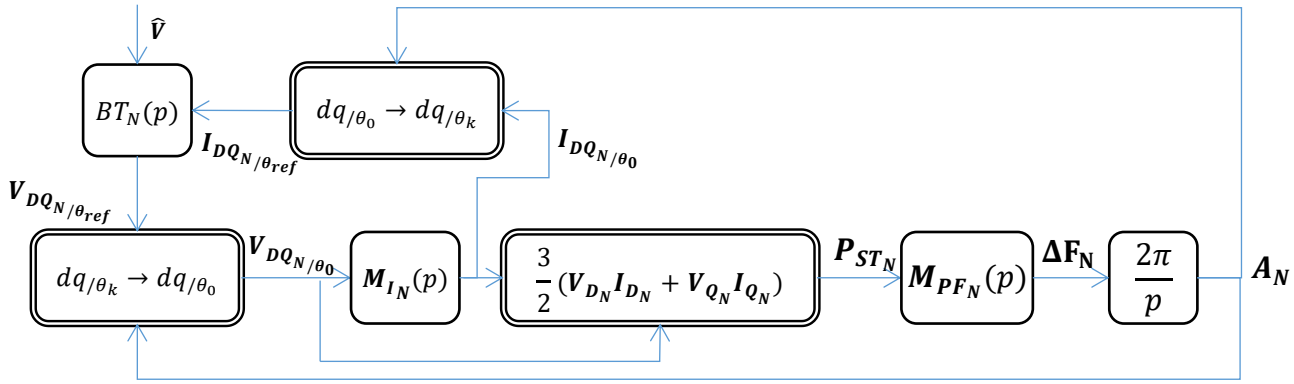


Figure 4.26. Modèle du microréseau complet avec boucle de tension

La fonction de transfert $BT(p)$ représente les boucles de tension des différents OST. Cette commande tension est réalisée en utilisant un référentiel dq différent de celui utilisé pour la modélisation de la répartition des courants. Une transformation est donc nécessaire pour passer de l'un à l'autre (Cf annexe 2).

La référence en tension $\hat{V}$ reste constante lors d'une fluctuation de puissance. En revanche, une perturbation au niveau du courant peut venir perturber la boucle de tension, sachant que

dans le référentiel dq propre à la commande de l'OST, les tensions v_d et v_q s'expriment comme suit, conformément au modèle du chapitre 2 (section III.B.1.b.iii) :

$$\begin{cases} v_d = \dfrac{\left(1+\dfrac{2\xi_i}{\omega_{n_i}}p\right)\left(1+\dfrac{K_{pv}}{K_{iv}}p\right)}{P_v} v_d^* - \dfrac{p^3}{\omega_{n_i}^2 K_{iv} P_v} i_{s_d} + \dfrac{\omega_{ref} C_f p^3}{\omega_{n_i}^2 K_{i_v} P_v} v_q \\ v_q = \dfrac{\left(1+\dfrac{2\xi_i}{\omega_{n_i}}p\right)\left(1+\dfrac{K_{pv}}{K_{iv}}p\right)}{P_v} v_q^* - \dfrac{p^3}{\omega_{n_i}^2 K_{iv} P_v} i_{s_q} - \dfrac{\omega_{ref} C_f p^3}{\omega_{n_i}^2 K_{i_v} P_v} v_d \\ P_v = 1 + \left(\dfrac{2\xi_i}{\omega_{n_i}} + \dfrac{K_{pv}}{K_{iv}}\right)p + \dfrac{C_f \omega_{n_i} + 2\xi_i K_{pv}}{K_{iv}\omega_{n_i}} p^2 + \dfrac{2\xi_i C_f}{\omega_{n_i} K_{iv}} p^3 + \dfrac{C_f}{\omega_{n_i}^2 K_{iv}} p^4 \end{cases} \quad (4.42)$$

L'équation (4.42) montre que plus la bande passante de la boucle de courant ω_{n_i} est élevée, plus les perturbations en courant peuvent être négligées, et donc moins la boucle de tension influence le domaine de stabilité. Il est également possible d'augmenter le gain intégral K_{iv} de la boucle de tension pour atténuer l'effet des perturbations en courant (dans une moindre mesure toutefois, le terme n'étant pas au carré).

En général, les boucles de régulation sont dimensionnées en amont, pour pouvoir limiter l'impact du courant. Néanmoins, si le dimensionnement des boucles de tension et courant ne permet pas de négliger totalement les perturbations en courants, ces dernières peuvent avoir une influence négative sur le domaine de stabilité du système. La réactance limite du système permettant de garantir la stabilité doit alors être revue à la hausse, comme le montre le Tableau 4.9.

Tableau 4.9. Réactance de raccordement limite de stabilité pour plusieurs paramètres de la boucle de tension

	X_{eqlim}
Cas idéal (boucle de tension négligée)	0,013 pu
Cas 1 : $\omega_{n_i} = 4200\ rad.s^{-1}$	0,015 pu
Cas 2 : $\omega_{n_i} = 420\ rad.s^{-1}$	0,083 pu

Dans le cas 1, la réactance limite de stabilité est très proche de celle déterminée sans boucle de tension : le dimensionnement de la boucle de courant est donc bien réalisé. Dans le cas 2, la boucle de courant n'est pas assez rapide : la réactance limite est donc plus grande et le domaine de stabilité réduit.

À noter que, pour une puissance donnée, plus l'amplitude de la tension nominale du bus alternatif est faible, plus les courants transitant sur ce bus sont importants, et donc plus les perturbations en courant sont importantes et risquent de déstabiliser le système. Ainsi, les boucles de tension des OST doivent être d'autant plus robustes que la tension nominale est faible (ou que la puissance nominale est importante).

9. Récapitulatif de l'influence des différents paramètres sur la stabilité du système

Le Tableau 4.10 récapitule les différentes conclusions obtenues à la suite de ces études sur la stabilité du système.

Paramètres	**Influence sur le domaine de stabilité**
Impédances de raccordement équivalentes R_{eq}, X_{eq}	• Permettent de définir une cartographie d'impédance délimitant les domaines de stabilité pour des paramètres donnés. • La résistance de raccordement étant le plus souvent très faible : plus l'inductance de raccordement équivalente est élevée, plus cela stabilise le système.
Statismes s_k, s_{eq}	• Plus le statisme équivalent est faible, plus cela stabilise le système. • Plus la répartition des gains k_s s'éloigne de celle des gains k_x, plus cela déstabilise le système.
Constante de temps τ_{f_k}	Une augmentation de τ_f élargit le domaine de stabilité.
Gain d'action intégrale K_{i_k}	Une augmentation des gains K_{i_k} élargit le domaine de stabilité.
Charge	Pas ou peu d'influence
Bandes passantes ω_{n_i} et gain intégral K_{i_v}	• Plus la bande passante de la boucle de courant ω_{n_i} est élevée, moins les boucles auront une influence sur la stabilité du système. • Plus le gain d'action intégrale de la boucle de tension K_{iv} est élevé, moins les boucles auront une influence sur la stabilité du système.

Tableau 4.10. Effets des différents paramètres du microréseau sur le domaine de stabilité

Deux paramètres propres au réglage de la fréquence semblent avoir un rôle clé dans la stabilisation du système, puisqu'ils n'influencent pas la répartition des puissances actives et peuvent facilement s'ajuster contrairement aux paramètres structurels : la constante de temps τ_f et le statisme équivalent s_{eq}. Une procédure pour garantir la stabilité du système à l'aide de ces différents paramètres sera discutée à la section IV.B de ce chapitre.

III. Microréseau mixte : un OST et un groupe synchrone en parallèle

Le cas d'un micro-réseau avec deux sources de tension de natures différentes est maintenant étudié. Un OST et un groupe diesel sont mis en parallèle et coopèrent à l'équilibre des puissances.

Cette configuration peut, par exemple, survenir dans le cas de la mise en route d'un groupe électrogène de secours sur un réseau avec un ou plusieurs OST maîtres. Le groupe électrogène peut alors prendre la relève en devenant le seul maître – la configuration étudiée à la section I du chapitre 3 est alors retrouvée – ou bien coopérer avec le ou les autres OST maîtres.

A. Cas stable

Dans un premier temps, le comportement du réseau loin des limites de stabilité est étudié ; le modèle de la Figure 4.2 suffit donc. Le micro-réseau étudié a pour puissance nominale 100 kVA et pour tension simple efficace 1000 V.

Les paramètres de l'OST sont donnés Tableau 4.11, tandis que ceux du groupe diesel sont donnés Tableau 4.12. Le modèle du groupe diesel décrit au chapitre 2 comprend deux constantes de temps, celle de l'actionneur et celle du moteur diesel. Pour simplifier l'étude, la constante de temps du moteur diesel est considérée nulle. Ainsi, une unique constante de temps τ_a est utilisée pour étudier l'impact du temps de réponse du procédé thermique du groupe diesel. Aucun réglage secondaire n'est considéré.

Réactance de raccordement $X_{r_{ost}}$	0,2 pu
Statisme s_{ost}	2,67 %
Constante de temps de l'adaptation de fréquence τ_f	0,05 s

Tableau 4.11. Paramètres de l'OST

Réactance de raccordement X_{r_t}	0,6 pu
Statisme s_t	4 %
Constante d'inertie H	2 s
Constante de temps de l'actionneur τ_a	0,2 s
Constante de temps du moteur τ_m	0

Tableau 4.12. Paramètres du groupe diesel

Le scénario est identique à celui présenté pour l'étude des topologies précédentes. La charge absorbe initialement 0,1 pu, et à 2 secondes, un appel de 0,9 pu est réalisé. La Figure 4.27 montre les résultats correspondants. Pour mettre en évidence les différences de comportement avec un micro-réseau comprenant 2 OST, une autre simulation est réalisée en remplaçant le groupe diesel par un OST de même statisme et même réactance de raccordement. Les résultats sont présentés Figure 4.28.

Les réactances de raccordement définissent toujours la répartition initiale des puissances entre les sources après un appel de charge, de même que les statismes définissent la répartition des puissances et l'écart de fréquence après régulation. Les liens entre s_{eq}, k_{s_k}et k_{x_k}avec les fréquences et les puissances en régime permanent sont donc inchangés.

En revanche, le micro-réseau avec un OST et un groupe diesel présente un comportement beaucoup plus oscillant. La réponse en fréquence et en puissance est de ce fait plus lente, et un creux de fréquence plus important est constaté.

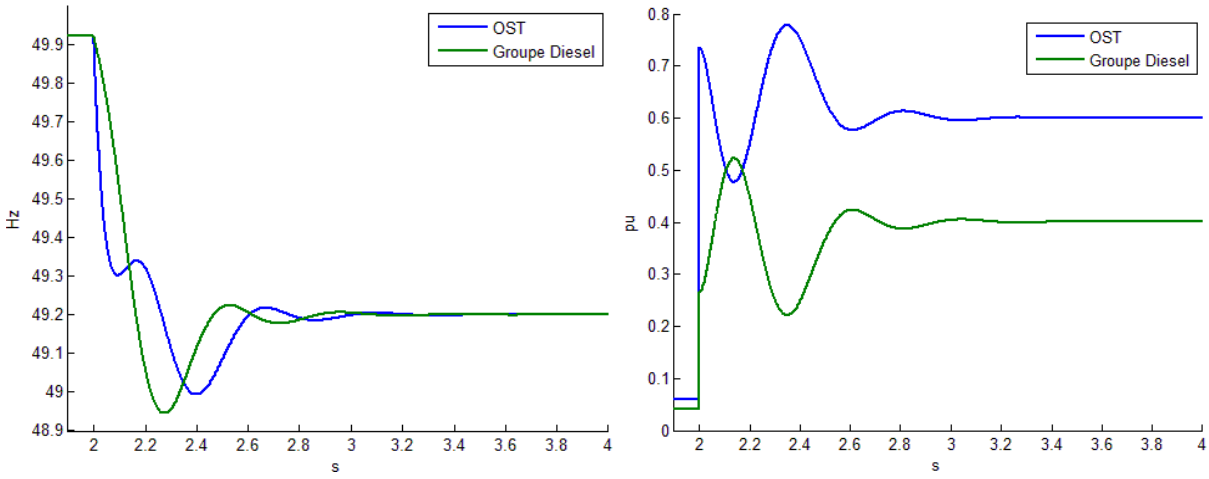


Figure 4.27. Variation des fréquences (a) et des puissances (b) délivrées par les sources de tension pour le microréseau étudié avec 1 OST et 1 groupe diesel en parallèle

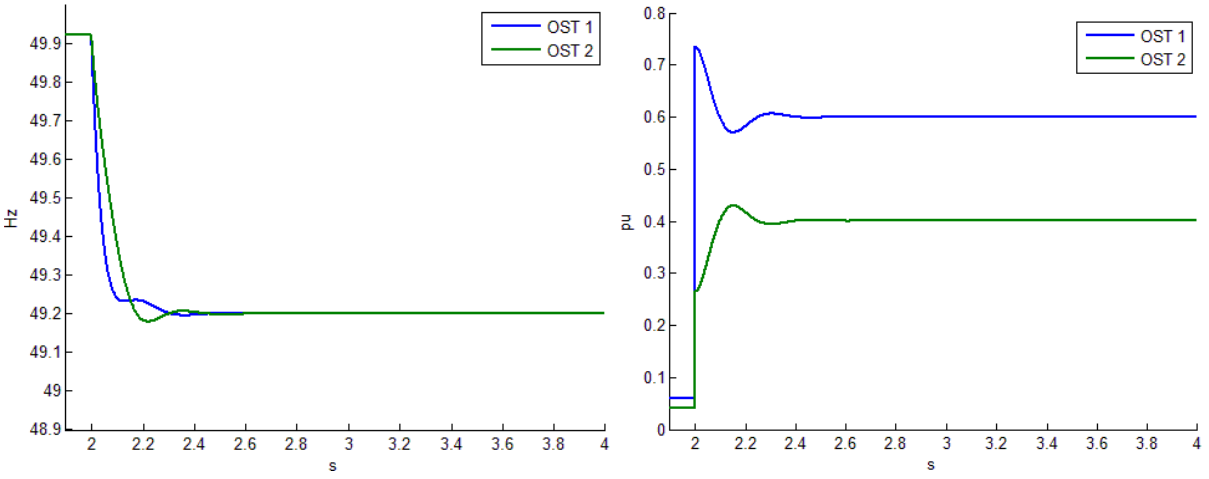


Figure 4.28. Variation des fréquences (a) et des puissances (b) délivrées par les sources de tension, avec 1 OST à la place du groupe diesel

Pour mettre en évidence l'influence des paramètres structurels inhérents au groupe diesel, plusieurs simulations sont réalisées, pour plusieurs constantes d'inertie H et à τ_a fixe dans un premier temps, puis pour plusieurs τ_a et une constante d'inertie H fixe dans un second temps. Les Tableau 4.13 et Tableau 4.14 résument les différents résultats : temps de réponse en fréquence et creux de fréquence du groupe diesel et les pics de puissances obtenus (c.-à-d. la puissance maximale atteinte après l'échelon), respectivement pour l'OST et le groupe diesel.

H	1 s	2 s	4 s	8 s
Temps de réponse en fréquence	0,72 s	0,43 s	0,61 s	0,48 s
Creux de fréquence	48,88 Hz	48,95 Hz	49,07 Hz	49,17 Hz
Pic de puissance de l'OST	+33 %	+30 %	+18 %	+3 %
Pic de puissance du groupe diesel	+3 %	+30 %	+63 %	+90 %

Tableau 4.13. Dynamique du système pour plusieurs H ($\tau_a = 0,2\ s$)

τ_a	0,05 s	0,2 s	0,5 s	1 s
Temps de réponse en fréquence	0,33 s	0,43 s	0,89 s	1,57 s
Creux de fréquence	49,12 Hz	48,95 Hz	48,82 Hz	48,75 Hz
Pic de puissance de l'OST	+8 %	+30 %	+47 %	+55 %
Pic de puissance du groupe diesel	+35 %	+30 %	+ 29 %	+ 29 %

Tableau 4.14. Dynamique du système pour plusieurs τ_a ($H = 2\ s$)

Plus H augmente, moins la fréquence du groupe diesel chute rapidement face à un échelon de puissance appelée, et donc moins le creux de fréquence est important. De ce fait, plus H augmente, moins le groupe diesel « appelle à l'aide », donc plus ce dernier participe à l'équilibre des puissances dans les premiers instants par rapport à l'OST. Inversement, plus H diminue, plus le groupe diesel « appelle à l'aide », donc plus l'OST participe dans les premiers instants par rapport au groupe diesel.

Plus τ_a est faible (plus le procédé thermique est rapide), plus le groupe diesel est réactif face à une chute de fréquence. Donc le groupe diesel participe davantage à l'équilibre des puissances dans les premiers instants et le creux de fréquence est moindre. A contrario, plus τ_a est élevée, moins le groupe diesel sera réactif, et moins il participera dans les premiers instants.

B. Instabilité

Le modèle de la Figure 4.5 est utilisé comme précédemment pour le tracé des pôles dominants du micro-réseau considéré. Les paramètres de l'OST sont donnés Tableau 4.11. La réactance de raccordement du groupe diesel est de 0,6 pu, son statisme de 4 % et sa constante de temps τ_m est toujours considérée nulle. Les pôles dominants du système sont tracés d'une part en faisant varier la constante d'inertie H à τ_a constante (Figure 4.29) et d'autre part en faisant varier la constante de temps de l'actionneur τ_a à H constante (Figure 4.30).

Plus l'inertie du groupe diesel est faible, plus le système est oscillant, jusqu'à devenir instable à partir de H=0,2 s. L'augmentation de τ_a ralentit le système. En revanche, cette dernière ne déstabilise pas le système.

Ainsi, le paramètre physique inhérent au groupe diesel responsable de l'instabilité est l'inertie. Un groupe diesel avec une trop faible inertie sera davantage susceptible de mener un système avec plusieurs sources de tensions à l'instabilité. En effet, une faible inertie se traduit par une variation brusque de la fréquence, donc un synchronisme plus difficile entre les sources.

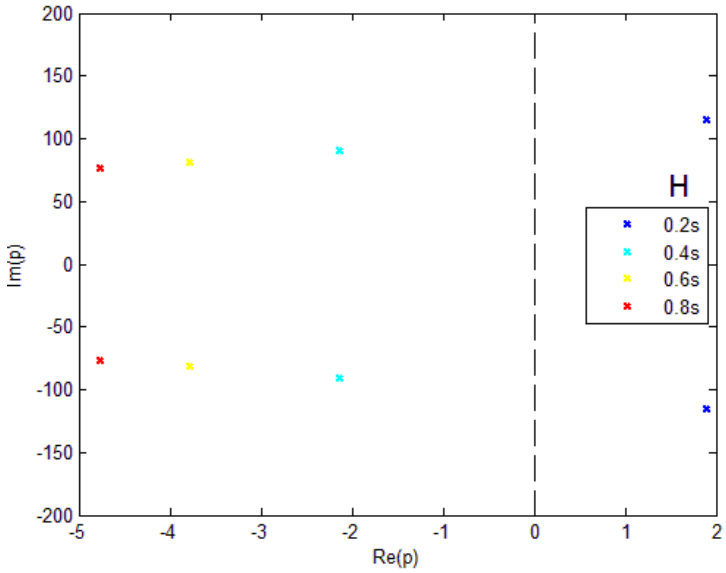


Figure 4.29. Pôles dominants du système pour plusieurs H (τ_a = 0,2 s)

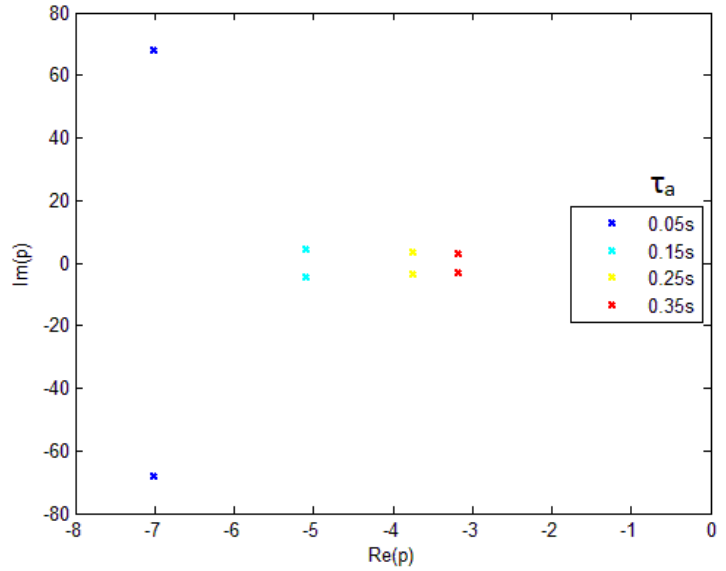


Figure 4.30. Pôles dominants du système pour plusieurs τ_a(H = 2 s)

IV. Dimensionnement d'un microréseau avec N OST

Les modèles proposés aux paragraphes I.A et I.B de ce chapitre permettent d'étudier le comportement d'un microréseau avec plusieurs sources de tension en parallèle, quelle que soit leur nature. Cependant, la topologie présentant le plus d'intérêt pour cette étude est celle avec N OST, car non émettrice de GES (dans le cas d'une alimentation par EnR et stockeurs) et encore méconnu (n'étant pas déployée à grande échelle contrairement aux microréseaux avec groupe diesel). Cette section s'intéresse donc en particulier au dimensionnement d'un microréseau avec N OST.

Les conclusions des études précédentes permettent de prodiguer un certain nombre de conseils au dimensionnement de ce type de microréseau, qui sont présentés dans cette partie. Les réglages d'éventuelles sources de courant coopératrices ayant déjà été exposés au chapitre 3 (Tableau 3.15 et Tableau 3.16), ils ne sont pas abordés ici.

A. Choix de la topologie en amont

1. Choix d'un microréseau à N maîtres

Le choix d'un microréseau à N maîtres est intimement lié à la taille du réseau considéré. En effet, pour un réseau de petite taille (c.-à-d. un réseau dont la charge nominale correspond à la puissance nominale standard d'un OST, par exemple de l'ordre de quelques kW), une configuration à N maîtres et les soucis d'instabilité qu'elle implique semble lourde. Néanmoins, dès lors que le microréseau est étalé, avec une puissance nominale de plusieurs centaines de kW, la question du découpage en plusieurs sources de tension se pose sérieusement. En effet, cela permet de ne pas être tributaire d'un seul maître et donc d'améliorer la résilience du système : lorsqu'une source de tension est perdue, les autres peuvent continuer à gérer l'équilibre sans intervention extérieure. Toutefois, la configuration avec N maîtres peut entraîner des soucis d'instabilité si les impédances entre les sources ne sont pas assez importantes.

Le Tableau 4.15 compare avantages et inconvénients des deux topologies.

	Microréseau avec 1 maître	**Microréseau avec N maîtres**
Avantages	• Pas de souci d'instabilité	• Meilleure résilience (la perte d'un maître n'entraîne pas la perte du réseau)
Inconvénients	• La perte du maître équivaut à la perte de l'ensemble du réseau	• Les sources de tension peuvent rentrer en conflit et créer une instabilité

Tableau 4.15. Avantages et inconvénients entre une configuration à 1 et à N maître(s)

Remarquons que les possibilités ne se résument en réalité pas à un choix binaire entre un réseau avec 1 ou plusieurs maîtres. En réalité, il est également possible de considérer un réseau où plusieurs sources sont capables d'être maîtres, mais où une seule impose la tension et la puissance à la fois. Si le maître actuel est déconnecté, une autre source peut alors prendre le relai. Cette configuration peut présenter un intérêt si la reprise du réseau par le nouveau maître peut se faire sans coupure et de façon fiable et stable. Cette option ne sera toutefois pas étudiée en détail dans ces travaux.

2. Cahier des charges

Le cahier des charges dressé est identique à celui donné au chapitre 3 : les déviations maximales de fréquence (δf_{max}^{+} et δf_{max}^{-}) et les impacts de charge dimensionnant (δP_{max}^{+} et δP_{max}^{-}) doivent être indiqués, tout comme la déviation minimale de fréquence pertinente δf_{min} et l'impact de charge $\delta P_{ch_{min}}$ pour lequel le réglage de la fréquence doit être assuré.

Les différents objectifs et prédispositions du microréseau désiré doivent également être exposés.

Ces éléments permettent notamment de définir les statismes équivalents (ou statismes totaux en l'absence de sources coopératrices) maximal et minimal du réseau, $s_{tot_{max}}$ et $s_{tot_{min}}$, conformément aux équations (4.43) et (4.44) :

$$\begin{cases} s^{+}_{tot_{max}} = \dfrac{\delta f^{-}_{max}}{\delta P^{+}_{ch_{max}}} \cdot \dfrac{S_n}{f_0} \\ s^{-}_{tot_{max}} = \dfrac{\delta f^{+}_{max}}{\delta P^{-}_{ch_{max}}} \cdot \dfrac{S_n}{f_0} \end{cases} \tag{4.43}$$

La valeur maximale du statisme $s_{tot_{max}}$est égale à plus grande des deux valeurs $s^{+}_{tot_{max}}$et $s^{-}_{tot_{max}}$.

$$s_{tot_{min}} = \frac{\delta f_{min}}{\delta P_{ch_{min}}} \cdot \frac{S_n}{f_0} \tag{4.44}$$

Le cahier des charges peut également exiger un temps de réponse minimal pour les réglages primaire et secondaire.

B. Prévention de l'instabilité

1. Cartographie d'impédance du réseau

Une identification précise des différentes impédances du réseau doit être effectuée en fonction des distances entre les potentielles sources et les transformateurs utilisés. Ces informations sont en effet primordiales pour s'assurer de la stabilité du microréseau.

Connaissant les différentes impédances, il faut définir un point de couplage commun (PCC), qui sera le point où il faudra garantir en priorité l'approvisionnement stable (point dimensionnant). Dans le cas où toutes les charges sont raccordées sur un bus de tension commun, il est pertinent de considérer l'ensemble des charges agrégé en une seule, raccordée au PCC.

2. Procédure pour garantir la stabilité

a. Cas dimensionnant

L'objectif est de garantir la stabilité du système quel que soit les réglages des paramètres de contrôle des différents OST (statisme, gain intégral). De ce fait, il faut définir un cas dimensionnant (considéré comme un « pire cas » en termes de stabilité), pour lequel le système est fortement susceptible d'être instable. En s'assurant que le microréseau est stable pour les réglages considérés, cela signifie qu'il sera stable pour tout type de réglage. Compte tenu des études réalisées précédemment, le cas dimensionnant possède les réglages suivants :

- Des gains k_{s_k} s'écartant le plus des gains k_{x_k}. Dans le cas où toutes les réactances de raccordement sont égales, cela équivaut à donner un écart maximal entre les

différents statismes de chaque OST. Dans le cas où les réactances de raccordement sont différentes, il suffit d'inverser les gains k_{s_k} par rapport aux gains k_{x_k}.

- Aucun réglage secondaire n'est activé.

Le statisme équivalent s_{eq} et la constante de temps τ_f vont être utilisés comme paramètres d'ajustement pour garantir la stabilité. Cependant, τ_f n'est pas forcément réglable sur un OST, et son augmentation peut nuire à la rapidité du système. Le statisme équivalent est donc choisi comme premier paramètre d'ajustement, là où la constante de temps τ_f n'interviendra qu'en second lieu, si possible.

b. Avec toutes les impédances égales

Le cas avec des impédances égales est utilisé pour définir la méthode globale pour s'assurer de la stabilité du système. Ce cas peut notamment intervenir lorsque les impédances des lignes sont négligeables du fait de la proximité des différentes sources, mais que chacune possède un transformateur de raccordement équivalent, avec une même inductance de fuite. Toutes les impédances étant égales, les résistance et réactance équivalentes du réseau R_{eq} et X_{eq} sont considérées pour vérifier la stabilité du système. À l'aide du modèle de la Figure 4.7, il est possible de tracer les zones de stabilité en fonction de R_{eq} et X_{eq} pour le cas dimensionnant (statisme total et écart entre les différents statismes maximaux). La constante de temps τ_f est quant à elle fixée à une valeur minimale $\tau_{f_{min}}$ (ordre de la ms), correspondant à l'absence de filtre ajouté volontairement.

Deux zones sont tracées : l'une pour le statisme total minimal $s_{tot_{min}}$ et l'autre pour le statisme total maximal $s_{tot_{max}}$. La Figure 4.31 représente un exemple d'un tracé de zones de stabilité pour un microréseau avec 2 OST, avec un statisme total minimal de 0,4 % et un statisme total maximal de 2 %.

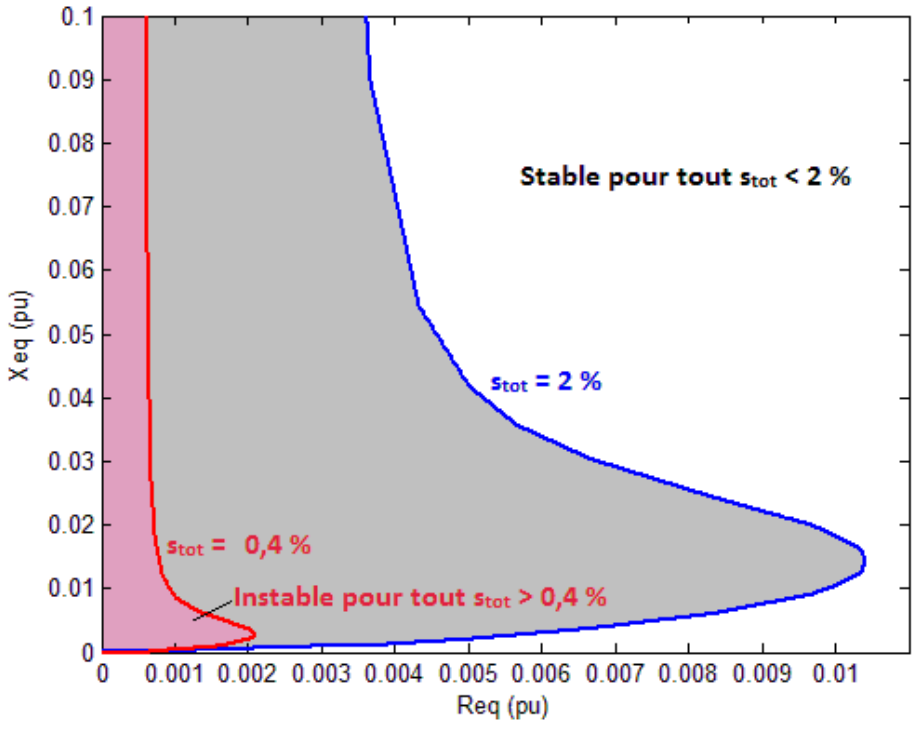


Figure 4.31. Zones de stabilité du micro-réseau pour plusieurs s_{tot}

Plusieurs cas apparaissent alors, en fonction de la localisation du couple d'impédance (R_{eq},X_{eq}) du réseau :

- Dans la zone blanche, le réseau est stable quel que soit le statisme total inférieur au statisme maximal défini dans le cahier des charges. Il n'y a donc pas besoin de rajouter de filtre ou de faire d'autres réglages. Le statisme équivalent peut être ajusté à n'importe quelle valeur entre les statismes minimal et maximal définis précédemment.
- Dans la zone grise, le microréseau est instable pour $s_{tot_{max}}$. Néanmoins, il est possible de le stabiliser pour des statismes totaux plus faibles. Il faut donc définir un nouveau $s_{tot_{max}}$ à ne pas dépasser pour garantir la stabilité du système.
- Dans la zone rouge, le microréseau est instable quel que soit le statisme total choisi. Ou, du moins, il faudrait un statisme inférieur au statisme minimal défini par le cahier des charges pour espérer stabiliser le système. Dans ce cas, si la constante de temps τ_f est réglable, il faut alors l'augmenter pour stabiliser le système, à condition de ne pas dépasser une valeur maximale $\tau_{f_{max}}$ qui ralentirait trop le système. En augmentant τ_f, il est possible de tracer une nouvelle cartographie de stabilité. L'objectif étant d'augmenter assez la constante de temps pour au moins se retrouver dans la zone grise. Si τ_f n'est pas réglable ou s'il faut l'augmenter outre-mesure, deux solutions se présentent alors. La première est de reconsidérer le cas dimensionnant, pour définir un statisme total minimal encore plus faible ou en exigeant un réglage secondaire minimal. La seconde est l'ajout d'impédance entre les sources pour stabiliser le microréseau.

Ajouter des inductances ou des résistances présente un coût supplémentaire par rapport au simple réglage d'un paramètre de contrôle, et ajoute des pertes au système. C'est pourquoi il semble fortement conseillé d'ajouter un filtre τ_f réglable sur l'adaptation de fréquence des OST, afin que l'ajout d'impédance du réseau ne soit utilisé qu'en dernier recours.

La Figure 4.32 résume la procédure permettant de stabiliser le système.

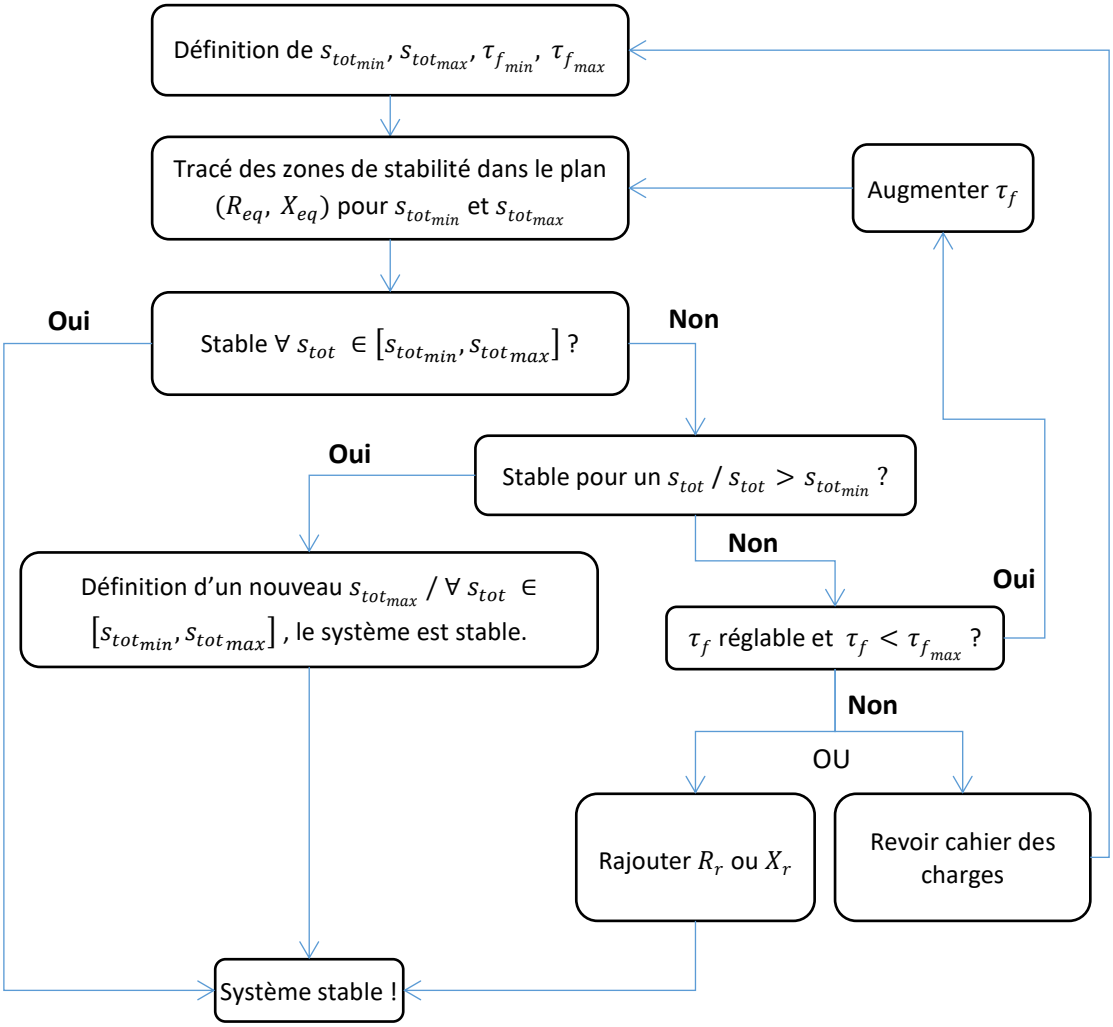


Figure 4.32. Procédure de base pour garantir la stabilité du système

c. Avec des impédances de raccordement différentes

Dans le cas où les impédances de raccordement diffèrent selon les sources, la procédure précédente peut de nouveau être appliquée, même si le cas dimensionnant n'est plus le même (les écarts entre les statismes ne doivent pas nécessairement être maximaux, mais les gains k_{s_k} doivent être inversés par rapport aux gains k_{x_k}).

Toutefois, il est également possible de procéder autrement, selon les exigences du cahier des charges. Si une marge de manœuvre n'est pas exigée sur les statismes et que ces derniers peuvent rester fixes, alors il est possible de régler le gain k_{s_k} de chaque OST k de façon à être égal ou très proche du gain k_{x_k} correspondant.

C. Choix des sources et réglages des paramètres

Une fois que la stabilité du réseau a été assurée, il faut alors choisir les sources en fonction de leur emplacement (impédance de raccordement), puis régler judicieusement les différents paramètres du réglage de fréquence.

1. Choix des sources en fonction des paramètres structurels du réseau

Les impédances définissent la répartition des puissances actives sur le réseau suite à un déséquilibre. Ainsi, plus l'impédance de raccordement d'un OST par rapport au PCC sera faible par rapport aux autres impédances de raccordement, plus ce dernier devra assurer un fort et rapide envoi de puissance lors d'un déséquilibre.

De ce fait, il faudra placer les sources avec les plus fortes butées en puissance et pas ou peu de limite dynamique au niveau des plus forts k_x, et inversement les sources avec les plus faibles butées en puissance de façon à ce qu'elles aient un gain k_x faible. Les super condensateurs semblent donc être désignés pour assurer le rôle d'OST avec une réactance de raccordement faible.

Pour une butée en puissance δP_{lim} et un impact dimensionnant $\delta P_{ch_{max}}$, la réactance de raccordement X_{r_k} d'une source k doit vérifier la condition suivante :

$$X_{r_k} \geq \frac{\delta P_{ch_{max}}}{\delta P_{lim_k}} \cdot X_{eq} \tag{4.45}$$

2. Réglage des paramètres en fonction des limites des sources

a. Statisme

De façon à respecter les butées en puissance des différentes sources, chaque statisme devra respecter la même condition que celle édictée au chapitre 3 (section III.1.b) pour les sources de courant coopératrices. Ainsi, la source avec la plus forte butée en puissance pourra avoir le statisme le plus faible.

$$s_k \geq \frac{\delta P_{ch_{max}}}{\delta P_{\mathrm{lim_k}}} \cdot s_{tot} \tag{4.46}$$

Deux considérations opposées peuvent être faites pour ajuster le statisme :

- Régler les statismes de façon à ce que les gains k_s soient proches des gains k_x, pour limiter les oscillations en accordant la répartition après régulation à la répartition « naturelle » des puissances après un impact.
- Au contraire, régler les gains k_s de façon inverses aux gains k_x de façon à contrebalancer la répartition naturelle des puissances. L'OST avec un gain k_x élevé mais un gain k_s faible enverra un pic de puissance dans les tous premiers instants seulement avant de vite atténuer sa participation.

Les statismes sont aussi à ajuster selon les réserves des différents OST. Par exemple, si le réglage secondaire est rapide (moins de quelques secondes), le statisme d'un OST avec super condensateur pourra être réglé comme dans le premier cas, pour maximiser la puissance envoyée par le super condensateur avant que la fréquence ne se réinitialise. Au contraire, si le réglage secondaire est un peu plus lent, il faut préférer le second moyen de réglage, pour économiser la réserve du super condensateur.

b. Réglage secondaire

Le réglage secondaire doit être ajusté selon le temps de réinitialisation désiré. Ce dernier ne peut pas être trop rapide, pour ne pas effacer les effets du réglage primaire. De ce fait, pour un réglage primaire s'effectuant en quelques dizaines de millisecondes, le réglage secondaire s'effectue plutôt en quelques secondes. Le gain intégral total du micro-réseau peut être ajusté avec l'équation (4.38).

Ensuite, la participation de chaque OST au réglage secondaire est déterminée par le gain γ (équation (4.40)). Les OST participants au réglage secondaire fournissent la puissance nécessaire à l'équilibre de façon permanente. Seules les sources avec une grande réserve d'énergie peuvent donc assurer le réglage secondaire. De ce fait, super condensateur et volant d'inertie ne participeront pas au réglage secondaire ($\gamma = 0$). Cette tâche sera plutôt allouée aux piles à combustibles et aux batteries d'accumulateurs, même si la participation de ces dernières sera tributaire de leur état de charge.

3. Bilan pour le réglage des OST

Le Tableau 4.16 récapitule les règles et/ou conseils édictés pour le placement des OST en fonction des impédances du réseau et l'ajustement des paramètres de l'adaptation de fréquence.

	Placement de la source ou ajustement de la réactance de raccordement	**Ajustement du statisme**	**Ajustement du gain intégral**
Super Condensateur	Proche[4] du PCC (k_x élevé)	• Si réglage secondaire rapide : k_s élevé. • Si réglage secondaire lent : k_s faible.	γ nul
Volant d'Inertie	Proche du PCC (k_x élevé)	• Si réglage secondaire rapide : k_s élevé. • Si réglage secondaire lent : k_s faible.	γ nul
Batterie	Distance intermédiaire ou éloignée du PCC (k_x élevé ou faible)	k_s faible ou élevé	γ intermédiaire
Pile à combustible	Éloignée du PCC (k_x faible)	k_s faible ou nul	γ élevé

Tableau 4.16. Placement de l'OST et réglage des paramètres en fonction des différents moyens de stockage

Super condensateurs et volants d'inertie sont ainsi désignés pour s'occuper de l'équilibrage des puissances dans les premiers instants (réglage primaire), alors que les batteries d'accumulateurs ont un rôle intermédiaire.

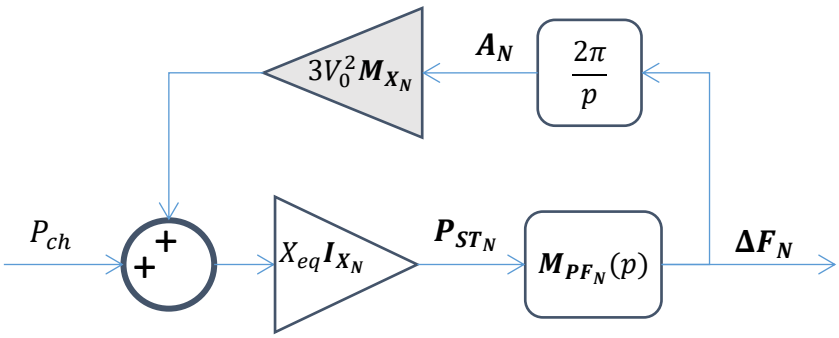
À noter que, du fait de ses limites dynamiques, la pile à combustible semble plus indiquée pour fonctionner en source de courant participant au réglage secondaire. Cela permet ainsi de ne pas se préoccuper de son impédance de raccordement.

[4] Ici, deux points sont « proches » signifie qu'une impédance faible les sépare.

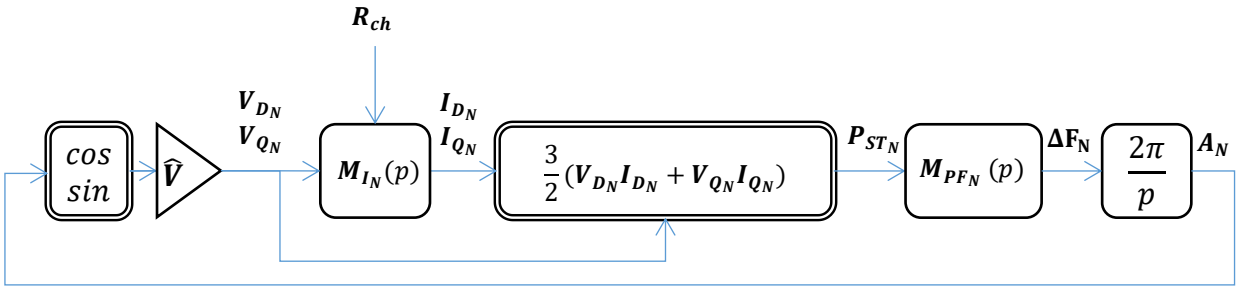
Conclusion

Ce chapitre a permis l'étude approfondie d'un microréseau avec plusieurs OST en parallèle. Cette topologie permet d'améliorer la résilience du réseau par rapport à une topologie centralisée, par la multiplication des sources de tension capables d'entretenir l'équilibre des puissances. Deux modèles schéma-blocs ont été développés pour permettre l'étude d'un tel système.

- Un modèle linéaire, se basant sur une formule simplifiée de l'écoulement de puissance dans un réseau, qui permet d'entrevoir simplement le comportement d'un microréseau avec N OST lors d'études de cas stables, mais qui ne permet pas d'appréhender l'instabilité :



- Un modèle plus complet, qui permet d'étudier l'instabilité du système, mais qui est plus lourd pour expliquer le comportement du microréseau dans des cas stables :



L'étude du premier modèle a permis une compréhension globale du fonctionnement de ce type de microréseau, notamment le lien entre les différents paramètres (qu'ils soient structurels ou de réglage) et les étapes du réglage de la fréquence qui permettent la juste répartition des puissances, comme cela a été résumé en détails au Tableau 4.7. Trois étapes se distinguent :

- La répartition initiale des puissances, indépendante du réglage de la fréquence, qui se fait selon les différentes impédances dues aux lignes et aux transformateurs sur le réseau. Cette répartition découle d'une simple application du principe de moindre action : les sources plus « proches » du déséquilibre (à savoir avec une impédance de

raccordement plus faible que les autres) vont devoir participer davantage pour rééquilibrer le système. Les valeurs des puissances fournies par les sources au moment d'un impact de charge peuvent être retrouvées grâce aux valeurs précises des différences réactances de raccordement.

- Le réglage primaire, qui intervient dans la dizaine de millisecondes qui suit un impact de charge. En adaptant chacun leur fréquence selon la puissance active fournie, les OST coopèrent de façon à garder la fréquence du réseau constante. Cela entraine un nouvel équilibre des puissances actives, réglable cette fois à l'aide des gains de statisme de chaque OST. Plus un OST a un statisme faible par rapport aux autres, plus il fournit de la puissance active. En fin de réglage primaire, une déviation de fréquence apparaît sur le réseau, dont la valeur dépend du statisme équivalent des N OST.
- Le réglage secondaire, qui intervient dans les secondes qui suivent l'impact de charge. Les puissances de chaque OST convergent vers un nouvel équilibre permettant la réinitialisation de la déviation de fréquence. Cet équilibre peut être identique à celui obtenu après le réglage primaire, et dépend de la valeur des différents gains d'action intégrale de chaque OST. Contrairement au réglage primaire, ce réglage secondaire automatique est innovant par rapport à ce qui est habituellement proposé.

Le second modèle permet quant à lui d'appréhender les phénomènes d'instabilité. En effet, un conflit entre des sources de tension en parallèle dont les consignes de fréquence sont transitoirement différentes peut entraîner une instabilité jusqu'à la rupture du synchronisme du réseau. Les différents éléments impactant cette stabilité ont été précisément étudiés. En amont, avant même de rajouter les réglages primaire et secondaire, il convient de vérifier que les boucles de régulation de tension des différents OST sont robustes. Elles doivent pouvoir permettre une bonne synchronisation des OST quelles que soient les perturbations en courant, ce qui passe notamment par une boucle de courant interne très rapide. Une zone de stabilité peut ensuite être tracée dans un plan (R,X), selon les différents paramètres du réglage de la fréquence. Les impédances étant des paramètres structurels du microréseau, cela peut être difficile ou coûteux de les ajuster pour assurer la stabilité du système. Deux paramètres de réglage peuvent en revanche facilement servir pour la stabilisation : le statisme équivalent et la constante de temps de l'adaptation de fréquence, si cette dernière est réglable. Ces deux éléments peuvent être ajustés pour pouvoir agrandir la zone de stabilité du système, sans contraindre pour autant les équilibres de puissance obtenus après réglages primaire et secondaire.

De ces études de cas stables et instables apparait ainsi une solide connaissance du comportement d'un microréseau avec N OST. Elle permet de dresser un certain nombre de conseils pour le dimensionnement de ce type de microréseau, du choix des différentes sources au réglage de leurs paramètres en fonction de leurs limites dynamiques et statiques, en passant par une procédure permettant de garantir la stabilité du système. Les différents résultats issus de ce chapitre doivent être mis en lien avec ceux du chapitre 3. Il apparaît ainsi un ensemble de conseils de dimensionnement, quel que soit le choix de la topologie, des sources de tension et des sources de courant coopératrices.

Conclusion générale

Bilan des travaux

Comme l'ont montré les travaux de cette thèse, l'étude du lien entre la fréquence et la puissance active est au cœur de l'amélioration de la résilience des microréseaux. Une bonne résilience nécessite en effet de garantir un équilibre constant entre la puissance active demandée par les consommateurs et la puissance active produite par l'ensemble des sources, un équilibre qui passe par le réglage de la fréquence. Ce lien entre la fréquence et la puissance active découle directement du principe fondamental de la dynamique appliqué aux machines électriques tournantes qui créent habituellement le réseau électrique. Sur le réseau principal, l'ensemble des machines synchrones apportent une inertie importante qui s'oppose naturellement aux brusques variations de fréquence suite à des déséquilibres de puissance. La régulation de la vitesse de chacune de ces machines permet ensuite de retrouver un équilibre en puissance active sur l'ensemble du réseau.

Néanmoins, l'intégration croissante de sources d'énergie renouvelables intermittentes non pilotables dans le mix énergétique entraine une diminution globale de l'inertie et une moindre marge de manœuvre pour garantir l'équilibre. Si cette intégration se fait de manière progressive sur le réseau principal, les microréseaux îlotés peuvent rapidement avoir un fort taux d'intégration d'EnR par le simple remplacement d'un groupe thermique. Les travaux de cette thèse ont exposé en détails les différentes problématiques soulevées pour l'entretien du réglage de la fréquence sur ces microréseaux, et apporté un lot d'outils permettant d'étudier ces derniers selon différentes configurations. Plusieurs problèmes exposés au chapitre 1 se distinguent en effet en fonction de la topologie et des sources d'un microréseau.

Le premier problème est relatif au manque d'inertie sur un microréseau créé par un groupe synchrone tournant. Ici, le lien entre les puissances actives et la fréquence du réseau est conservé, mais la multiplication de sources intermittentes connectées au réseau à l'aide de dispositifs d'électronique de puissance implique une faible inertie, et donc des chutes de fréquence importante. Une solution proposée dans la littérature et développée dans ces travaux est de faire coopérer des sources de courant au réglage de la fréquence, à travers trois actions clés : l'ajout d'inertie synthétique, qui permet de freiner la chute de fréquence lors d'un déséquilibre, la participation au réglage primaire par statisme, qui limite l'écart de fréquence obtenu, et la participation au réglage secondaire par action intégrale, qui permet de réinitialiser la fréquence à sa valeur nominale. Dispositifs de stockages, groupes éoliens et groupes photovoltaïques sont ainsi amenés à coopérer au réglage de la fréquence en adaptant leur puissance de consigne en fonction de la fréquence mesurée. Un descriptif détaillé de chaque élément intervenant dans le réglage de la fréquence et un modèle par fonction de transfert liant la fréquence du réseau à la puissance active fournie par la source en question ont été détaillés au chapitre 2. En particulier, plusieurs stratégies permettant à un groupe éolien de modifier sa commande MPPT pour coopérer au réglage de la fréquence ont été exposées. Le cas d'un microréseau créé par un groupe synchrone et aidé par plusieurs

coopérateurs a ensuite été étudié au chapitre 3. Cette étude a permis de mettre en évidence l'effet de chacune des étapes de la coopération au réglage de la fréquence, et d'établir des liens entre chaque paramètre de réglage et le comportement du microréseau. Le Tableau 3.2 établit un récapitulatif de ces liens, tandis que le Tableau 3.15 et le Tableau 3.16 attribuent des rôles conseillés pour chaque potentiel coopérateur en fonction de sa dynamique.

Un second problème se pose lorsque nous souhaitons nous affranchir totalement de groupe synchrone sur un microréseau. Ce dernier est alors créé par un dispositif de stockage allié à un onduleur source de tension, qui n'entretient plus de lien physique entre la fréquence et l'équilibre des puissances actives. Une adaptation de la fréquence en fonction de la puissance fournie par cet OST est donc ajoutée pour à nouveau permettre une coopération entre les sources sur l'ensemble du réseau. Le chapitre 2 présente en détail le fonctionnement de cet OST, de ses régulations en tension et en courant à l'adaptation de fréquence en question. Deux topologies de microréseaux sont ensuite exposées en détail au cours de ces travaux. Une topologie centralisée autour d'un OST est étudiée au chapitre 3. Comme avec le groupe synchrone, cette topologie va reposer sur la coopération de plusieurs sources de courant au réglage de la fréquence. Néanmoins, l'objectif principal n'est plus d'éviter un creux de fréquence trop important, mais de limiter la participation de l'OST à l'équilibre, pour éviter que le dispositif de stockage en amont ne se vide (ou ne se remplisse complètement). Les liens entre le réglage des différents paramètres et le comportement du système sont exposés au Tableau 3.5.

Le chapitre 4 étudie quant à lui un microréseau créé par plusieurs OST en parallèle, qui coopèrent grâce à l'adaptation de fréquence. Cette topologie améliore la résilience du microréseau, mais présente des risques d'instabilité par un potentiel conflit entre les différentes sources de tension connectées en parallèle. Deux modélisations matricielles sont proposées pour prendre en compte l'écoulement de puissance dans toutes les branches du réseau et les fréquences imposées par chaque OST. Le premier modèle facilite la compréhension du comportement du microréseau dans des cas stables, alors que le second permet d'appréhender les limites de stabilité du système. Le Tableau 4.7 récapitule les liens entre les différents paramètres du système et le comportement du microréseau. En plus des paramètres de réglage, les inductances de raccordement de chaque onduleur, qui sont des paramètres structurels, interviennent maintenant dans la répartition des flux de puissances. Le Tableau 4.16 expose quant à lui des conseils d'emplacement et de réglage en fonction du dispositif de stockage utilisé pour un OST. De plus, grâce à l'étude des pôles, les liens entre les différents paramètres du système et le domaine de stabilité du microréseau ont été établis ; en découle une procédure pour s'assurer de la stabilité du système, exposée Figure 4.32.

Ainsi, à l'issue de ces quatre chapitres, les éléments suivants ont été acquis :

- Une compréhension du fonctionnement du réglage de la fréquence, en commençant par ses origines et son utilité sur les grands réseaux classiques, puis par l'influence de l'intégration du renouvelable et de la perte d'inertie, pour finir par une compréhension précise de ses moyens d'application en fonction des différentes topologies de microréseaux. Ce qui passe notamment par la compréhension des différents liens de

cause à effet liant les différentes variables du système (majoritairement la fréquence et les puissances actives).
- Un ensemble d'outils d'analyse modulables et simples d'utilisation. Les modèles sous forme de schéma bloc pour chaque élément permettent de faire apparaître clairement les liens de cause à effet cités ci-dessus, et des blocs peuvent aisément être ajoutés en fonction des particularités d'un microréseau, par exemple pour l'ajout de filtres de mesure.
- Des lois de commande précises pour plusieurs éléments clés (stratégies de coopération pour les groupes éoliens, ensemble des boucles de régulation des onduleurs, réalisation d'une PLL), qui, s'ils n'entrent pas dans les modèles simplifiés présentés, peuvent être réutilisées pour des simulations ou des expérimentations de microréseaux complètes. Le lecteur pourra ainsi réutiliser l'ensemble des éléments présentés ici pour le développement de modèles plus complexes.
- Des propositions de contrôle innovantes, comme le réglage de la constante de temps d'adaptation de fréquence qui permet la stabilisation du système, et le réglage secondaire par action intégrale pour un microréseau avec plusieurs OST en parallèle.
- Un ensemble de conseils et de lois permettant de mieux appréhender le dimensionnement d'un microréseau. Les travaux de cette thèse facilitent ainsi le choix de la topologie et des sources utilisées en fonction du cahier des charges, et permettent d'ajuster les différents paramètres du réglage de la fréquence selon les besoins et les limites dynamiques et statiques des différents éléments.

Les modèles essentiels développés au cours de ces travaux et les différents tableaux et figures évoqués ci-dessus ayant une importance dans le dimensionnement des microréseaux sont listés ci-après.

Perspectives

À l'issue de ces travaux, un certain nombre de perspectives apparaissent, que ce soit pour approfondir les présents travaux, ou pour ouvrir de nouvelles études s'appuyant sur les résultats obtenus. Dans un premier temps apparaissent un certain nombre de points à approfondir :

- Une validation expérimentale du modèle avec N OST en parallèle est la bienvenue. Le développement d'un essai avec deux OST reprenant les mêmes commandes décrites dans ces travaux est prévu au sein du laboratoire LAPLACE. L'objectif est de retrouver le comportement attendu à partir des modèles proposés, en fonction de plusieurs réglages des paramètres de commande, mais aussi de vérifier le domaine de stabilité.
- Une étude précise, avec simulation et expérimentation à l'appui, des différences dans la coopération au réglage de la fréquence entre un groupe éolien avec une MADA et une autre avec une MSAP.
- Une comparaison concrète de plusieurs stratégies possibles pour la coopération au réglage fréquence des groupes photovoltaïques, comme cela a été fait avec les groupes éoliens.

- Le développement d'un outil dimensionnant complet à partir des différentes lois et conseils donnés. Cela peut être un outil permettant de « construire » le microréseau désiré en fonction d'un cahier des charges donné, capable de donner un placement optimal des sources en fonction de leurs limitations et des paramètres structurels, puis d'optimiser les paramètres de réglage. Cela peut également être un outil capable de tracer automatiquement les zones de stabilité du système, et de donner le statisme équivalent et les constantes de temps d'adaptation de fréquence optimaux de façon à stabiliser le microréseau.

Au-delà de ces approfondissements, des utilisations concrètes de ces travaux peuvent ouvrir vers de nouvelles études. Les modèles proposés et les conseils prodigués peuvent être utilisés dans le cas de la mise en place d'un système de distribution réel, ce qui permettra à la fois de valider les travaux et d'améliorer les éléments qui ne s'avèrent pas assez pertinents. Une mise en adéquation avec un microréseau réel, voire un ensemble de microréseaux réels, permettrait d'aboutir à une notice de dimensionnement solide sur la base du réglage de la fréquence.

Ensuite, ces travaux appellent d'autres études sur le dimensionnement des microréseaux et la réalisation des services système, avec un axe différent que celui du lien entre la fréquence et les puissances actives. Par exemple, la réalisation d'une thèse « sœur », sur l'étude du lien entre la tension et les puissances réactives, comparant également l'ensemble des topologies de microréseaux. Ces deux études couplées aboutiraient à une notice plus complète incluant deux services système.

Une réflexion peut également s'ouvrir sur l'utilisation d'un autre moyen de communication que la fréquence pour assurer l'équilibre des puissances actives sur les microréseaux sans inertie. En effet, l'adaptation de fréquence réalisée sur les OST ajoute une perturbation et le souci du maintien de la fréquence proche de sa valeur nominale. Pouvoir utiliser un autre moyen de communication automatique fiable, qui ne nécessite pas l'ajout d'un réseau de communication externe, pourrait être une grande avancée dans la gestion de l'équilibre des puissances.

Liste des principaux modèles

Figure 2.4. Modèle générique d'un groupe synchrone **54**
Figure 2.13. Modèle schéma bloc Puissance-Fréquence d'un OST **68**
Figure 2.16. Modèle schéma bloc fréquence-puissance d'un OSC **72**
Figure 2.25. Modèle puissance-fréquence simple d'un groupe éolien **84**
Figure 2.26. Modèle du groupe éolien avec la stratégie 2 **85**
Figure 2.27. Modèle du groupe éolien avec la stratégie 1 **85**
Figure 2.32. Modèle puissance fréquence d'un panneau PV **90**
Figure 3.1. Modèle générique d'un microréseau avec 1 maître **96**
Figure 4.2. Modèle d'un microréseau avec N sources de tensions en parallèle **142**
Figure 4.5. Modèle « complet » d'un microréseau avec N sources de tension **146**

Liste des tableaux et figures ayant une importance pour le dimensionnement d'un microréseau

Tableau 3.2. Récapitulatif des effets de la participation au réglage de la fréquence de la source coopératrice **105**
Tableau 3.5. Récapitulatif des effets de la participation au réglage de la fréquence de la SC associée à un OST **114**
Tableau 3.14. Comparaison entre un groupe diesel et un OST **129**
Tableau 3.16. Fonctionnalités conseillées pour les différents moyens de stockage **133**
Tableau 3.15. Fonctionnalités conseillées pour les différentes sources EnR intermittentes **133**
Tableau 4.7. Récapitulatif des effets des différents paramètres de réglage ou structurels sur le comportement du microréseau avec N OST **159**
Tableau 4.10. Effets des différents paramètres du microréseau sur le domaine de stabilité **170**
Tableau 4.15. Avantages et inconvénients entre une configuration à 1 et à N maître(s) **175**
Figure 4.32. Procédure de base pour garantir la stabilité du système **179**
Tableau 4.16. Placement de l'OST et réglage des paramètres en fonction des différents moyens de stockage **181**

Annexes

Annexe 1. Écriture en « per unit » 190

Annexe 2. Transformations d,q 191

Annexe 3. Mesure de la fréquence par PLL 193

Annexe 4. Modèle de référence du groupe synchrone 194

Annexe 5. Modèles de référence des onduleurs source de tension et source de courant 197

Annexe 6. Modèle de référence du groupe éolien 200

Annexe 7. Écoulement de puissance 206

Annexe 8. Coefficients des fonctions de transfert avec N OST 207

Annexe 9. Modèle de référence d'un microréseau avec 3 OST 210

Annexe 1. Écriture en « per unit »

L'écriture en « per unit » (pu), permet d'exprimer une grandeur physique relativement par rapport à une grandeur nominale. Elle est très utilisée dans la modélisation de réseau électrique, pour permettre des études relatives par rapport aux tensions, puissance et fréquence nominales :

V_n : Tension(s) nominale(s). Il peut en exister plusieurs pour un même réseau, correspondant à la tension nominale de chaque source de tension et à la tension nominale de distribution. Dans ces travaux, par souci de simplification, une seule tension nominale est fixée pour chaque micro-réseau étudié.

S_n : Puissance apparente nominale. Identique sur l'ensemble du réseau étudié.

$Z_n = \frac{3V_n^2}{S_n}$: Impédance nominale.

f_0 : Fréquence nominale. Identique sur l'ensemble du réseau étudié.

Ω_0 : Vitesse de rotation nominale d'un groupe tournant. Cette grandeur nominale est plus anecdotique, et permet dans ces travaux de définir la constante d'inertie H des différents groupes synchrones.

Le tableau ci-dessous résume la conversion à effectuer pour passer des valeurs en pu aux valeurs en unité SI, pour les différentes grandeurs physiques utilisées au cours de ces travaux. La majorité de ces grandeurs sont adimensionnelles une fois exprimées en pu, mais certaines ont toujours une dimension, précisée dans la colonne « homogénéité ».

	Conversion pu / SI	**Homogénéité**
Tension	$V_{pu} = \frac{V}{V_n}$	/
Puissance	$P_{pu} = \frac{P}{S_n}$	/
Fréquence	$f_{pu} = \frac{f}{f_0}$	/
Inertie	$H = \frac{\frac{1}{2}J\Omega_0^2}{S_n}$	Temps (s)
Réactance	$X_{pu} = \frac{X}{Z_n}$	/
Résistance	$R_{pu} = \frac{R}{Z_n}$	/
Statisme	$s_{pu} = \frac{S_n}{f_0}s$	/
Inertie synthétique	$H_{spu} = \frac{f_0}{S_n}H_s$	Temps (s)
Gain intégral	$K_{i_{pu}} = \frac{f_0}{S_n}K_i$	$Temps^{-1}$ (s^{-1})

Annexe 2. Transformations d,q

La transformation d,q,o est très utilisée en électrotechnique pour passer d'un système triphasé à un système diphasé dans un repère tournant. Le système étudié étant supposé équilibré, seul les composantes d,q sont considérées. Le principe est d'exprimer une grandeur de phase v_{abc} dans un repère d,q qui suit un angle de référence θ donné. Le passage d'un repère à un autre se fait avec la transformation suivante :

$$\begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} = \frac{2}{3}.\begin{pmatrix} \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix}$$

Et inversement :

$$\begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix}$$

Au cours de ces travaux de thèse, plusieurs référentiels d,q différents sont utilisés selon les modèles.

• Référentiel d,q des machines tournantes

Pour les génératrices du groupe thermique ou du groupe éolien, les conventions du logiciel de simulation PLECS sont utilisées. Le référentiel suit l'angle électrique du rotor $\theta_e = n_p \int \Omega_m dt$, avec n_p le nombre de paires de pôles de la machine et Ω_m la vitesse de rotation du rotor.

Dans les conventions de PLECS, l'axe q est calé sur l'angle θ_e, tandis que l'axe d est en quadrature de phase avec ce dernier. De ce fait, avec les transformations données ci-dessus, l'angle de référence utilisé est $\theta_e + \frac{\pi}{2}$.

• Référentiel d,q global d'un réseau à N sources de tension

Ce référentiel prend pour angle de référence θ_0, qui correspond à l'intégrale de la fréquence nominale du réseau, à un facteur 2π près :

$$\theta_0 = 2\pi \int f_0 dt = 2\pi f_0 t$$

Le repère dq défini par cet angle est un repère commun à l'ensemble du réseau, pratique pour exprimer dans un seul et même référentiel les différentes grandeurs créées par N onduleurs source de tension (OST) ayant des fréquences de référence transitoires potentiellement différentes.

Dans ce repère dq, la tension en sortie d'une source de tension k ayant pour phase $\theta_0 + \alpha_k$ s'exprime comme suit :

$$\begin{cases} v_{d_k/\theta_0} = \hat{V} \cdot \cos(\alpha_k) \\ v_{q_k/\theta_0} = \hat{V} \cdot \sin(\alpha_k) \end{cases}$$

- **Référentiel d,q local de commande d'un OST k**

Ce référentiel prend pour angle de référence θ_k, qui correspond à la phase de la tension créée par un OST k. Il s'agit de l'angle de référence permettant de réaliser la commande vectorielle de ce dernier. L'angle θ_k est défini comme l'intégrale de la fréquence de référence $(f_0 + df_k)$ de l'onduleur :

$$\begin{cases} \theta_k = \theta_0 + \alpha_k \\ \alpha_k = \int df_k dt \end{cases}$$

Dans le cas d'un microréseau avec N OST coopérant au réglage fréquence, N repères locaux sont ainsi définis pour assurer la commande de chaque onduleur. Dans un repère dq d'angle θ_k, la tension de référence d'un OST k s'exprime selon :

$$v_{d_k/\theta_k} = \hat{V}$$

$$v_{q_k/\theta_k} = 0$$

- **Changement de repère**

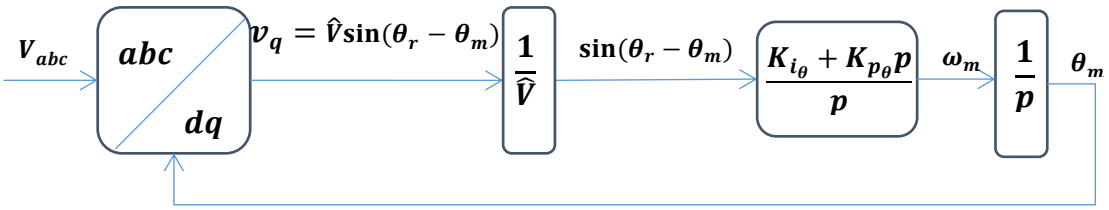
Pour passer du référentiel suivant θ_0 à celui suivant θ_k et inversement, les transformations suivantes sont appliquées :

$$\begin{cases} \begin{pmatrix} v_{d_k/\theta_0} \\ v_{q_{k/\theta_0}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\alpha_k) & -\sin(\alpha_k) \\ \sin(\alpha_k) & \cos(\alpha_k) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_{d_k/\theta_k} \\ v_{q_{k/\theta_k}} \end{pmatrix} \\ \begin{pmatrix} v_{d_k/\theta_k} \\ v_{q_{k/\theta_k}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\alpha_k) & \sin(\alpha_k) \\ -\sin(\alpha_k) & \cos(\alpha_k) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_{d_k/\theta_0} \\ v_{q_{k/\theta_0}} \end{pmatrix} \end{cases}$$

Annexe 3. Mesure de la fréquence par PLL

Les sources de courant coopératrices doivent pouvoir modifier la puissance fournie en fonction de la fréquence de la tension à leurs bornes. Cette fréquence doit donc être mesurée.

La mesure de fréquence passe par la mesure de la phase de la tension aux bornes de la source considérée. Cette dernière est mesurée à l'aide d'une boucle à phase asservie – ou phase locked-loop (PLL) : l'angle mesuré θ_m suit une consigne correspondant à l'angle réel θ_r. Le principe de la PLL est résumé ci-dessous.



Principe de la PLL

La mesure repose sur le fait que $\theta_m$reste proche de θ_r pour les variations de fréquence étudiées. Typiquement, $|\theta_r - \theta_m| \leq \frac{\pi}{10} rad$. Ainsi $\sin(\theta_r - \theta_m) \approx \theta_r - \theta_m$; le sinus est une bonne image de l'erreur entre les deux angles.

En somme, la régulation peut se résumer ainsi :

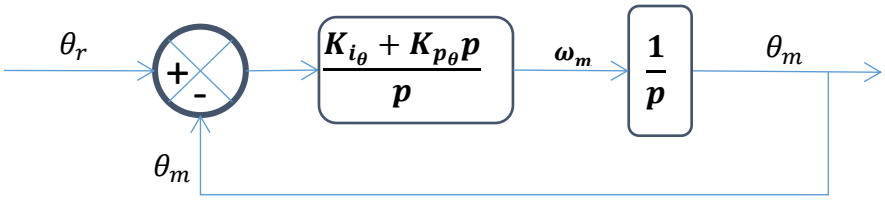


Schéma simplifié de la PLL

La sortie du contrôleur PI est la dérivée de $\theta_m$et représente donc la pulsation $\omega_m = 2\pi f_m$ associée. La PLL permet donc de fournir à la fois une mesure de l'angle θ_m et de la fréquence f_m. La relation entre f_m et f_r est donc la même que celle entre θ_m et θ_r et est donnée ci-dessous.

$$\frac{f_m}{f_r} = \frac{\theta_m}{\theta_r} = \frac{1 + \frac{K_{p_\theta}}{K_{i_\theta}} p}{1 + \frac{K_{p_\theta}}{K_{i_\theta}} p + \frac{p^2}{K_{i_\theta}}}$$

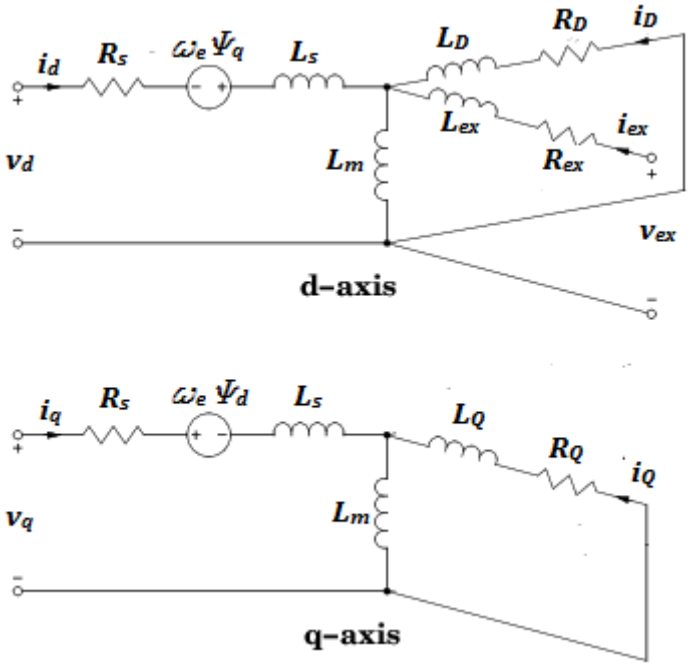
Cette mesure est de l'ordre de la ms ou de 10 ms pour assurer le suivi correct de la phase réelle θ_r. Elle peut donc a priori être négligée dans l'étude du comportement fréquentiel du réseau. Toutefois, une mauvaise PLL (trop rapide ou trop lente), se reporte sur le comportement de la source de courant, et peut donc troubler le réglage fréquence. Dans la pratique, il faut donc accorder beaucoup d'importance à la finesse de la mesure de la PLL.

Annexe 4. Modèle de référence du groupe synchrone

Le modèle de référence du groupe synchrone comprend une partie électrique en plus de la partie mécanique présente dans le modèle simplifié. La partie électrique du groupe synchrone est constituée du circuit électrique de la machine synchrone et de l'excitatrice. Cette partie électrique permet d'ajuster la valeur efficace de la tension fournie.

• La Machine Synchrone

De nombreux travaux permettent de modéliser en détail les machines synchrones [CHA89] . La machine synchrone étudiée dans ces travaux est une machine bobinée à pôle lisse. Dans le cadre de cette thèse, il est pertinent d'étudier les modèles employés par les logiciels de simulation utilisés. Les simulations du comportement du réseau sont réalisées d'une part sous SIMULINK (modèle mathématique), et d'autre part sous PLECS (modélisation circuit). Ce dernier présente déjà un modèle de machine synchrone, représentée par le circuit électrique suivant :



Modèle Machine Synchrone - [PLE18]

Les grandeurs électriques sont exprimées dans un référentiel dq lié à la vitesse du rotor Ω_m (référentiel tournant à la pulsation électrique $\omega_e = n_p \Omega_m$, avec n_p le nombre de paires de pôles de la machine). Ainsi, v_d, v_q et i_d, i_q représentent respectivement les tensions aux bornes du stator et les courant en sortie du stator. i_D et i_Q représentent les courants des bobinages amortisseurs et i_{ex} et v_{ex} le courant et la tension d'excitation. Les différents paramètres de la machine sont les suivants :

R_s, R_{ex}, R_D, R_Q : résistances statorique, rotorique et des bobinages amortisseurs.

L_s, L_{ex}, L_D, L_Q : inductances de fuite du stator, du rotor et du circuit des bobinages amortisseurs.

L_m : inductance magnétisante

Ψ_d et Ψ_q représentent les flux statoriques :

$$\begin{cases} \Psi_d = L_s \cdot i_d + L_m \cdot (i_d + i_{ex} + i_D) \\ \Psi_q = L_s \cdot i_q + L_m \cdot (i_q + i_Q) \end{cases}$$

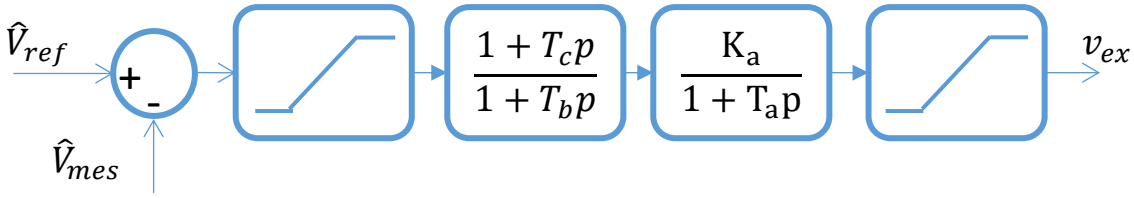
Le couple électrique C_e est calculé à partir des flux et des courants :

$$C_e = \frac{3}{2} n_p \cdot (i_q \cdot \Psi_d - i_d \cdot \Psi_q)$$

• Excitation de la machine

Le système d'excitation se compose de l'excitatrice à proprement parler, qui alimente la bobine rotorique de la machine synchrone, et du contrôle de cette excitatrice. Plusieurs technologies d'excitation existent : avec une machine annexe, par auto-excitation à l'aide d'un redresseur… [KUN94] , [IEE16] .

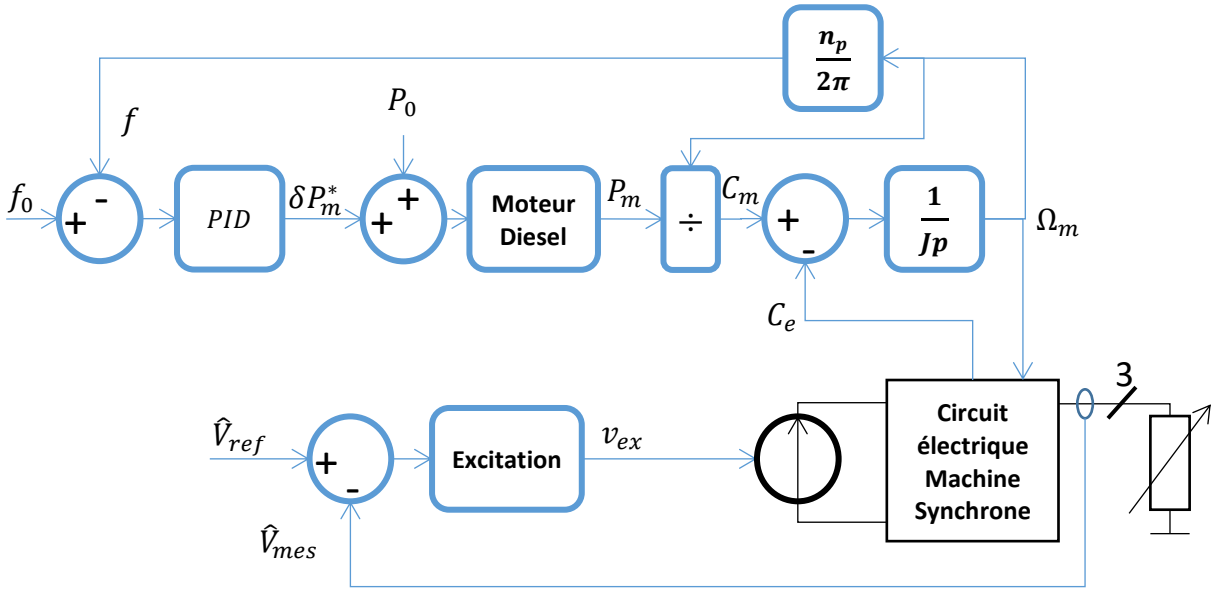
Pour cette étude, un modèle d'excitation avec redresseur à thyristors est proposé :



Modèle du circuit d'excitation [IEE16]

• Modèle de référence

Le modèle est présenté ci-dessous. Les blocs en bleu sont des blocs mathématiques, pouvant être modélisé sous Simulink. Les blocs en noir sont des modèles de circuits électriques, nécessitant le logiciel PLECS pour être modélisés. La modélisation détaillée de la partie mécanique (régulation de vitesse) est présentée à la section II du chapitre 2.



Modèle de référence du groupe synchrone

Les différents paramètres utilisés pour la simulation sont listés dans les tableaux ci-dessous.

Paramètres de la machine synchrone

Tension nominale V_n	230 V
Puissance nominale S_n	100 kVA
Paire de pôles n_p	2
Résistance statorique R_s	2,6 mΩ
Résistance rotorique R_{ex}	0,5 mΩ
Résistances d'amortissement $R_D = R_Q$	1 Ω
Inductance magnétisante L_m	970 mΩ
Inductance de fuite statorique L_s	88 mΩ
Inductance de fuite rotorique L_{ex}	88 mΩ
Inductance d'amortissement	1 Ω

Paramètres du circuit d'excitation [IEE16]

Gain K_a	200
Constante de temps T_a	0,015 s
Constante de temps T_b	10 s
Constante de temps T_c	1 s

Paramètres mécaniques : moteur diesel et inertie du groupe

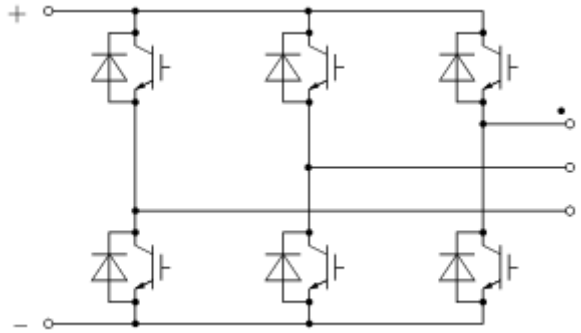
Constante d'inertie *H* du groupe	3 s
Constante de temps de l'actionneur τ_a	0,2 s
Retard du moteur τ_m	0,1 s

Paramètres de la régulation de vitesse

Gain de statisme s_t	5 %
Gain intégral (réglage secondaire) K_{it}	0,2 s^{-1}
Inertie synthétique H_{st}	0 s

Annexe 5. Modèles de référence des onduleurs source de tension et source de courant

L'onduleur utilisé dans le modèle de référence est un onduleur triphasé à IGBT et diodes, disponible dans la bibliothèque du logiciel de simulation PLECS :



Onduleur triphasé étudié

Le contrôleur MLI est également intégré sous PLECS. Il permet de contrôler les IGBT de façon à ce que l'onduleur fournisse une tension triphasée dont le fondamental correspond à celui demandé. En entrée de l'onduleur est connectée une source de tension continue idéale, représentant un hypothétique moyen de stockage. L'onduleur est ensuite connecté à un filtre de sortie : filtre LC dans le cas d'une source de tension, et purement inductif dans le cas d'une source de courant.

Les paramètres de l'onduleur utilisé pour la simulation de l'OST et de l'OSC sont donnés dans le tableau ci-dessous.

Paramètres de l'onduleur utilisé pour les simulations

Puissance nominale S_n	100 kVA
Tension bus continu V_{dc}	1000 V
Tension nominale du réseau V_n	230 V
Fréquence de découpage MLI f_{dec}	50 kHz

Onduleur-Source de tension (OST)

Le modèle de référence de l'onduleur source de tension est présenté ci-dessous, tel qu'il est construit sous PLECS, avec des connecteurs et des mesures en moins dans un souci de lisibilité. Le réglage fréquence ainsi que les contrôles en tension et en courant sont présentés à la section III.B.1 du chapitre 2.

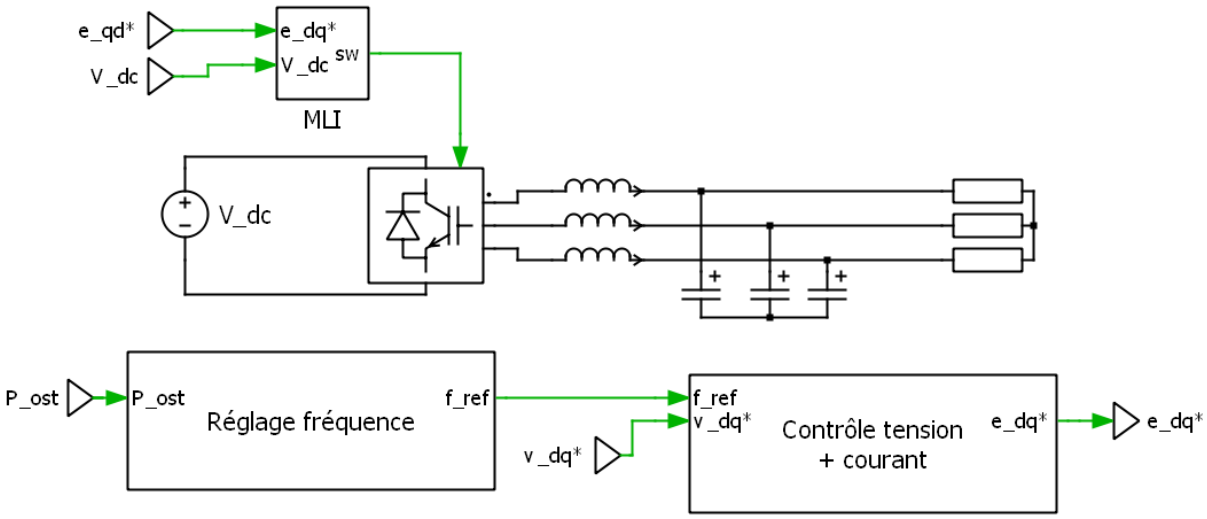


Schéma épuré du modèle de référence de l'onduleur-source de tension

Les paramètres utilisés pour la simulation sont listés ci-après.

Paramètres de l'adaptation de fréquence de l'OST

Gain de « statisme » s_{ost} (%)	5
Constante de temps τ_f (ms)	50
Gain intégral $K_{i_{ost}}$	0

Paramètres du filtre de sortie

Condensateur de filtrage C_f	70 µF
Inductance de filtrage L_f	1 mH
Fréquence de coupure du filtre de sortie f_c	602 Hz

Paramètres des contrôles tension et courant

Gain proportionnel boucle de courant $\boldsymbol{K_{p_{id}} = K_{p_{iq}}}$	7,89 Ω
Gain intégral boucle de courant $\boldsymbol{K_{i_{id}} = K_{i_{iq}}}$	39,4 kΩ.s^{-1}
Bande passante boucle de courant $\boldsymbol{\omega_{n_i}}$	6280 rad.s^{-1}
Gain proportionnel de la boucle de tension $\boldsymbol{K_{p_{vd}} = K_{p_{vq}}}$	4,97 mS
Gain intégral de la boucle de tension $\boldsymbol{K_{i_{vd}} = K_{i_{vq}}}$	220 mS.s^{-1}
Bande passante boucle de tension $\boldsymbol{\omega_{n_v}}$	56 rad.s^{-1}

Onduleur-Source de courant (OSC)

Le modèle de référence de l'onduleur source de courant est présenté ci-dessous. La mesure par PLL est présentée à l'annexe 3, et la coopération au réglage de la fréquence ainsi que le contrôle courant à la section III.B.2 du chapitre 2.

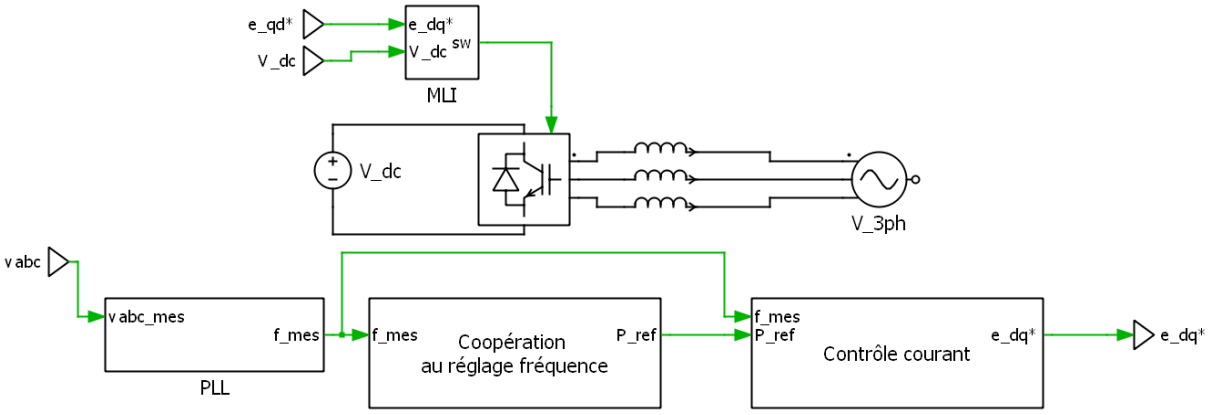


Schéma épuré du modèle de référence de l'onduleur-source de courant

Les différents paramètres du modèle utilisés pour la simulation sont donnés ci-après.

Paramètres de l'adaptation de fréquence de l'OST

Gain de « statisme » s_c (%)	5
Inertie synthétique H_{s_c} (s)	0,01
Constante de temps dérivée τ_d (ms)	1
Gain intégral $K_{i_c}(s^{-1})$	1

Paramètres du filtre et de la boucle de courant

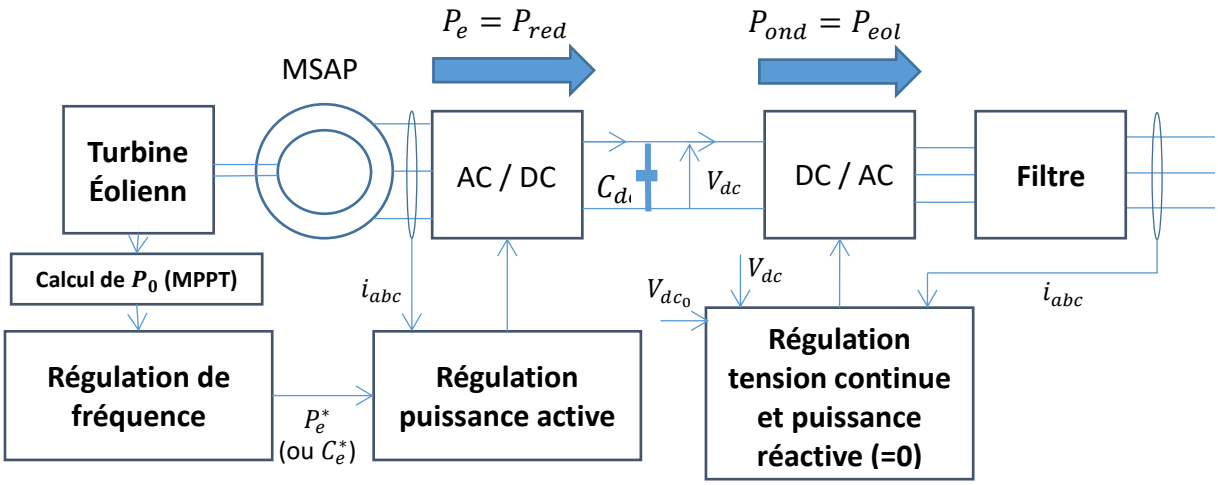
Inductance de filtrage L_f	1 mH
Gain proportionnel boucle de courant $\boldsymbol{K_{p_{id}} = K_{p_{iq}}}$	7,89 Ω
Gain intégral boucle de courant $\boldsymbol{K_{i_{id}} = K_{i_{iq}}}$	39,4 kΩ.s^{-1}
Bande passante de la boucle de courant $\boldsymbol{\omega_{n_i}}$	6280 rad.s^{-1}

Paramètres de la PLL

Gain proportionnel de la PLL $\boldsymbol{K_{p_\theta}}$	1 200 s^{-1}
Gain intégral de la PLL $\boldsymbol{K_{i_\theta}}$	360 000 s^{-2}
Bande passante de la PLL	600 rad.s^{-1}

Annexe 6. Modèle de référence du groupe éolien

Le schéma de fonctionnement de l'éolienne avec MSAP (seule type d'éolienne modélisée avec PLECS) est rappelé ci-contre.



Beaucoup d'éléments ont déjà été modélisés à la section IV.A du chapitre 2, et les stratégies de régulation de fréquence ont été largement discutées. Cette annexe présente les éléments du modèle de référence n'apparaissant pas dans le chapitre 2 : calcul détaillé du coefficient de puissance, modèle électrique de la MSAP, modèles moyens du redresseur et de l'onduleur et la commande du redresseur.

• Coefficient de puissance

Le modèle mécanique de la turbine éolienne est présenté à la Figure 2.20 du chapitre 2. Beaucoup de travaux proposent des expressions mathématiques du coefficient de puissance. L'expression ci-dessous, extraite de [KIM15] a été retenue pour ces travaux.

$$C_p = 0.73\left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2\right)e^{-18.4/\lambda_i}$$

$$\lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda - 0.02\beta} + \frac{0.003}{\beta^3 + 1}\right)^{-1}.$$

λ est la vitesse réduite et β l'angle de calage.

• Vent

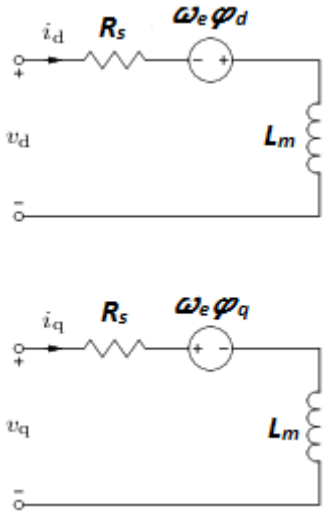
La vitesse du vent influe sur la puissance qui peut être extraite du groupe éolien. Pour des cas de simulation hypothétique, elle peut être fixée à une valeur v_v constante. Pour une simulation à vent variable, la vitesse suivante est utilisée :

$$v_v(t) = v_{v_0} + 1{,}25\sin\left(\frac{2\pi}{T_{vent}}t\right) - 0{,}5\sin\left(\frac{6\pi}{T_{vent}}t\right) + \sin\left(\frac{10\pi}{T_{vent}}t\right) - 1{,}25\sin\left(\frac{20\pi}{T_{vent}}t\right) + 1{,}5\sin\left(\frac{60\pi}{T_{vent}}t\right) - 1{,}5\sin\left(\frac{100\pi}{T_{vent}}t\right) + \sin\left(\frac{200\pi}{T_{vent}}t\right)$$

v_{v_0} désigne la valeur moyenne du vent et T_{vent} la période désirée pour la turbulence.

• Machine Synchrone à aimant permanent

Le modèle électrique utilisé est celui intégré sous PLECS. Il est écrit dans un référentiel d,q tournant à la pulsation du rotor. La figure ci-dessous représente les circuits en question :



Modèle MSAP PLECS

Avec :

i_d, i_q : courants statoriques
v_d, v_q : tensions aux bornes du stator
$\omega_e = n_p\Omega_m$: pulsation électrique liée au rotor
Ω_m : vitesse de rotation du rotor
n_p : nombre de paires de pôles de la machine
R_s : résistance statorique
L_m : inductance propre

Les flux statoriques s'expriment selon les équations suivantes :

$$\begin{cases} \phi_q = L_q \cdot i_q \\ \phi_d = L_d \cdot i_d + \phi_m \end{cases}$$

ϕ_m représente le flux rotorique dû aux aimants permanents. Le couple électrique freinant la rotation de la turbine s'exprime selon :

$$C_e = \frac{3}{2} n_p \cdot (\phi_d \cdot i_q - \phi_q \cdot i_d) = \frac{3}{2} n_p \cdot \phi_m \cdot i_q$$

Le redresseur raccordé à la MSAP permet d'ajuster le couple électrique par le contrôle du courant i_q.

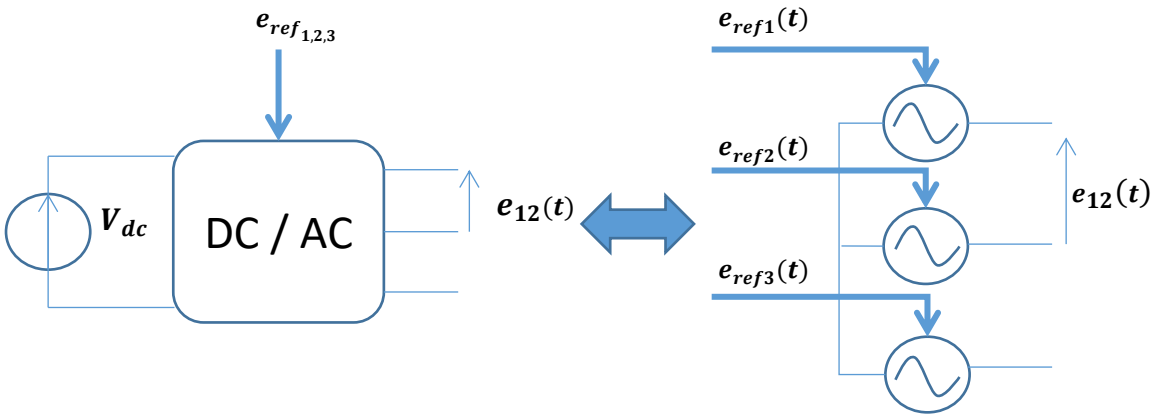
• Mesure de fréquence

Comme pour l'onduleur source de courant, la coopération de l'éolienne au réglage fréquence nécessite une mesure de la fréquence. Cette dernière est réalisée à l'aide d'une PLL, comme présentée en annexe 3.

• Onduleur et redresseur : modèle moyen et contrôles

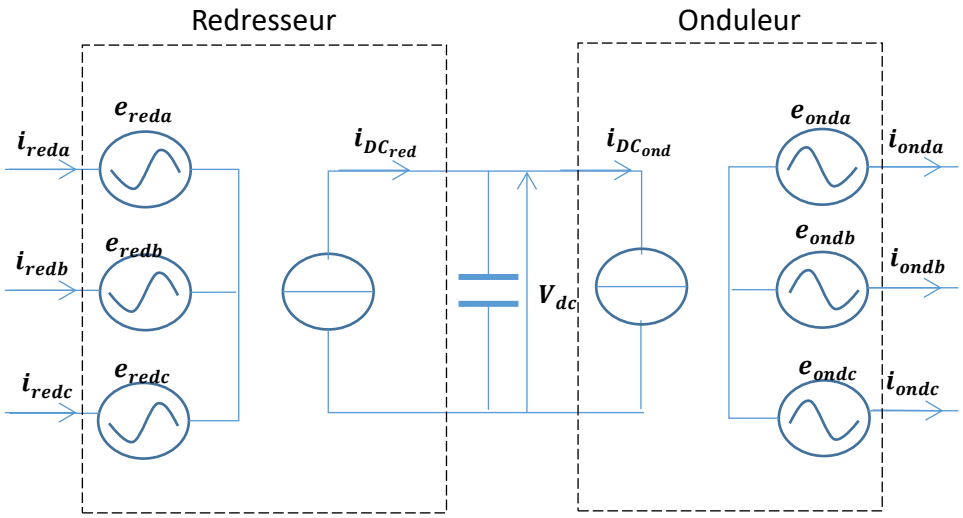
➔ Modèle moyen

Pour accélérer les simulations du groupe éolien réalisées avec PLECS, le redresseur et l'onduleur ne sont pas modélisés entièrement, contrairement aux onduleurs source de tension et source de courant. Un modèle moyen est donc proposé, sous forme de source triphasée délivrant directement la tension de référence e_{ref} souhaitée, sans passer par une MLI.



Modélisation des tensions de sortie/d'entrée de l'onduleur/redresseur

Pour modéliser la connexion avec le bus continu, le modèle ci-dessus est complété avec des sources de courant idéales. Le modèle moyen complet intégrant les deux convertisseurs et le bus DC est présenté ci-contre.



Modèle moyen du redresseur et de l'onduleur

Les courants $i_{DC_{red}}$ et $i_{DC_{ond}}$ sont calculés de façon à respecter la conservation de puissance en entrée et en sortie du redresseur et de l'onduleur (les pertes par commutation et conduction sont négligées) :

$$i_{DC_{red}} = \frac{e_{red_a} \cdot i_{red_a} + e_{red_b} \cdot i_{red_b} + e_{red_c} \cdot i_{red_c}}{V_{dc}}$$

$$i_{DC_{ond}} = \frac{e_{ond_a} \cdot i_{ond_a} + e_{ond_b} \cdot i_{ond_b} + e_{ond_c} \cdot i_{ond_c}}{V_{dc}}$$

L'utilisation de ce modèle permet d'accélérer grandement le temps de calcul (plusieurs minutes de simulation deviennent plusieurs secondes).

➔ Contrôle redresseur (couple)

Le redresseur est contrôlé de façon à réguler le couple électromagnétique de la MSAP, afin d'envoyer la puissance active désirée au bus DC :

$$C_e^* = \frac{P_e^*}{\Omega_m}$$

Cette régulation se fait par l'intermédiaire des courants d'entrée i_d, i_q avec :

$$\begin{cases} i_q^* = \frac{2C_e^*}{3n_p \cdot \phi_m} \\ i_d^* = 0 \end{cases}$$

En convention générateur, les équations de la MSAP deviennent :

$$L_m \cdot \frac{di_d}{dt} = -e_d - R_s \cdot i_d + \omega_e L_m \cdot i_q$$

$$L_m \cdot \frac{di_q}{dt} = -e_q - R_s \cdot i_q - \omega_e L_m \cdot i_d + \omega_e \cdot \phi'_m$$

e_d et e_q représentent le système de tension triphasée en sortie de la MSAP, et donc en entrée du redresseur, et sont donc les grandeurs de contrôle. Les tensions de référence sont données par les équations ci-dessous :

$$\begin{cases} e_d^* = -PI(p) \cdot (i_d^* - i_d) + \omega_e L_m \cdot i_q - R_s \cdot i_d \\ e_q^* = -PI(p) \cdot \left(i_q^* - i_q\right) - \omega_e L_m \cdot i_d + \omega_e \phi_m - R_s \cdot i_q \end{cases}$$

$$\text{Avec } PI(p) = K_{p_i} + \frac{K_{i_i}}{p}$$

La fonction de transfert suivante est obtenue :

$$\frac{i_d}{i_d^*} = \frac{i_q}{i_q^*} = \frac{C_e}{C_e^*} = \frac{1 + \frac{K_{p_i}}{K_{i_i}} p}{1 + \frac{K_{p_i}}{K_{i_i}} p + \frac{L_m}{K_{i_i}} p^2}$$

Le contrôle de l'onduleur est détaillé à la section IV.A.4 du chapitre 2.

• Paramètres de simulation

Les paramètres utilisés pour la simulation de la section IV.A.6.a du chapitre 2 (validation du modèle) sont données ci-dessous. La simulation du paragraphe suivant permettant la comparaison entre deux stratégies de régulation de fréquence utilise les mêmes paramètres pour les deux éoliennes, mais avec le vent turbulent présenté ci-dessus.

Paramètres de l'adaptation de fréquence de l'OST

Gain de « statisme » s_{eol} (%)	10
Inertie synthétique $H_{s_{eol}}$ (s)	0,06
Constante de temps dérivée τ_d (ms)	1
Gain intégral $K_{i_{eol}}(s^{-1})$	0

Vent et filtrage (stratégie 2)

Vitesse moyenne du vent v_{v_0}	12 m/s
Période de la perturbation T_{vent}	50 s
Filtre du vent τ_{v_f}	16 s
Gain de commande K_v	1 154 kg.m^5

Bus DC

Tension nominale V_{dc_0}	5000 V
Condensateur C_{dc}	53 mF

Paramètres de la PLL

Gain proportionnel de la PLL $\boldsymbol{K_{p_\theta}}$	1200 s^{-1}
Gain intégral de la PLL $\boldsymbol{K_{i_\theta}}$	360000 s^{-2}
Bande passante de la PLL	600 rad.s^{-1}

Paramètres mécaniques éolienne

Masse volumique de l'air ρ	1,184 kg.m^{-3}
Longueur des pâles r	37,5 m
Surface décrite par les pâles S	4418 m^2
Inertie de la turbine	6,2·10^6 kg.m²
Coefficient de puissance maximal $C_{p_{opt}}$	0,4412 SI

Paramètres de la MSAP

Puissance nominale	2 MW
Tension nominale	1000 V
Inertie	174 kg.m²
Nombre de paires de pôles n_p	32
Vitesse de rotation nominale	13 rad.s^{-1}
Résistance statorique R_s	0,08 $m\Omega$
Inductance statorique L_m	3 mH
Flux permanent ϕ_m	18,6 Wb

Paramètres du contrôle du couple (redresseur)

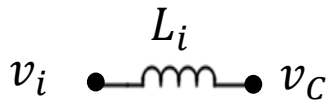
Bande passante ω_n	600 rad.s^{-1}
Gain proportionnel K_{pc}	1,8 Ω
Gain intégral K_{ic}	1080 $\Omega . s^{-1}$

Paramètres du contrôle tension (onduleur)

Inductance de sortie onduleur L_{fond}	1 mH
Bande passante boucle de courant	4243 rad.s^{-1}
Bande passante boucle de tension	6 rad.s^{-1}
Gain de commande $G_{v_{dc}}$	0,159 S
Gain proportionnel K_{pvdc}	0,159 S
Gain intégral K_{ivdc}	0,954 $S . s^{-1}$

Annexe 7. Écoulement de puissance

On considère les nœuds i et c dans un réseau quelconque, tels que les deux nœuds sont séparés par une inductance L_i comme suit :



Les tensions v_i et v_c sont données par :

$$v_i(t) = \sqrt{2}V_i \cdot \sin(\omega_0 t + \alpha_i)$$

$$v_c(t) = \sqrt{2}V_c \cdot \sin(\omega_0 t + \alpha_c)$$

Le courant i_{Li} circulant dans la bobine L_i est donné par :

$$i_{L_i}(t) = \frac{1}{L_i} \cdot \int_{-\infty}^{t} (v_i(u) - v_c(u))du = \frac{\sqrt{2}}{\omega_0 L_i} \cdot (V_c \cdot \cos(\omega_0 t + \alpha_c) - V_i \cdot \cos(\omega_0 t + \alpha_i))$$

La puissance instantanée p(t) transmise du nœud i vers le nœud c s'écrit donc :

$$p(t) = 3v_i \cdot i_{L_i} = \frac{6}{\omega_0 L_i} \cdot (\, V_c V_i \sin(\omega_0 t + \alpha_i) \cdot \cos(\omega_0 t + \alpha_c) - V_i^2 \sin(\omega_0 t + \alpha_i) \cdot \cos(\omega_0 t + \alpha_i)\,)$$

$$p(t) = \frac{3}{\omega_0 L_i} \cdot (\; V_c V_i \cdot (\sin(2\omega_0 t + \alpha_i + \alpha_c) + \sin(\alpha_i - \alpha_c)) - V_i^2 \cdot \sin(2\omega_0 t + 2\alpha_i)\,)$$

La puissance active P peut ainsi être déduite, étant la moyenne de la puissance instantanée :

$$P = \frac{3V_c V_i}{\omega_0 L_i} \cdot \sin(\alpha_i - \alpha_c)$$

Cette formule est très utilisée pour l'étude de la répartition des puissances dans un réseau électrique. Sa validité repose néanmoins sur l'hypothèse de déphasage α_c et α_i constants.

Annexe 8. Coefficients des fonctions de transfert avec N OST

Pour un microréseau avec 3 OST capables d'ajuster leur fréquence en parallèle, sans action secondaire, les fonctions de transfert liant la fréquence de référence et la puissance active fournie de l'OST k sont données ci-après :

$$\begin{cases} \dfrac{\delta f_k}{P_{ch}} = -\dfrac{s_{eq}\prod_{j\neq k}(1+\dfrac{X_{r_j}}{Gs_j}p+\dfrac{X_{r_j}\tau_{f_j}}{Gs_j}p^2)}{1+d_1p+d_2p^2+d_3p^3+d_4p^4+d_5p^5} \\ \dfrac{P_{st_k}}{P_{ch}} = \dfrac{k_{s_k}(1+\tau_{f_k}p)\prod_{j\neq k}(1+\dfrac{X_{r_j}}{Gs_j}p+\dfrac{X_{r_j}\tau_{f_j}}{Gs_j}p^2)}{1+d_1p+d_2p^2+d_3p^3+d_4p^4+d_5p^5} \end{cases}$$

En notant :

$$\frac{1}{s_{eq}} = \frac{1}{s_1}+\frac{1}{s_2}+\frac{1}{s_3}$$

$$\frac{1}{X_{eq}} = \frac{1}{X_{r_1}}+\frac{1}{X_{r_2}}+\frac{1}{X_{r_3}}$$

$$k_{s_k} = \frac{s_{eq}}{s_k}$$

$$G = 3\pi\hat{V}^2$$

Les coefficients du dénominateur sont donnés ci-dessous, en posant $X_k = X_{r_k}$ et $\tau_k = \tau_{f_k}$ pour alléger la lecture.

$$d_1 = k_{s_1}\tau_1 + k_{s_2}\tau_2 + k_{s_3}\tau_3 + s_{eq}\frac{s_1(X_2+X_3)+s_2(X_1+X_3)+s_3(X_1+X_2)}{Gs_1s_2s_3}$$

$$d_2 = \frac{s_{eq}}{Gs_1s_2s_3}\left(\frac{X_1X_2X_3}{G\,X_{eq}} + s_1(X_2+X_3)(\tau_2+\tau_3) + s_2(X_1+X_3)(\tau_1+\tau_3) + s_3(X_1+X_2)(\tau_{f_1}+\tau_2)\right)$$

$$d_3 = \frac{s_{eq}}{Gs_1s_2s_3}\left(\frac{X_1X_2X_3(\tau_1+\tau_2+\tau_3)}{G\,X_{eq}} + s_1(X_2+X_3)\tau_2\tau_3 + s_2(X_1+X_3)\tau_1\tau_3 + s_3(X_1+X_2)\tau_1\tau_2\right)$$

$$d_4 = \frac{s_{eq}X_1X_2X_3(\tau_1\tau_2+\tau_2\tau_3+\tau_1\tau_3)}{G^2X_{eq}s_1s_2s_3}$$

$$d_5 = \frac{s_{eq}X_1X_2X_3\tau_1\tau_2\tau_3}{G^2X_{eq}s_1s_2s_3}$$

Les mêmes fonctions de transfert pour des OST avec action secondaire sont données ci-après.

$$\begin{cases} \dfrac{\delta f_k}{P_{ch}} = -\dfrac{\dfrac{\gamma_k s_k p}{K_{i_k}} \prod_{j\neq k}\left(1 + \dfrac{X_j\left(1+K_{i_j}\tau_{f_j}\right)}{K_{i_j}X_j + Gs_j}p + \dfrac{X_j\tau_{f_j}}{K_{i_j}X_j+Gs_j}p^2\right)}{1+\lambda_1 p+\lambda_2 p^2+\lambda_3 p^3+\lambda_4 p^4+\lambda_5 p^5+\lambda_6 p^6} \\ \dfrac{P_{g_i}}{P_{ch}} = \dfrac{\gamma_k\left(1+\tau_{f_k}p\right)\left(1+\dfrac{p}{K_{i_k}}\right)\prod_{j\neq k}\left(1+\dfrac{X_j\left(1+K_{i_j}\tau_{f_j}\right)}{K_{i_j}X_j+Gs_j}p+\dfrac{X_j\tau_{f_j}}{K_{i_j}X_j+Gs_j}p^2\right)}{1+\lambda_1 p+\lambda_2 p^2+\lambda_3 p^3+\lambda_4 p^4+\lambda_5 p^5+\lambda_6 p^6} \end{cases}$$

En notant :

$$\gamma_k = \frac{K_{i_k}\prod_{j\neq k}\left(K_{i_j}X_j + Gs_j\right)}{G_\lambda}$$

$$G_\lambda = G^2 K_{s_{eq}} s_1 s_2 s_3 + G\left(s_1 K_{i_2}K_{i_3}(X_2+X_3) + s_2 K_{i_1}K_{i_3}(X_1+X_3) + s_3 K_{i_1}K_{i_2}(X_1+X_2)\right) + \frac{K_{i_1}K_{i_2}K_{i_3}X_1X_2X_3}{X_{eq}}$$

$$\frac{1}{X_{eq}} = \frac{1}{X_1}+\frac{1}{X_2}+\frac{1}{X_3} \qquad K_{s_{eq}} = \frac{K_{i_1}}{s_1}+\frac{K_{i_2}}{s_2}+\frac{K_{i_3}}{s_3}$$

$$\frac{1}{K_{i_{eq}}} = \frac{1}{K_{i_1}}+\frac{1}{K_{i_2}}+\frac{1}{K_{i_3}} \qquad \frac{1}{\tau_{f_{eq}}} = \frac{1}{\tau_{f_1}}+\frac{1}{\tau_{f_2}}+\frac{1}{\tau_{f_3}}$$

Les coefficients du dénominateur sont donnés ci-dessous, en posant $X_k = X_{r_k}$ et $\tau_k = \tau_{f_k}$ pour alléger la lecture.

$$\lambda_1 = \frac{1}{G_\lambda}\Bigg(G^2\left(\frac{s_1s_2s_3}{s_{eq}} + K_{i_1}\tau_1 s_2 s_3 + K_{i_2}\tau_2 s_1 s_3 + K_{i_3}\tau_3 s_1 s_2\right) + \frac{K_{i_1}K_{i_2}K_{i_3}X_1X_2X_3}{X_{eq}}\left(\frac{1}{K_{i_{eq}}}+\tau_1+\tau_2+\tau_3\right)$$
$$+ G\Big(s_1\big(K_{i_2}+K_{i_3}+K_{i_2}K_{i_3}(\tau_2+\tau_3)\big)(X_2+X_3) + s_2\big(K_{i_1}+K_{i_3}+K_{i_1}K_{i_3}(\tau_1+\tau_3)\big)(X_1+X_3)$$
$$+ s_3\big(K_{i_1}+K_{i_2}+K_{i_1}K_{i_2}(\tau_1+\tau_2)\big)(X_1+X_2)\Big)\Bigg)$$

$$\lambda_2 = \frac{1}{G_\lambda}\Bigg(\frac{\left(K_{i_1}+K_{i_2}+K_{i_3}\right)X_1X_2X_3}{X_{eq}} + G\sum_{j\neq k}X_j s_k + G^2(s_1s_2\tau_3 + s_1s_3\tau_2 + s_2s_3\tau_1)$$
$$+ \frac{K_{i_1}K_{i_2}K_{i_3}X_1X_2X_3}{X_{eq}}\left(\frac{\tau_1+\tau_2+\tau_3}{K_{i_{eq}}}+\frac{\tau_1\tau_2\tau_3}{\tau_{eq}}\right)$$
$$+ G\Big(s_1(X_2+X_3)\Big((\tau_2+\tau_3)\big(K_{i_2}+K_{i_3}\big)+K_{i_2}K_{i_3}\tau_2\tau_3\Big)$$
$$+ s_2(X_1+X_3)\Big((\tau_1+\tau_3)\big(K_{i_1}+K_{i_3}\big)+K_{i_1}K_{i_3}\tau_1\tau_3\Big)$$
$$+ s_3(X_2+X_1)\Big((\tau_2+\tau_1)\big(K_{i_2}+K_{i_1}\big)+K_{i_2}K_{i_1}\tau_2\tau_1\Big)\Big)\Bigg)$$

$$\lambda_3 = \frac{1}{G_\lambda}\left(\frac{X_1X_2X_3}{X_{eq}}\left(1+\left(K_{i_1}+K_{i_2}+K_{i_3}\right)(\tau_1+\tau_2+\tau_3)+K_{i_1}K_{i_2}K_{i_3}\tau_1\tau_2\tau_3\left(\frac{1}{K_{i_{eq}}\tau_{eq}}+1\right)\right)\right.$$
$$+G\left(s_1(X_2+X_3)\left(\tau_2+\tau_3+\tau_2\tau_3\left(K_{i_2}+K_{i_3}\right)\right)+s_2(X_1+X_3)\left(\tau_1+\tau_3+\tau_1\tau_3\left(K_{i_1}+K_{i_3}\right)\right)\right.$$
$$\left.\left.+s_3(X_1+X_2)\left(\tau_1+\tau_2+\tau_1\tau_2\left(K_{i_1}+K_{i_2}\right)\right)\right)\right)$$

$$\lambda_4 = \frac{1}{G_\lambda}\left(\frac{X_1X_2X_3}{X_{eq}}\left(\tau_1+\tau_2+\tau_3+\tau_1\tau_2\tau_3\left(\frac{K_{i_1}+K_{i_2}+K_{i_3}}{\tau_{eq}}+\frac{K_{i_1}K_{i_2}K_{i_3}}{K_{i_{eq}}}\right)\right)\right.$$
$$\left.+G(s_1(X_2+X_3)\tau_2\tau_3+s_2(X_1+X_3)\tau_1\tau_3+s_3(X_1+X_2)\tau_2)\right)$$

$$\lambda_5 = \frac{\tau_1\tau_2\tau_3X_1X_2X_3}{G_\lambda X_{eq}}\left(\frac{1}{\tau_{eq}}+K_{i_1}+K_{i_2}+K_{i_3}\right)$$

$$\lambda_6 = \frac{\tau_1\tau_2\tau_3X_1X_2X_3}{X_{eq}G_\lambda}$$

Annexe 9. Modèle de référence d'un microréseau avec 3 OST

Un microréseau alternatif triphasé avec 3 OST est construit à l'aide du logiciel PLECS afin de valider les modèles proposés au chapitre 4. Le schéma unifilaire correspondant est représenté ci-dessous.

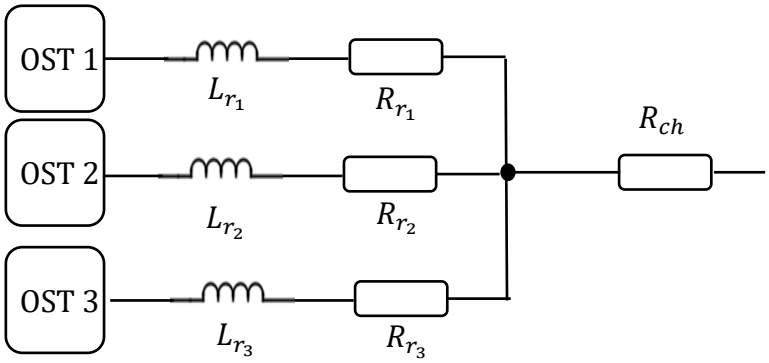


Schéma unifilaire du microréseau avec 3 OST

La puissance apparente nominale du réseau est de 100 kVA, et la tension simple efficace de 230 V. Les onduleurs et leurs commandes sont identiques à ceux présentés à l'annexe 5. Ils sont raccordés à l'aide de trois impédances de raccordement équivalentes, à la fois résistives et inductives. La charge est représentée par une résistance variable. Aucun réglage secondaire n'est réalisé.

Les différents paramètres utilisés pour la validation des modèles (paragraphes I.A.2 et I.B.3 du chapitre 4) sont donnés dans les tableaux ci-dessous.

Paramètres de l'adaptation de fréquence de l'OST

Gains de « statisme » $[s_1; s_2; s_3]$ (%)	[3 ;4 ;6]
Constante de temps $\tau_{f_1} = \tau_{f_2} = \tau_{f_3}$(ms)	50

Impédance de raccordement

	Simulation 1	Simulation 2	Simulation 3
Réactances de raccordement $X_{r_1} = X_{r_2} = X_{r_3}$ (pu)	0,05	0,03	0,0255
Résistances de raccordement $R_1 = R_2 = R_3$ (pu)	0,005	0,005	0,005

Paramètres du filtre de sortie

Condensateur de filtrage C_f	70 µF
Inductance de filtrage L_f	1 mH
Fréquence de coupure du filtre de sortie f_c	602 Hz

Paramètres des contrôles tension et courant

Gain proportionnel boucle de courant $\boldsymbol{K_{p_{id}} = K_{p_{iq}}}$	79,1 Ω
Gain intégral boucle de courant $\boldsymbol{K_{i_{id}} = K_{i_{iq}}}$	3944 kΩ.s^{-1}
Bande passante boucle de courant $\boldsymbol{\omega_{n_i}}$	62 800 rad.s^{-1}
Gain proportionnel de la boucle de tension $\boldsymbol{K_{p_{vd}} = K_{p_{vq}}}$	4,97 mS
Gain intégral de la boucle de tension $\boldsymbol{K_{i_{vd}} = K_{i_{vq}}}$	220 mS.s^{-1}
Bande passante boucle de tension $\boldsymbol{\omega_{n_v}}$	56 rad.s^{-1}

Bibliographie

[ABD12] M.A. Abdullah, A.H.M. Yatim, C.W. Tan, R. Saidur, « A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems », *Renewable and Sustainable Energy Review*, n°16, p 3220-3227, mars 2012.

[ADE15] ADEME, *Un mix électrique 100% Renouvelable ? Analyses et optimisations. Synthèse technique et synthèse de l'évaluation macro-économique*, 2015.

[ALM07] R.G.d.Almeida, J.A.P. Lopes, « Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation », *IEEE transaction on power systems*, vol. 22, no. 3, août 2007.

[BER18] A. Bernier, « Batailles commerciales pour éclairer l'Afrique », *Le Monde Diplomatique*, février 2018.

[BOR05-1] P. Bornard, M. Pavard et G. Testud, « Réseaux d'interconnexion et de transport : fonctionnement », *Techniques de l'Ingénieur*, d4091, août 2005.

[BOR05-2] P. Bornard, M. Pavard et G. Testud, « Réseaux d'interconnexion et de transport : réglages et stabilité », *Techniques de l'Ingénieur*, d4092, août 2005.

[CAB18] J.M.Cabello, X. Roboam, S. Junco, C. Turpin, « Direct sizing and characterisation of Energy Storage Systems in the Energy-Power plane », Elsevier, *Mathematics and Computers in Simulation*, 2018.

[CEE16] Council of European Energy Regulators, *6th CEER benchmarking report on the quality of electricity and gas supply*, 2016.

[CHA89] J. Chatelain, *Traité d'Électricité Volume X : Machines Électriques*, 1989

[COL18] http://www.ipse.gov.co/

[DAT11] M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, T. Funabashi, C-H. Kim, « A frequency-control approach by photovoltaic generator in a PV-diesel hybrid power system », *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 26, no.2, juin 2011.

[DEL11] G. Delille, *Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Électriques : approches Organisationnelles et Technico-économiques dans les Réseaux de Distri-bution*, thèse soutenue à l'École Centrale de Lille, 2010.

[DEL12] G. Delille, B. François, « Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the impact of wind and solar generation on isolated power system's inertia », *IEEE transactions on sustainable energy*, vol. 3, no. 4, octobre 2012.

[DUN11] B. Dunn, H. Kamath, J-M Tarascon, « Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices», *Science*, vol 334, Novembre 2011.

[ENE17] ENEDIS, Qualité de fourniture, http://www.enedis.fr/qualite-de-fourniture, 2017.

[ENG05] A. Engler, N. Soultanis, « Droop control in LV-Grids », *IEEE International conference on Future Power Systems*, 2005.

[ENT16] ENTSO-E, *Frequency stability evaluation criteria for the synchronous zone of continental Europe*, Mars 2016.

[ENT18] ENTSO-E, https://www.entsoe.eu/data/map/, 2018

[ERB15] A.U. Erburu, *Modeling and control of sand-alone AC microgrids : centralized and distributed storage, energy management and distributed photovoltaic and wind generation*, thèse soutenue à l'Université Publique de Navarre, janvier 2015.

[FAI13] F.M. Ahmed, *Estimated droop control for parallel connected voltage source inverters*, Université de Karlstads, Décembre 2013

[FAI18] M. Faisal, M A Hannan, P.J. Ker, A. Hussain, M. Mansur, F. Blaabjerg, « Review of energy storage system technologies in microgrid: Issues and challenges », *IEEE Access*, vol 6, Mai 2018.

[GHO15] N. El Ghossein, J.P. Salameh, N. Karami, M. El Hassan, M.B. Najjar, « Survey on electrical modeling methods applied on different battery types », *3ème conference Technological Advances in Electrical, Electronics and Computer Engineering (TAEECE),* IEEE, Beyrouth, Avril 2015.

[GIE13] GIEC, *Changements climatiques*, 2013.

[GUP16] A.K. Gupta, R. Saxena, « Review on widely-used MPPT Techniques for PV Applications », 1st *International Conference on Innovation and Challenges in Cyber Security* , IEEE, p. 270-273, 2016.

[HAM07] N. Hamsic, A. Schmelter, A. Mohd, F. Ortjohann, E. Schultze, A. Tuckey, J. Zimmermann, « Increasing renewable energy penetration in isolated grids using a flywheel energy storage system », *IEEE, Conference POWERENG*, 2007.

[HER17] D. Hernandez-Torres, C. Turpin, X. Roboam, B. Sareni, « Optimal techno-economical storage sizing for wind power producers in day-ahead markets for island networks », *Electrimacs 2017*, Toulouse, Juillet 2017, France

[HOK13] A. Hoke, D. Maksimovic, « Active power control of photovoltaic power systems », *IEEE Conference on technologies for sustainability*, 2013.

[IEA14] International Energy Agency, *Africa Energy Outlook*, 2014.

[IEA17] International Energy Agency, *Electricity information: Overview*, 2017.

[IEE13] P. Pourbeik, «Dynamic Models for Turbine Governors in Power System Studies», *IEEE Task Force on Turbine Governor-Modeling*, Janvier 2013.

[IEE16] «Recommended Practice for Excitation system models for power system stability studies.», IEEE Committee Report, Août 2016.

[INE18] Institut National d'études démographiques, La Population en cartes interactives, www.ined.fr, 2018

[JAA17] A. Jaafar, C. Turpin, X. Roboam, E. Bru, O. Rallieres, « Energy management of a hybrid system based on a fuel cell and a Lithium Ion battery: experimental tests and integrated optimal design », Elsevier, *Mathematics and Computers in Simulation*, vol.131, p 21-37, 2017.

[JIC12] Japan international cooperation agency et Tokyo Electric Power Services CO, Study on collection of basic information concerning smart grid/smart community introduction in the federative republic of Brazil, Final Report, Mars 2012

[KAY09] M. Kayikci, J.V. Milanovic, « Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbances », *IEEE transactions on power systems*, vol. 24, no. 2, mai 2009.

[KIM15] Y-S Kim, « Tuning of the PI Controller Parameters of a PMSG Wind Turbine to Improve Control Performance under Various Wind Speeds » *Energies 2015*, vol 8, p. 1406-1425.

[KUN94] P. Kundur, N.J. Balu, M. Lauby, *Power System Stability and Control*, New York : McGraw-hill, 1994.

[LID10] N.W.A. Lidula, A.D. Rajapakse, « Microgrids research : A review of experimental microgrids and test systems », *Renewable and sustainable energy reviews*, vol.15, p.186-202, 2011.

[LOI15] LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

[MAH15] T. Mahto, V. Mukherjee, « Energy storage for mitigating the variability of isolated hybrid power system », *Renewable and sutainable energy reviews*, vol. 51, p. 1564-1577, 2015.

[MAR98] L. Marroyo, H. Piquet, F. Richardeau, « Méthodologie de dimensionnement d'un redresseur MLI à prélèvement sinus », *Électronique de Puissance du Futur, Belfort, 1998.*

[MAR15] V. Mariani, F. Vasca, J.C.Vasquez, J.M. Guerrero, « Model order reductions for stability analysis of islanded microgrids with droop control », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 7, p4344-4354, 2015.

[MAU09] J.M. Mauricio, A.Marano, A.Gomez-Exposito, J.L.M Ramos, « Frequency regulation contribution through variable-speed wind energy conversion systems », *IEEE Transactions on power systems*, vol. 24, no. 1, février 2009.

[MER09] P. Mercier, R. Cherkaoui, « Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system », *IEEE Transactions on power systems*, vol. 24, no. 3, Août 2009.

[MOH08] Y.A-R.I.Mohamed, E.F.El-Saadany, « Adaptative decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids », *IEEE Transctions on power electronics*, vol. 23, no.6, novembre 2008.

[NEG17] Association Négawatt, *Scénario Négawatt 2017-2050 Dossier de synthèse*, Janvier 2017.

[OBS13] Observ'Er, *La production d'électricité renouvelable dans le monde*, 2013.

[OCC16] « Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators », *Report on the Quality of Electricity Supply*, Décembre 2016.

[ONU97] *Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, Protocole de Kyoto, 1997.

[ONU15] *Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, Accord de Paris, 2015.

[PEN11] R. Peña-Alzola, R. Sebastian, J. Quesada, A. Colmenar, « Review of Flywheel based Energy Storage Systems », *IEEE International Conference on Power Engineering, Energy and Elctrical Drives*, 2011.

[PLE18] PLECS Online Help, Synchronous Machine (Round Rotor).

[REP17] Scénario Région à Énergie Positive (REPOS), https://www.laregion.fr/IMG/pdf/scenariorepos_brochure2017.pdf.

[RIG14] R. Rigo-Mariani, *Méthode de conception intégrée " dimensionnement – gestion " par optimisation d'un microréseau avec stockage*, Thèse de doctorat en Génie Électrique, Institut National Polytechnique de Toulouse (France), 2014.

[ROM16] Romanian energy regulatory authority, National Report, 2016

[ROY91] S. Roy, O.P. Malik, and G.S. Hope, « An adaptive control scheme for speed control of diesel driven power-plants », *IEEE Transactions on Energy conversion*, vol. 6, no. 4, pp. 605-611, December 1991.

[RTE04] RTE, Memento de sûreté, Annexe 1, 2004.

[RTE17] RTE, Bilan électrique, 2017.

[SMA11] SMA, Off-Grid Inverter Sunny Island 5048, Technical Description, 2011.

[TRE09] O. Tremblay, L.A. Dessaint, «Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications», *World Electric Vehicle Journal*, vol.3, no. 1, *2009.*

[TSE03] S. Tselepis, « Electrification with solar powered mini-grids, a case study for the island of kythnos », *3rd world conference on photovoltaic energy conversion,* Osaka, Japon, Mai 2003.

[UE08] Union Européenne, Projets « Microgrids » et « More Microgrids », http://www.microgrids.eu/default.php

[WAN12] Y. Wang, *Évaluation de la performance des réglages de fréquence des éoliennes à l'échelle du système électrique : application à un cas insulaire*, Thèse soutenue à l'École Centrale de Lille, 2012.

[WAT11] L.D. Watson, J.W.Kimball, « Frequency regulation of a microgrid using solar power », *IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC),* 2011.

[YIN11] X.Yingcheng, T.Nengling, « Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine », *Renewable Energy*, vol.36, p. 1671-1677, 2011.

[XIN13] H. Xin, Y. Liu, Z. Wang, D. Gan, T. Yang, « A new frequency regulation strategy for photovoltaic systems without energy storage », *IEEE Transctions on sustainable energy*, vol. 4, no. 4, octobre 2013.

[ZHO11] Q-C. Zhong, G. Weiss, « Synchronverters : Inverters that mimic synchronous generators », *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 58, no. 4, avril 2011.

[ZHO14] Q-C. Zhong, G. Weiss, P-L Nguyen, Z.Ma, W.Sheng, « Self-synchronized Synchronverters : Inverters witout a dedicated synchronization unit », *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 29, no. 2, février 2014.