N° d'ordre: 40273

Thèse de Doctorat de l'Université Lille1

En vue de l'obtention du grade de

Docteur en Science Pour l'Ingenieur de l'Université Lille 1

Spécialité :

Génie Electrique

Présentée par

ZHANG He

Gestion décentralisée de réseaux continus à forte disponibilité en aéronautique

---

Membres du jury :

MONMASSON Eric	Professeur à l'Université de Cergy-Pontoise, France	Rapporteur
PIERFEDERICI Serge	Professeur à l'ENSEM de Nancy, France	Rapporteur
LABRIQUE Francis	Professeur à l'Université Catholique de Louvain-la-Neuve, Belgique	Examinateur
IDIR Nadir	Professeur à l'Université Lille 1, France	Examinateur
PETIT Marc	Professeur à Supélec, France	Co-encadrant de Thèse
ROBYNS Benoît	Professeur à HEI Lille, France	Directeur de Thèse
SAUDEMONT Christophe	Enseignant-Chercheur à HEI Lille, France	Co-encadrant de Thèse
MEURET Régis	Hispano-Suiza, groupe SAFRAN	Co-encadrant de Thèse

Résumé

L'évolution vers des systèmes toujours plus électriques concerne tous les moyens de transport. En particulier, les prochaines générations d'avions commerciaux. Cette tendance, amorcée avec l'Airbus A380 et le Boeing 787, devrait se poursuivre et s'amplifier. Un avion de constitution plus électrique, où l'axe de transmission principal de puissance de nature électrique se substituerait, au moins en partie, aux axes de types pneumatique, hydraulique et mécanique, pourrait être source d'amélioration au regard de critères écologiques et économiques (gain en masse, accroissement de l'efficacité énergétique, réduction des coûts de maintenance, etc.).

Le développement de réseaux électriques locaux, de type continu à échange d'énergie, pourrait favoriser cette démarche. Des sources locales de production d'électricité, des charges bidirectionnelles en puissance, ainsi que des systèmes de stockage d'énergie et de dissipation, seraient alors interconnectés par un bus continu de tension, associés à des protections électriques adaptées.

Plusieurs stratégies de gestion énergétique sont proposées. En fonction des objectifs, des contraintes et des moyens d'action envisagés, différents outils ont été mis en œuvre. Dans le cas d'une stratégie visant plusieurs objectifs simultanément, la logique floue apparaît comme étant un outil bien adapté. De plus, étant basée sur des règles, cet outil permet de développer naturellement une stratégie de gestion énergétique intégrant plusieurs contraintes. Deux indicateurs pour évaluer les performances de ces stratégies de supervision ont été proposés (efficacité énergétique et variation de tension). Ces indicateurs permettent de choisir une stratégie de supervision, et donnent des critères pour le dimensionnement du système de stockage et de dissipation. Ces stratégies de supervision ont été testées expérimentalement.

La stabilité du réseau DC local a été analysée en petit signal. Il est montré que le système hybride avec la stratégie de gestion énergétique associée peut contribuer à augmenter la marge de stabilité de ce type de réseau.

Les liaisons en continu mises actuellement en œuvre dans les systèmes embarqués en aéronautique ne sont pas réversibles en puissance. La volonté de les rendre réversibles nécessite donc de revoir complètement les protections de ce type de réseau. La problématique des protections de court-circuit et de défaut d'isolation a été investiguée. Une méthode pour sélectionner la branche en défaut d'isolation est proposée. Elle est testée au moyen de l'outil de simulation Saber qui prend en compte les caractéristiques des composants réels.

Les travaux réalisés dans cette thèse peuvent être généralisés pour s'appliquer dans d'autres domaines d'application tels que les véhicules électriques ou hybrides, les systèmes ferroviaires, etc...

Remerciements

Au terme de ce travail, je tiens à remercier tous ceux qui y ont collaboré, directement ou indirectement, lors des trois années de cette thèse.

Je tiens tout d'abord à remercier les membres du Jury pour avoir accepté de juger ce travail.

Je voudrais remercier Hispano-Suiza, du groupe Safran, et la Région Nord-Pas-de-Calais d'avoir financé cette thèse. Je voudrais également remercier l'Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur (HEI) de Lille de m'avoir accueilli.

Je tiens particulièrement à remercier mon directeur de thèse, le Professeur Benoît ROBYNS, et mes co-encadrants de thèse, monsieur Christophe SAUDEMONT, monsieur Régis MEURET, et monsieur Marc PETIT pour les idées, les conseils, les critiques. J'apprécie beaucoup les aides précieuses de Benoît ROBYNS et Christophe SAUDEMONT pour mes travaux.

En suite, je voudrais remercier monsieur Mostafa El MOKADEM, Hicham HIHI, Hicham FAKHAM et Fabien MOLLET qui ont travaillé avec moi pendant ces dernières années pour m'assister dans la phase de validation des travaux, et plus particulièrement expérimentale. Je remercie également monsieur François GIONCO, technicien du département EEA de HEI, pour son aide au niveau logistique et matérielle.

En plus, ma reconnaissance va également aux collègues d'HEI, Arnaud DAVIGNY, Arnaud VERGNOL, Jonathan SPROOTEN, Mehdi NASSER, Stefan BREBAN, Tao ZHOU, Tang DO MINH, Vincent COURTECUISSE, et les collègues du L2EP qui m'ont offert une ambiance amicale, sympathique, dynamique et technique.

J'adresse un grand merci à mes parents qui m'aiment et me supportent toujours. Même s'ils sont éloignés de moi physiquement, ils sont près de moi mentalement. Leur soutien me donne une énergie des plus importantes pour avancer. Je voudrais également remercier ma copine de ma vie qui m'accompagne et m'encourage toujours. Sans elle, je n'arriverais pas jusqu'au bout.

Finalement, je voudrais remercier toutes les personnes que j'ai rencontrées dans ma vie, ce sont eux qui colorent ma vie.

Sommaire

Chapitre I:Introduction Générale ····· 1

I.1 L'état de l'art de l'avion plus électrique ····· 2

I.2 L'introduction du réseau local d'étude ····· 4

I.3 L'introduction de cette thèse ····· 7

Première Partie : L'étude du réseau sain

Chapitre II:Réseau d'étude et sélection des cas d'étude ····· 13

II.1 Introduction ····· 13

II.2 Méthodologie de sélection des cas de test ····· 13

II.3 Mise en évidence des problèmes ····· 16

II.4 Conclusion ····· 18

Chapitre III:Gestion Energétique ····· 19

III.1 Introduction ····· 19

III.2 Rappel et analyse de la problématique ····· 20

III.3 Propositions et choix de solutions ····· 23

III.4 Stratégies de supervision énergétique ····· 33

III.5 Validation expérimentale ····· 56

III.6 Conclusion ····· 87

Chapitre IV:Analyse du problème de stabilité ····· 89

IV.1 Introduction ····· 89

IV.2 Présentation du problème d'instabilité ····· 89

IV.3 Analyse du problème ····· 93

IV.4Proposition de solutions en vue d'améliorer la stabilité ····· 106

IV.5 Analyse de la contribution de la solution retenue ····· 110

IV.6 Conclusion ····· 113

Deuxième Partie : L'étude du réseau en défaut

Chapitre V: Protection contre le défaut de court-circuit ····· 117

V.1 Introduction ····· 117

V.2 Mise en évidence de la problématique ····· 117

V.3 Proposition de solutions ····· 125

V.4 Conclusion et perspectives ····· 141

Chapitre VI:Protection contre le défaut d'isolation ····· 143

VI.1 Introduction ····· 143

VI.2 Mise en évidence de la problématique ····· 143

VI.3 Solution proposée pour sélectionner la branche en défaut d'isolation ····· 146

VI.4 Conception et validation d'un dispositif de détection sous Saber ····· 162

VI.5 Conclusion ····· 165

Conclusion Générale ····· 167

Références ····· 171

Annexes ····· 177

Annexe I Résultats de simulation pour une constante de temps du système de stockage τ=0.5s (III.4.2.A) ····· 177

Annexe II Paramètres du banc d'essai (4) ····· 181

Annexe III Analyse de limite de la capacité d'installation (IV.4.2) ····· 182

Annexe IV Analyse paramétrique d'un circuit RLC pour un défaut de court-circuit (V.3.5.A) ····· 184

Chapitre I: Introduction Générale

L'augmentation de la consommation de pétrole est la cause du problème de l'effet de serre et de la crise de l'énergie. Le secteur du transport qui consomme une grande part de pétrole dans le monde est une des sources de pollution majeure. Une stratégie d'économie d'énergie est d'utiliser des énergies alternatives afin de réduire la consommation de carburant et les émissions de gaz à effet de serre. L'augmentation du rendement d'énergie global des transports et le recyclage de l'énergie dissipée sont les solutions envisageables. Dans ce contexte, l'énergie électrique a été mise en avant dans le domaine aéronautique, automobile, maritime et ferroviaire.

Aujourd'hui, les acteurs aéronautiques sont confrontés à de nouveaux enjeux :

- La forte hausse du coût du carburant,
- La diminution de l'impact environnemental,
- L'augmentation du besoin en trafic aérien.

En aviation, les énergies dites de servitudes, qui ne servent pas à la propulsion de l'avion, sont indispensables. Elles permettent d'actionner les commandes de vol, d'alimenter les équipements électroniques de navigation, d'assurer un confort auprès des passagers. Ces énergies auxiliaires s'appuient actuellement sur trois vecteurs énergétiques : les fluides hydrauliques, l'air comprimé, l'électricité.

Le concept d'avion électrique vise à remplacer les deux premiers par le troisième. Certaines innovations apportées par l'avion électrique ont déjà été mises en oeuvre sur certains appareils comme l'Airbus A380. D'autres innovations sont actuellement étudiées et devraient être déployées sur les avions de prochaine génération.

Les avantages de l'avion électrique sont multiples. Celui-ci permet :

- De réduire les redondances entre les différents vecteurs énergétiques et par conséquent de réduire la masse de l'avion et la consommation de carburant.
- De réduire le délai et le coût de la maintenance (les systèmes électriques sont faciles à réparer).
- De réduire les délais de conception (le déploiement d'un réseau électrique à l'intérieur de l'avion est plus discret que celui d'un réseau hydraulique).
- De réduire la pollution liée aux fuites de liquides toxiques des fluides hydrauliques.
- De réduire la pollution liée à la consommation de kérosène.

Ces nombreux avantages ont fait de l'avion électrique un sujet majeur d'innovation dans le monde de l'aéronautique pour les dix prochaines années.

I.1 L'état de l'art de l'avion plus électrique

Depuis le début de l'histoire de l'aéronautique, les avions deviennent toujours de plus en plus électriques. Dans les années 50, un réseau 115V AC a été introduit dans le réseau électrique de l'avion pour alimenter des charges. Dans les années 80, le premier avion "Fly-by-Wire" (FBW) a été fabriqué par Airbus dans la série des A320 et les séries suivantes. Boeing a suivi cette conception avec le B777 et les séries suivantes. Dans cette conception, les liens électriques combinés avec les calculateurs remplacent les liens mécaniques et hydrauliques entre le dispositif d'actionnement (le « manche ») et la surface de commande de vol. La conception de FBW économise du poids et améliore la fiabilité. L'utilisation de l'ordinateur rend le contrôle plus facile et plus sûr [1]

La révolution de FBW a permis à l'électricité de prendre un rôle plus important. Mais, dans cette conception, les actionneurs des commandes de vol sont toujours alimentés par des réseaux hydrauliques. Donc, dans la plupart des types d'avions commerciaux, il existe plusieurs circuits hydrauliques pour transférer de l'énergie de la pompe à des actionneurs des commandes de vols. Ces pompes sont entraînées par le compresseur haute pression de chaque réacteur.

La production, la distribution la reconfiguration et l'utilisation de l'énergie électrique est plus facile que les énergies hydraulique et pneumatique. Grace aux progrès de l'électronique de puissance qui rendent plus fiable et plus performante la conversion de l'énergie, l'actionneur électrique devient une future tendance de l'industrie aérospatiale [1][2][3]. C'est le concept de l'avion plus électrique ou «Power-by-Wire ».

La Figure 2 montre l'architecture 2H+2E qui est l'évolution de l'architecture 3H (Figure 1). Dans cette architecture, le circuit hydraulique qui alimente le système de secours est remplacé par deux réseaux électriques. On peut remarquer que, dans l'architecture 2H+2E, l'électricité prend un rôle plus important que dans l'architecture 3H. La Figure 3 montre la distribution de l'énergie en avion conventionnel (Figure 3 a) et l'avion plus électrique (Figure 3 b) [4][5][6][7][8]

Pour assurer la forte disponibilité d'alimentation électrique dans les avions, l'architecture du réseau électrique devrait assurer la redondance de l'alimentation. Dans le système considéré, les différentes générations de puissance et l'architecture de distribution doivent être indépendante et se secourir mutuellement. Pour le dimensionnement de la génération du système et l'architecture de la distribution, il faut tenir compte du fait que certains sous-systèmes peuvent être en panne et que le système doit être reconfiguré. En outre, la détermination des techniques de protection appropriées afin de détecter et d'isoler la partie en défaut afin de minimiser l'influence de défauts sur l'ensemble du système est également nécessaire

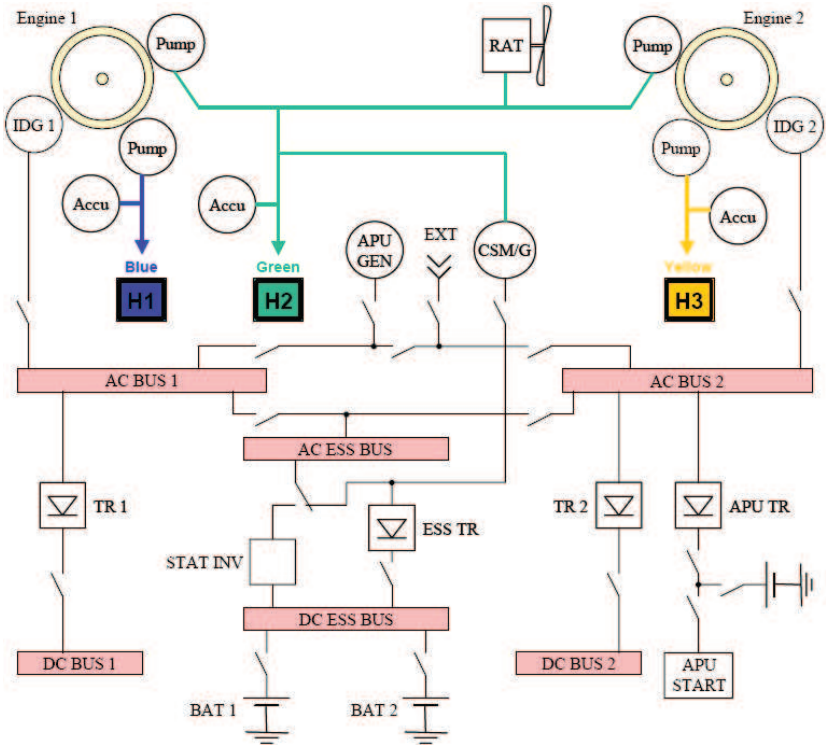


Figure 1-L'architecture 3H (Hydraulique) de l'avion conventionnel (Airbus A330) [1]

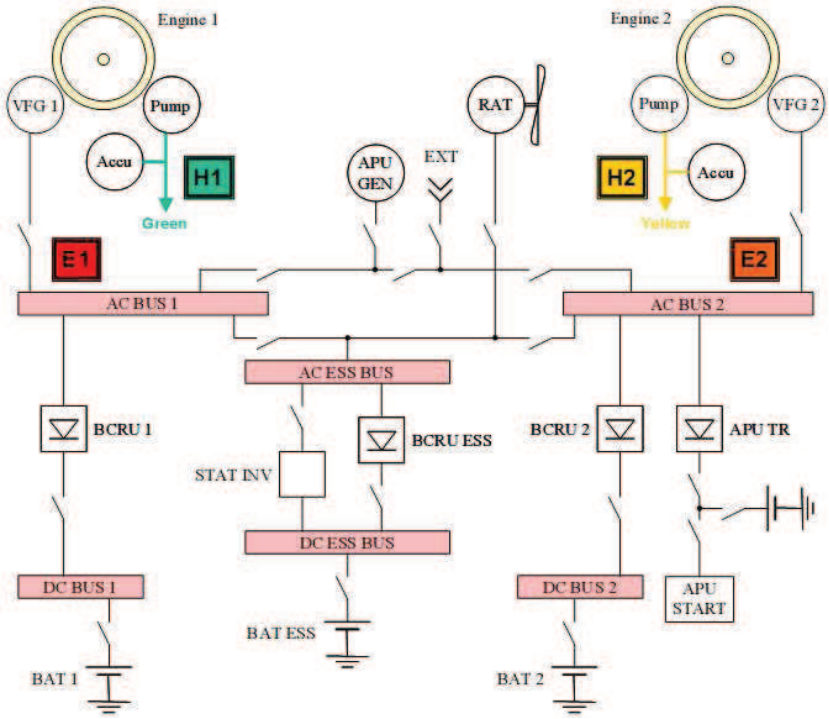
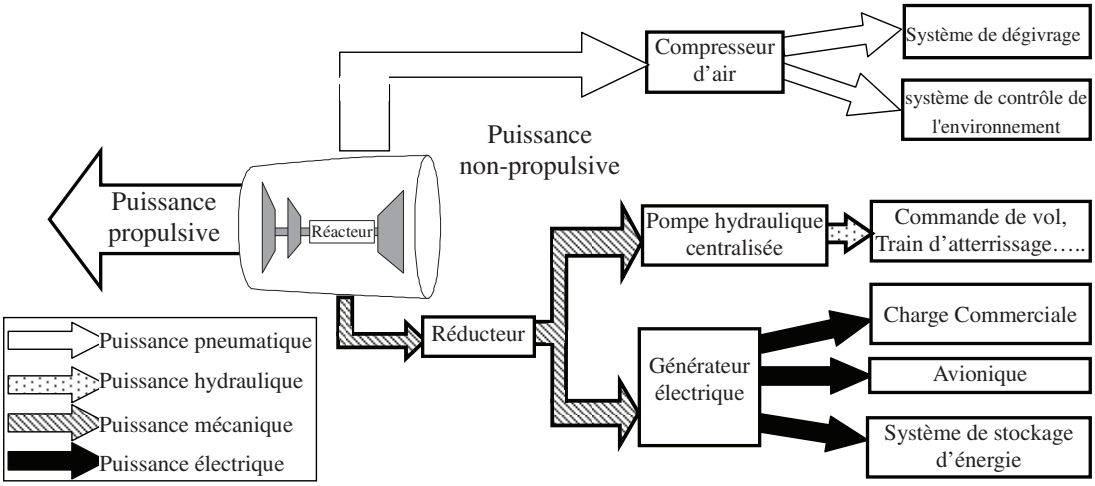
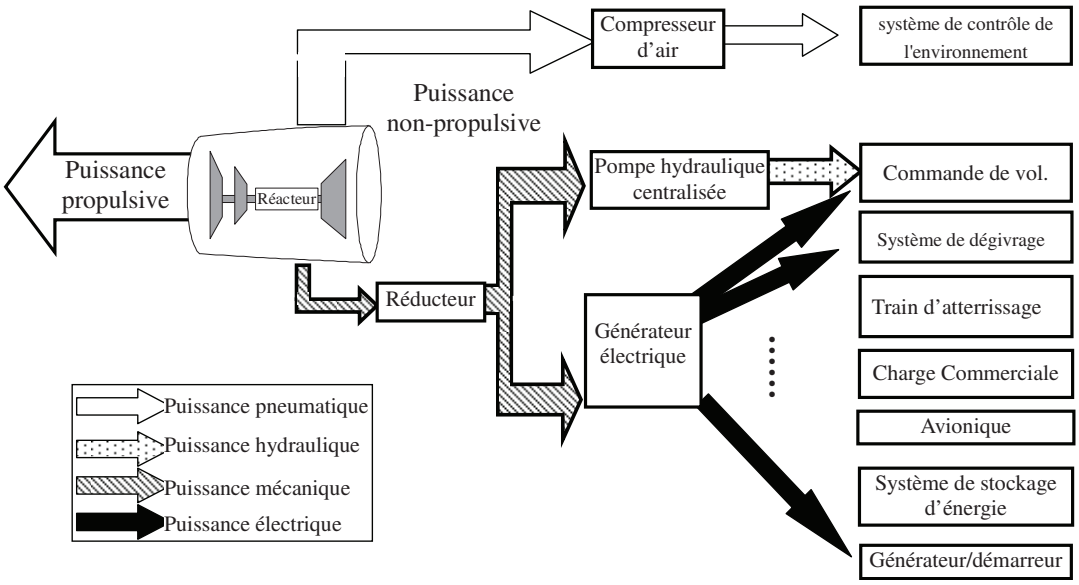


Figure 2-L'architecture 2H+2E (Electrique) de l'avion plus électrique (Airbus A380) [1]



a)l'avion conventionnel



b) l'avion plus électrique

Figure 3-Schéma de distribution de puissance de l'avion

I.2 L'introduction du réseau local d'étude

Selon les conclusions du projet européen POA (Power Optimized Aircraft), un avion de constitution plus électrique, où l'axe de transmission principal de puissance de nature électrique, se substituerait, au moins en partie, aux axes de type pneumatique, hydraulique et mécanique, pourrait être source d'amélioration au regard de critères écologiques et économiques (gain en masse, accroissement de l'efficacité énergétique, réduction des coûts de maintenance, ...etc) ([1][9] [10][11]).

Le développement de réseaux électriques locaux, de type continu à récupération d'énergie,

pourrait favoriser cette démarche. Des sources locales de production d'électricité, des charges bidirectionnelles en puissance, ainsi que des systèmes de stockage d'énergie et de dissipation, seraient alors interconnectés par un bus continu de tension, associé à des protections électriques adaptées.

I.2.1 Définition du réseau local

Après concertation avec le partenaire industriel, le réseau étudié est défini à la

Figure 4. Dans ce réseau, il y a trois charges, dont deux bidirectionnelles en puissance, et deux sources indépendantes (réseau avion et génératrice locale), ainsi que des éléments de protection et de filtrage. La charge ETRAC (Electromechanical Thrust Reverser Actuation Controller) est une charge bidirectionnelle, utilisée pendant l'atterrissage. VGPE (Variables Geometries Power Electronics) est aussi une charge bidirectionnelle, utilisée pendant toute la durée de vol. LPEC (Lubrification Pump Electrical Controller) est une charge unidirectionnelle, utilisée pendant toute la durée de vol

La source principale de ce réseau est la PMG (Permanent Magnet Generator), la génératrice locale. Le réseau d'avion (qui est hors du cadre en pointillés) ne fonctionne que dans la phase de démarrage et en cas de défaut de la PMG. Les diodes qui se situent dans le contacteur de la branche PMG et le convertisseur non commandable (pont diode) de la branche « réseau avion » empêchent le retour du courant vers les sources (source local ou réseau d'avion)

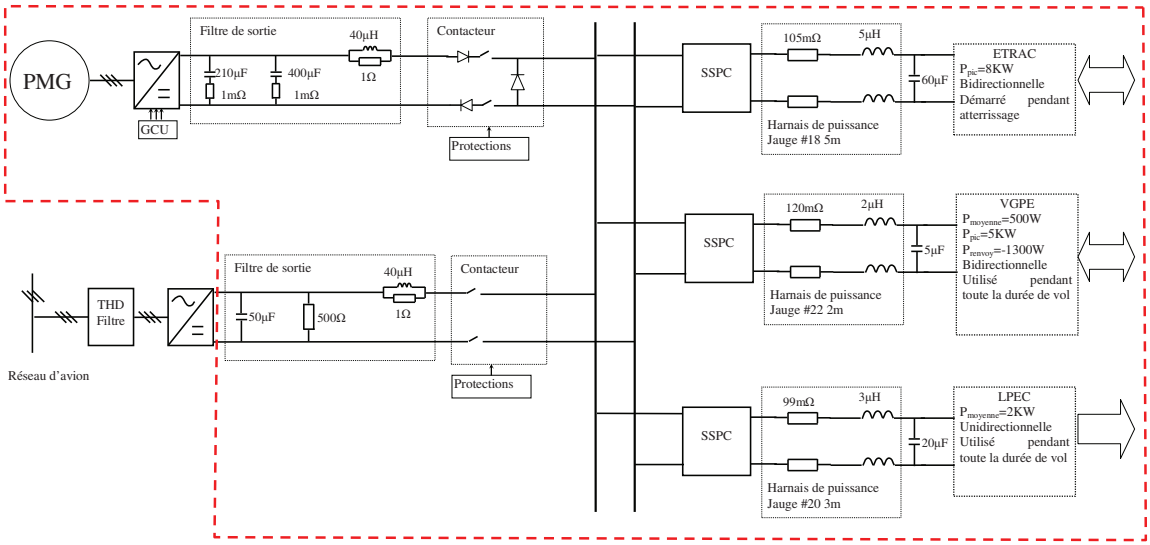


Figure 4-Réseau étudié

I.2.2 L'intérêt de ce type de réseau

Le développement de réseaux électriques locaux, de type continu à récupération d'énergie, pourrait favoriser la démarche d'amélioration au regard de critères écologiques et économiques. Des sources locales de production d'électricité, des charges bidirectionnelles en puissance, ainsi que des systèmes de stockage d'énergie et de dissipation, seraient alors interconnectés par ce type de réseau, associé à des protections électriques adaptées. La bidirectionnalité de ce type de réseau fourni une possibilité d'échanger l'énergie entre les charges et le système de stockage au lieu de le dissiper (la façon actuelle). Les systèmes de stockage envisagés devraient assurer au moins trois fonctions au sein de ce réseau local:

1. Récupérer l'énergie électrique renvoyée par les charges en phase de restitution (amélioration de l'efficacité énergétique)
2. Assurer la fourniture des pointes de puissance consommées par les charges, afin de laisser à la source locale le soin de fournir la puissance moyenne demandée (amélioration du dimensionnement de la source de production et de l'installation)
3. Fournir, en cas de défaut sur le réseau local, une alternative de production, pendant une éventuelle phase de reconfiguration du réseau local (accroissement de la disponibilité).

I.2.3 Objectifs de l'étude

En principe, il y a quatre objectifs de l'étude qui conduisent tout le processus de l'étude :

1. Stabilité du réseau électrique

Le réseau électrique doit demeurer stable, malgré les sollicitations en puissance des charges connectées et d'éventuelles perturbations.

2. Fiabilité du système

Le réseau électrique doit être fiable de manière à fonctionner malgré la défaillance d'un ou plusieurs équipements.

3. Disponibilité de l'énergie

En fonctionnement normal ou en défaut, la fourniture d'énergie doit être suffisante afin d'alimenter les charges, avec une qualité satisfaisante.

4. Optimisation énergétique

La transmission de l'énergie par le réseau électrique peut être bidirectionnelle, offrant la possibilité de récupérer les puissances restituées. Récupérer les énergies renvoyées, optimiser et augmenter le rendement du système sont des enjeux importants.

I.2.4 Méthodologie de l'étude

L'étude de ce type de réseau sera séparée en deux parties : étude de réseau en fonctionnement normal et en défaut.

Pour mettre en évidence les problèmes, des simulations seront réalisées pour simuler les cycles typiques de charges. Les résultats de ces simulations seront analysés afin de définir la problématique, et plusieurs solutions pour les résoudre seront proposées. Les solutions proposées seront validées expérimentalement ou/et par simulation.

I.3 L'introduction de cette thèse

Cette thèse étudie un réseau local, en deux état différents : état normal et état en défaut.

Dans l'étude en fonctionnement normal, le réseau défini à la Figure 4 sera étudié. Des simulations des cycles typiques des charges seront lancées pour observer et analyser le comportement de ce type de réseau. Deux problèmes sont mis en évidence après avoir analysé ces résultats de simulation. Deux aspects d'étude seront présentés dans cette thèse : l'aspect de gestion énergétique et l'aspect de stabilité.

Dans l'étude portant sur le réseau en défaut, deux problématiques seront étudiées : le défaut de court-circuit et le défaut d'isolation. Des simulations avec la protection conventionnelle sont réalisées pour mettre en évidence les problèmes. Des améliorations sont proposées pour que les défauts puissent être traités correctement dans ce type de réseau.

I.3.1 L'aspect gestion énergétique

La bidirectionnalité de la charge et l'unidirectionnalité de la source provoqueront un déséquilibre de puissance dans la phase de restitution. Ce déséquilibre de puissance causera une surtension qui menacera la sécurité des dispositifs connectés sur ce réseau. Une solution basée sur l'installation d'un système de stockage et d'un système de dissipation (un système hybride) a été choisie.

Pour gérer ce système hybride afin d'assurer plusieurs objectifs, une stratégie de supervision est indispensable. Dans cette thèse, plusieurs stratégies de supervision et de contrôle sont développées selon différents objectifs envisagés. Ces stratégies sont développées d'une façon systématique et modulable. Des stratégies multi-objectifs sont développées à l'aide de la logique floue.

I.3.2 L'aspect stabilité

Dans un réseau interconnecté à échanges d'énergies, le problème de la stabilité est complexe. Chaque organe (sous système) est conçu de façon à être individuellement stable. Mais cela ne garantit pas la stabilité du système lorsque ces différents organes sont interconnectés. La marge de stabilité de ce réseau interconnecté sera étudiée, et des problèmes d'instabilité seront mis en évidence. Le résultat de l'analyse montre que la stabilité du système est liée avec l'impédance petits signaux pour certains points de fonctionnement.

Il est montré que le système hybride associé avec une stratégie de supervision multi-objectifs contribue la stabilité d'ensemble du système.

I.3.3 L'aspect de défaut court-circuit

Les liaisons en continu mises actuellement en œuvre dans les systèmes embarqués en aéronautique ne sont pas réversibles en puissance. La volonté de les rendre réversibles nécessite donc de revoir complètement les protections de ce type de réseau.

Un défaut de type court-circuit est un des défauts le plus grave dans un système électrique. Il peut causer des dégâts sur le réseau électrique comme enflammer les câbles de puissance, endommager les équipements, détériorer les autres organes sains etc...

Le principe de traitement d'un défaut de court-circuit est d'isoler le point de défaut avant qu'il cause des conséquences graves sur le réseau et les autres organes sains afin que la zone de défaut ne soit pas étendue.

Dans un premier temps, les conséquences directes d'un défaut de court-circuit sous une condition de paramètres donnés dans le cas d'un réseau pouvant être bidirectionnel en puissance sera analysé. Le comportement du réseau lorsqu'il dispose des protections conventionnelles, la protection thermique, pour éviter le surcourant qui va enflammer les harnais de puissance est ensuite analysé. Il est montré que la protection thermique n'est pas suffisante pour protéger les organes sains lors d'un défaut court-circuit.

Plusieurs solutions de protection sont proposées dans cette thèse. Une protection différentielle, qui permet de détecter le défaut de court-circuit le plus rapidement possible, une protection de chute de tension, qui permet de se protéger du déchargement des condensateurs des branches saines, et une protection de surtension, sont combinées avec la protection conventionnelle, protection thermique i^2t, pour protéger correctement le réseau dans le cas de défaut de court-circuit. Des validation par simulation seront menées.

I.3.4 L'aspect de défaut d'isolation

Un défaut d'isolation se trouve souvent dans un réseau continu. Il peut être dû à la dégradation de l'isolement. Un défaut d'isolation est facile à détecter, mais difficile à localiser. Comme le réseau DC défini est symétrique par rapport à la masse, le déséquilibre de tension pôle-masse peut être utilisé pour identifier la présence du défaut. Comme le déséquilibre de tension est partout identique dans ce réseau, cette information n'est pas suffisante pour sélectionner la branche en défaut. Le comportement d'un défaut d'isolation sera analysé, la problématique et la difficulté de la sélection de la branche en défaut seront mises en évidence.

Une nouvelle méthode de détection sera proposée. Le principe de cette méthode est validé sous Matlab/Simulink. Un dispositif de détection d'un défaut d'isolation avec des modèles de composants réalistes est conçu et validé sous Saber.

Enfin, ce rapport de thèse se terminera par une conclusion générale, accompagnée de perspectives liées à la problématique de la gestion décentralisée de réseaux continus à forte disponibilité en aéronautique.

Première Partie : L'étude du réseau sain

Chapitre II: Réseau d'étude et sélection des cas d'étude

II.1 Introduction

Comme présenté dans le chapitre précédent, plusieurs simulations avec le cycle typique des charges présentes dans le réseau local défini précédemment seront réalisées pour mettre en évidence les problèmes lorsque le réseau est en état normal.

Dans ce chapitre, on va présenter une méthode permettant de sélectionner les cycles de charge les plus représentatifs. Au travers desquels seront mis en évidence les problèmes majeurs.

Après avoir simulé les cycles sélectionnés, deux problèmes sont mis en évidence. Un problème est une surtension dans la phase de restitution de puissance et l'autre problème est le prolongement du régime transitoire lors d'une phase de changement de point de fonctionnement.

Dans les chapitres III et IV, on va analyser les problèmes mis en évidence. Des solutions seront proposées.

II.2 Méthodologie de sélection des cas de test

Dans le réseau local défini, il y a trois charges. Selon les différentes phases de vol et les fonctionnements de charges, les trois charges ont des caractéristiques différentes.

La charge ETRAC (Electromechanical Thrust Reverser Actuation Controller) est une charge bidirectionnelle, utilisée pendant l'atterrissage. La puissance consommée par ETRAC est de type « impulsionnelle ». La puissance consommée maximale est de 8kW, la puissance restituée maximale est de -4kW.

La charge VGPE (Variables Geometries Power Electronics) est aussi une charge bidirectionnelle, utilisée pendant toute la durée de vol. La puissance consommée maximale est de 5kW, la puissance restituée maximale est de -1.3kW.

La charge LPEC (Lubrification Pump Electrical Controller) est une charge unidirectionnelle, utilisée pendant toute la durée de vol. La puissance consommée sur le bus DC est de 2kW.

Une méthode pour tester le réseau afin de mettre en évidence les problématiques est d'énumérer toutes les combinaisons de point de fonctionnement possibles suivant l'état des charges et de simuler tous ces cas.

Apres avoir étudié le cycle de charge, on a obtenu de nombreux états ou points de fonctionnement des charges :

ETRAC : 43 états ou points de fonctionnement différents

VGPE : 8 états ou points de fonctionnement différents

LPEC : 2 points de fonctionnement différents

Au total, il y aura 688 possibilités de combinaisons. Il est difficile de simuler tous ces cas .

Pour réduire le nombre de simulations et éviter d'omettre les cas qui provoqueront des problèmes, il est nécessaire de créer des critères pour choisir les essais essentiels. Le processus de choix est le suivant :

1. Classer les états des charges en deux types: Régime Permanent (RP) et Régime Transitoire (RT)

2. Choisir les cas les plus svères, les plus critiques et les plus représentatifs (tenir compte de la puissance maximale consommée, la puissance nulle et puissance maximale restituée, des variations de puissance à pente $\Delta P/\Delta t$ relativement importantes,… etc.)

3. Combiner les états choisis en respectant d'avoir au moins une charge en régime transitoire.

Après avoir choisi les scénarios, on a réduit le nombre d'essais à 15. Le Tableau 1 exprime l'état ou le point de fonctionnement de chaque charge. Le Tableau 2 exprime les 15 scénarios de test en combinant les états ou points de fonctionnement des charges.

Nom de charge	Type de l'état	Etat ou point de fonctionnement	Numérotations
ETRAC (E)	RP	Consomme 8KW (1)	ERP1
		Consomme 0KW (2)	ERP2
		Consomme -12KW (3)	ERP3
	RT	0KW ->8KW (1)	ERT1
		8KW -> 0KW (2)	ERT2
		8KW -> -4KW (3)	ERT3
VGPE (V)	RP	Pmoyenne=500W (1)	VRP1
	RT	5KW -> -1300W (4)	VRT4
		-1300W -> 5KW (5)	VRT5
LPEC (L)	RP	2KW (1)	LRP1

Tableau 1-Les états ou points de fonctionnement choisis de chaque charge et leurs numérotations

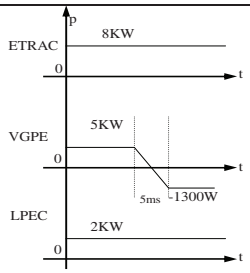
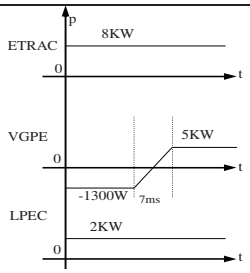
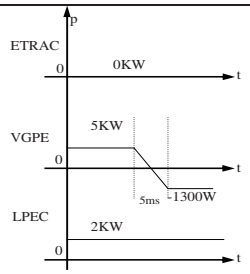
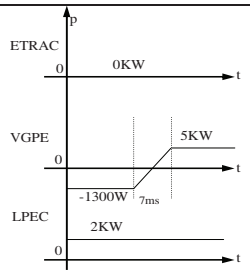
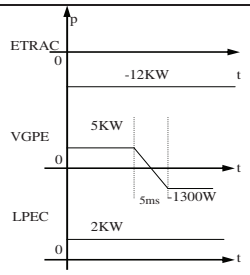
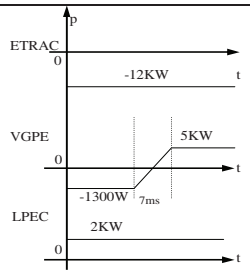
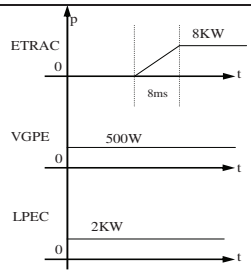
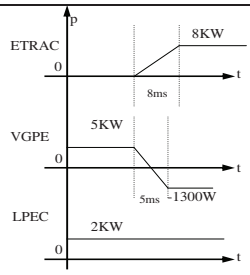
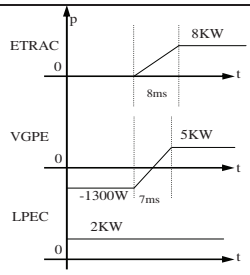
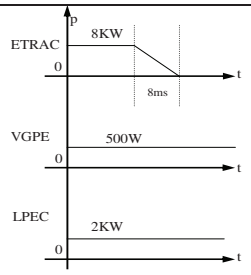
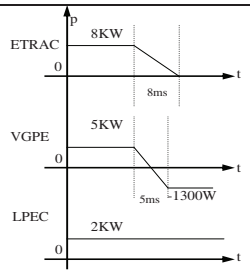
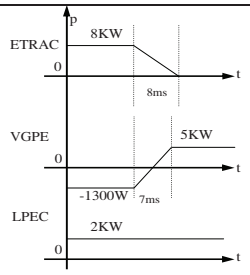
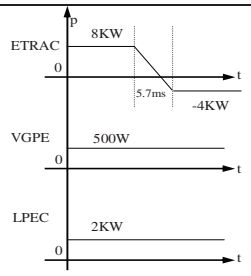
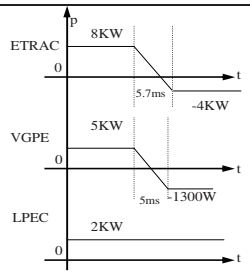
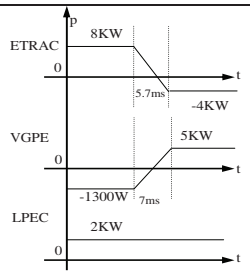
	VRP1	VRT4	VRT5
ERP1			
ERP2			
ERP3			
ERT1			
ERT2			
ERT3			

Tableau 2-Les scénarios combinant les états ou points de fonctionnement des charges

II.3 Mise en évidence des problèmes

Apres avoir lancé les 15 scenarios de test, deux types de problèmes sont apparus.

Avant de montrer les résultats, on doit définir les noms de variable qu'on va utiliser. La définition des variables de tension et de puissance est présentée à la Figure *5*.

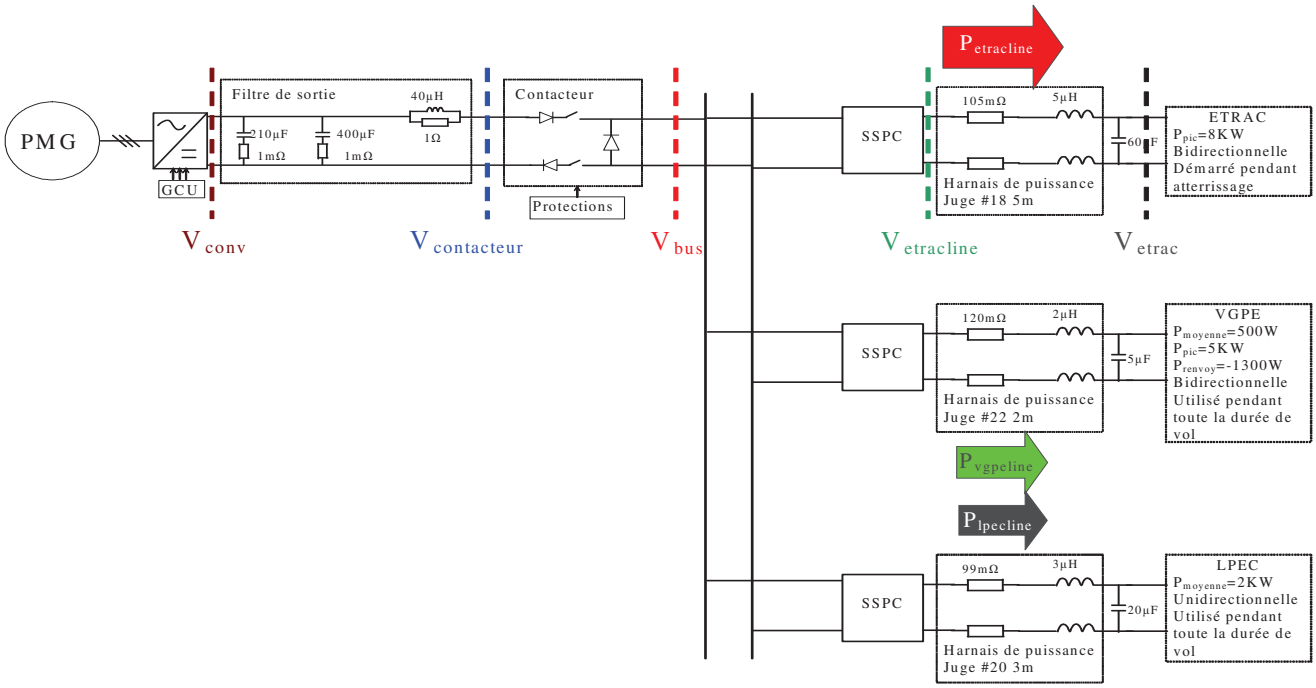


Figure 5-Définition des noms de variable de tension et de puissance

II.3.1 Problème 1 : Surtension de bus continu au test ERT3_VRT4

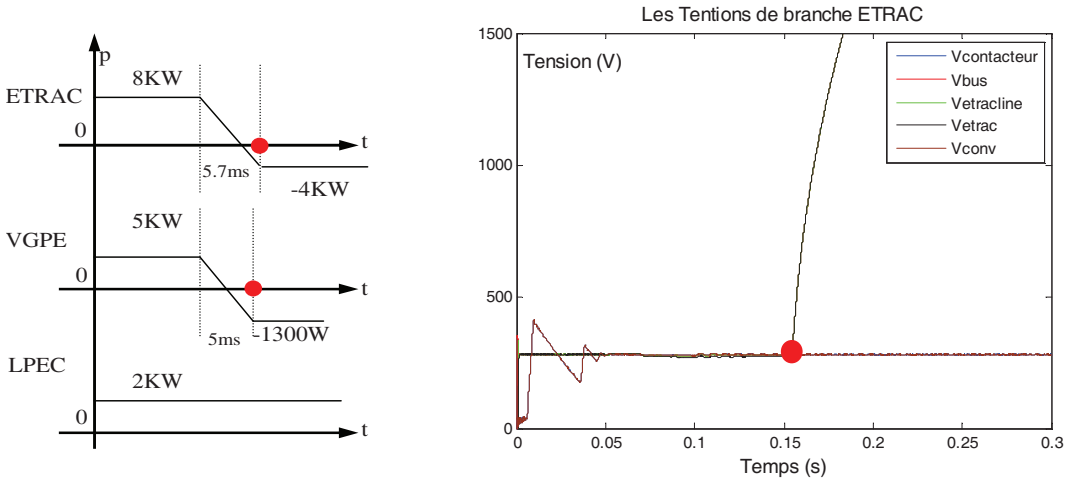


Figure 6-Le scénario de test ERT3_VRT4 et les tensions de branche ETRAC

La Figure *6* montre qu'au moment où les charges renvoient des puissances vers le réseau, la tension du bus continu V_{bus} devient instable. La surtension dépasse le seuil de tolérance qui est

montré à la Figure *7* selon la norme MIL-STD-704. La tension en amont des diodes anti-retour $V_{contacteur}$ et V_{conv} restent stable.

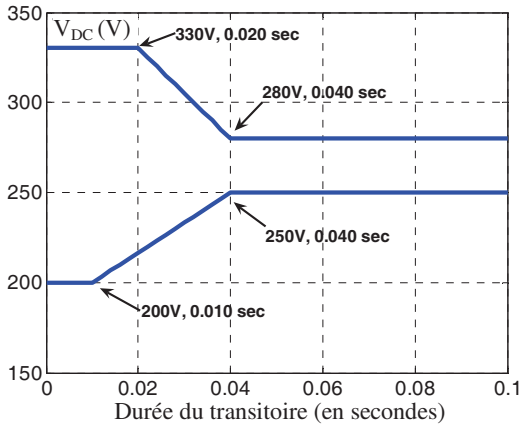


Figure 7-Standard de tension du bus continu (MIL-STD-704)

Ce phénomène de surtension du bus continu s'est produit au moment où la puissance restituée est supérieure à la puissance consommée. L'analyse et les solutions proposées pour traiter ce problème seront montrées au Chapitre III.

II.3.2 Problème 2 : Le prolongement du régime transitoire

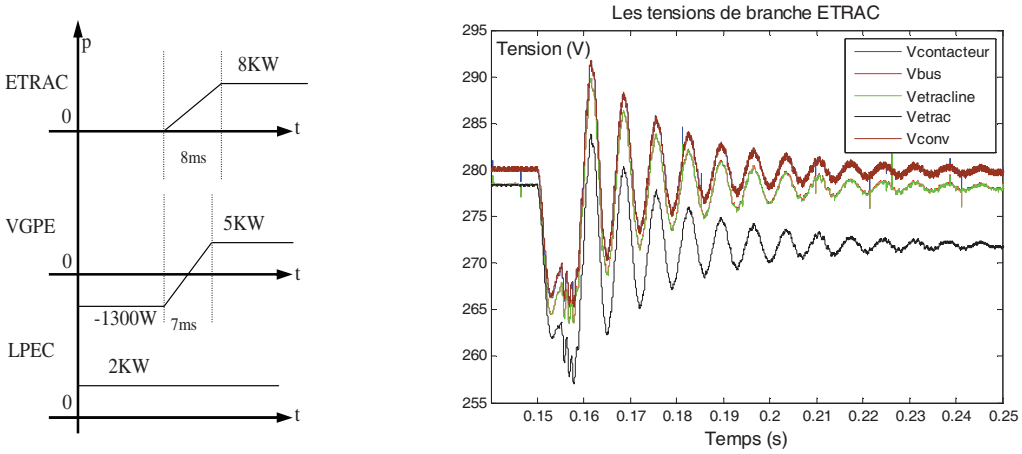


Figure 8-Le scénario d'essai de ERT1_VRT5 et les tensions de branche ETRAC

A la Figure *8*, on trouve que le régime transitoire d'essai ERT1_VRT5 est 0.07s. Le même phénomène apparaît avec l'essai ERP1_VRT5. Par rapport aux autres essais, par exemple ERT1_VRT4, il est beaucoup plus long (voir Figure *9*, le régime transitoire est d'environ 0.02s). Ce phénomène montre que la stabilité du système est dégradée. L'analyse du problème de stabilité sera réalisée au Chapitre IV.

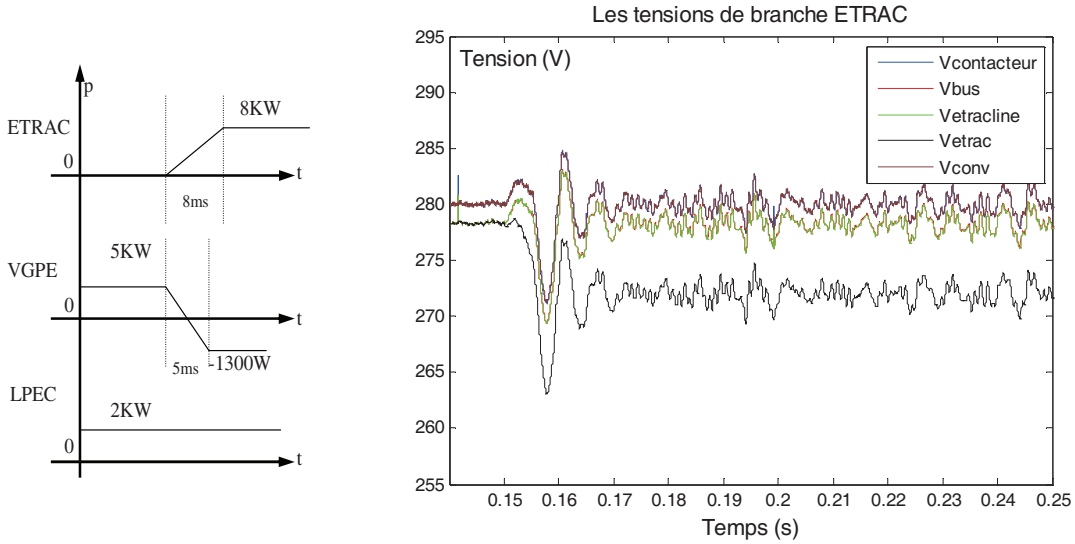


Figure 9-Le scénario d'essai de ERT1_VRT4 et les tensions de branche ETRAC

II.4 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté une méthode pour sélectionner les cycles de charge représentatifs à simuler. Cette méthode permet d'éviter de simuler nombre de cas, mais garde le cas le plus représentatif et le plus contraignant qui va probablement causer des problèmes.

Après avoir simulé les cas sélectionnés, des observation et des analyses ont été effectuées. Deux phénomènes problématiques sont tirés des résultats de simulation. Deux problèmes du réseau en état normal sont mis en évidence : problème de surtension dans la phase de restitution de puissance et problème de prolongement du phénomène transitoire dans la phase de changement de point de foisonnement.

Le chapitre III sera consacré à l'analyse et la proposition de solutions pour résoudre le première problème. Le deuxième problème lié avec la problématique de stabilité sera traité dans le chapitre IV.

Chapitre III: Gestion Energétique

III.1 Introduction

Selon les conclusions du projet européen POA (Power Optimized Aircraft), un avion de constitution plus électrique, où l'axe de transmission principal de puissance de nature électrique, se substituerait, au moins en partie, aux axes de type pneumatique, hydraulique et mécanique, pourrait être source d'amélioration au regard de critères écologiques et économiques (gain en masse, accroissement de l'efficacité énergétique, réduction des coûts de maintenance, ...etc.) ([9] [1] [10][11]).

Le développement de réseaux électriques locaux, de type continu à récupération d'énergie, pourrait favoriser cette démarche. Des sources locales de production d'électricité, des charges bidirectionnelles en puissance, ainsi que des systèmes de stockage d'énergie et de dissipation, seraient alors interconnectés par un bus continu de tension, associé à des protections électriques adaptées. Les systèmes de stockage envisagés devraient assurer au moins trois fonctions au sein de ce réseau local:

(i) Récupérer l'énergie électrique renvoyée par les charges en phase de restitution (amélioration de l'efficacité énergétique)

(ii) Assurer la fourniture des pointes de puissance consommées par les charges, afin de laisser à la source locale le soin de fournir la puissance moyenne demandée (amélioration du dimensionnement de la source de production et de l'installation)

(iii) Fournir, en cas de défaut sur le réseau local, une alternative de production, pendant une éventuelle phase de reconfiguration du réseau local (accroissement de la disponibilité).

A ces fonctions qu'assureraient les systèmes de stockage, doit s'ajouter une contribution à la stabilité du réseau local qui passe par le maintien de la tension du bus continu dans une plage normalisée.

Les systèmes de stockage sont de plus en plus envisagés dans des applications telles que les véhicules hybrides [19][20][21][22], les réseaux de distribution [23], l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques [14][16], …etc. L'utilisation de systèmes de stokage devrait offrir des possibilités en termes de gestion énergétique.

Dans ce chapitre, une méthodologie est proposée, qui permet d'analyser systématiquement la problématique. Ensuite, plusieurs stratégies de gestion énergétique, mono et multi objectif(s), sont proposées, ainsi qu'une supervision « multi-niveaux ». Ceci permet de normaliser les

interfaces entre les différents niveaux de supervision, ce qui peut conduire à des contrôles et commandes plus généralisés. Afin de développer les stratégies de type multi-objectifs, la logique floue est utilisée. Ces différentes stratégies de commande sont comparées, à l'aide d'indicateurs développés dans ce chapitre, et font l'objet de validations expérimentales.[24][25][26][27][28]

III.2 Rappel et analyse de la problématique

Dans cette partie, nous allons analyser le phénomène de surtension mis en évidence au chapitre précédent.

III.2.1 Analyse du phénomène de surtension sur le bus DC

La description effectuée au paragraphe II.3.1, a montré que la tension du bus continu V_{bus} devient instable lorsque les charges renvoient de la puissance vers le réseau continu. La Figure 10 relève, pour l'essai ERT3_VRT4, les différentes courbes de tensions et puissances, en différents points du système de distribution.

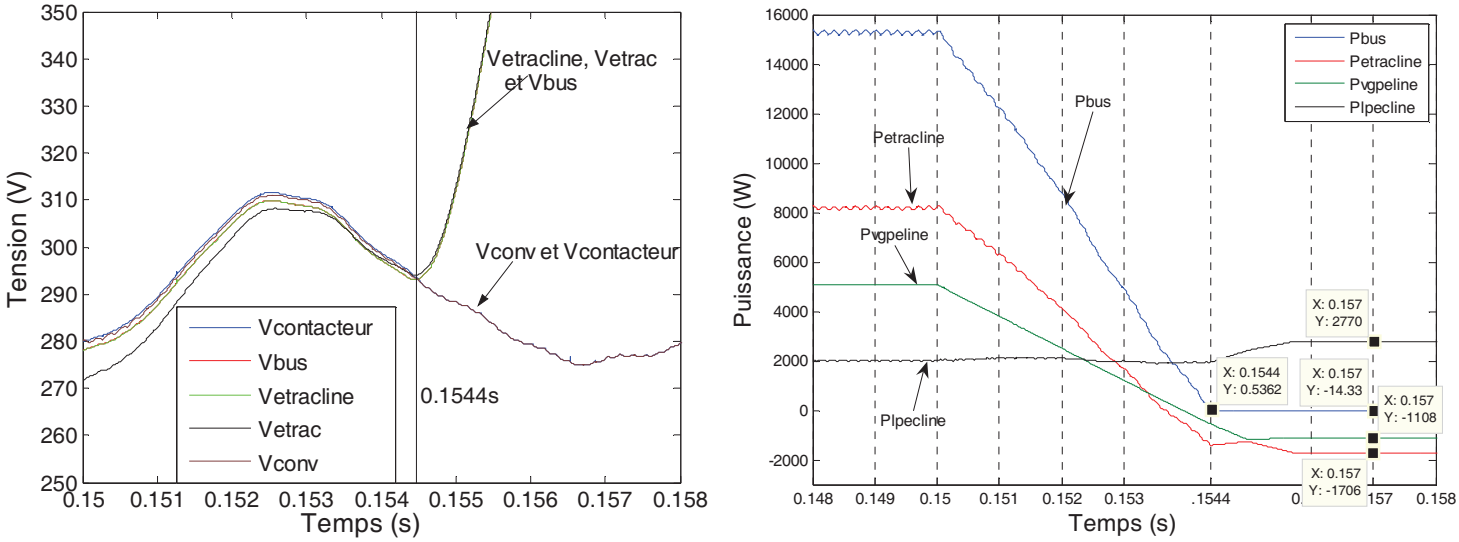


Figure 10-Tensions et puissances en différents points du SDP lors de l'essai ERT3_VRT4

Les courbes présentées à la Figure 10 suscitent deux questions : i) pourquoi une augmentation de la tension du bus continu à partir de 0,1544s, ii) pourquoi en régime permanent, après changement de la consommation de charge (au moment de 0.157s par exemple), les puissances mesurées du côté du bus diffèrent des puissances mesurées aux bornes des charges (ETRAC -4KW, VGPE -1300W et LPEC 2KW, cf. Figure *6*)?

Ces deux questions sont liées. Dans notre cas, le bus continu n'étant pas un élément

accumulateur, le bilan de puissance, au niveau du bus continu respecte la relation (1) :

$$P_{bus} \equiv P_{etracline} + P_{vgpeline} + P_{lpecline} \quad (1)$$

A t=0.1544s, la puissance fournie par la Génératrice (PMG) s'annule, soit $P_{bus}=0$, donc, $P_{etracline}+P_{vgpeline}+P_{lpecline}=0$.

A ce moment, dans l'hypothèse où les impédances de harnais sont négligées, les égalités suivantes sont vérifiées : $P_{etracline}=P_{etrac}$, $P_{vgpeline}=P_{vgpe}$ et $P_{lpecline}=P_{lpec}$

Plus tard, (par exemple à 0.1545s), les charges ETRAC et VGPE renvoient des puissances croissantes (cf. Figure *6*, la durée de variation de consommation des deux charges). Dans le même temps, la puissance consommée par la charge LPEC ne change pas. Donc, on a $P_{etrac}+P_{vgpe}+P_{lpec}\neq 0$ mais d'un autre côté, $P_{etracline}+P_{vgpeline}+P_{lpecline}=0$. On a donc $P_{etracline}+P_{vgpeline}+P_{lpecline}\neq P_{etrac}+P_{vgpe}+P_{lpec}$. Les différences de puissances sont dues aux éléments accumulateurs, par exemple le condensateur de filtre d'entrée d'équipement ou le harnais, … etc. Dans notre cas, par rapport aux énergies stockées dans les condensateurs, les énergies stockées dans les inductances sont relativement faibles. La Figure 11 exprime le bilan de puissance du réseau au moment où $P_{bus}=0$

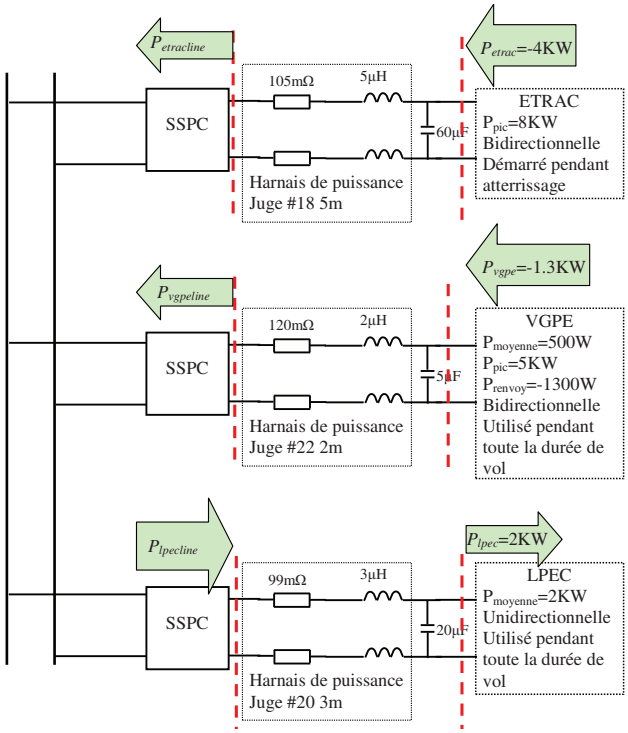


Figure 11-Le bilan de puissance au moment où $P_{bus}=0$

Afin d'apporter des éléments de réponse à la deuxième question, nous prenons en compte l'équation (2) de l'énergie W_c stockée dans un condensateur. Dans cette équation, C représente la capacité du condensateur et U_c la tension aux bornes du condensateur.

$$W_c = \frac{1}{2} C U_c^2 \quad (2)$$

Lorsque W_c augmente, la tension aux bornes du condensateur augmente. Par conséquent, la tension du bus continu augmentera. Les différences de puissance entre les puissances du côté du bus et du côté de la charge se retrouvent dans les condensateurs. Et les puissances du côté de bus respectent la relation (3) :

$$\frac{\left|P_{etracline}-P_{etrac}\right|}{\left|P_{vgpeline}-P_{vgpe}\right|}=\frac{C_{etrac}}{C_{vgpe}} \quad et \quad \frac{\left|P_{etracline}-P_{etrac}\right|}{\left|P_{lpecline}-P_{lpec}\right|}=\frac{C_{etrac}}{C_{lpec}} \qquad (3)$$

En effet, à partir l'équation (2), on a

$$P_c=\frac{dW_c}{dt}=\frac{1}{2}C\times\frac{dU_c^2}{dt}=CU_c\frac{dU_c}{dt}$$

Ayant négligé la chute de tension au niveau des harnais, on a donc $U_{cetrac}=U_{cvgpe}=U_{clpec}$,

donc $$\frac{\left|P_{etracline}-P_{etrac}\right|}{\left|P_{vgpeline}-P_{vgpe}\right|}=\frac{P_{cetrac}}{P_{cvgpe}}=\frac{C_{etrac}\times U_{cetrac}\times\frac{dU_{cetrac}}{dt}}{C_{vgpe}\times U_{cvgpe}\times\frac{dU_{cvgpe}}{dt}}=\frac{C_{etrac}}{C_{vgpe}}$$ et

$$\frac{\left|P_{etracline}-P_{etrac}\right|}{\left|P_{lpecline}-P_{lpec}\right|}=\frac{P_{cetrac}}{P_{clpec}}=\frac{C_{etrac}\times U_{cetrac}\times\frac{dU_{cetrac}}{dt}}{C_{lpec}\times U_{clpec}\times\frac{dU_{clpec}}{dt}}=\frac{C_{etrac}}{C_{lpec}}$$

Les données montrées à la Figure 10 vérifient la conclusion qu'on a obtenue dans (3). On prend les valeurs mesurées au moment de 0.157s

$$\frac{\left|P_{etracline}-P_{etrac}\right|}{\left|P_{vgpeline}-P_{vgpe}\right|}=\frac{\left|-4000-(-1706)\right|}{\left|-1300-(-1108)\right|}\approx\frac{C_{etrac}}{C_{vgpe}}=\frac{60\mu}{5\mu}=12 \text{ et } \frac{\left|P_{etracline}-P_{etrac}\right|}{\left|P_{lpecline}-P_{lpec}\right|}=\frac{\left|-4000-(-1706)\right|}{\left|2000-(2770)\right|}\approx\frac{C_{etrac}}{C_{lpec}}=\frac{60\mu}{20\mu}=3$$

III.2.2 Conclusion

En raison de la loi de conservation de la puissance et de l'énergie, en raison de la présence d'équipement anti-retour, l'équilibre de puissance entre les équipements assure la stabilité du réseau lorsque des équipements renvoient des énergies vers le bus. Mais cet équilibre est rarement atteint.

III.3 Propositions et choix de solutions

III.3.1 Proposition des solutions

Le problème de surtension au niveau du bus continu que nous venons de décrire, est lié au déséquilibre entre la puissance restituée par certaines charges bidirectionnelles, et la puissance absorbée par d'autres charges, la première étant alors supérieure à la seconde.

Seront solutions à ce problème des méthodes, des dispositifs, voire la combinaison des deux, qui permettront d'atteindre l'équilibre entre puissance restituée et puissance absorbée.

Dans le cas présent d'une surtension à éliminer, ou à empêcher, deux modes d'action sont à envisager : (i) réduire la puissance restituée pour une certaine consommation donnée, (ii) augmenter la puissance consommée pour une certaine puissance restituée. Deux moyens d'action pourront être alors considérés : (i) les charges et (ii) des dispositifs matériels supplémentaires que nous évoquerons plus loin.

III.3.1.A Solution 1 : Solution par action sur le comportement des charges

Dans ce problème, le déséquilibre entre les puissances restituées par certaines charges, et les puissances consommées par d'autres, provoque une élévation de la tension du bus continu, au point que celle-ci ne puisse plus être considérée comme maintenue.

Une première solution, conservant l'architecture matérielle du Système Distribué de Puissance (SDP), pourrait être d'agir sur les consignes de puissances délivrées aux charges. Nous nous plaçons ici dans une logique de modification de profil de charge, tant productrice que consommatrice.

III.3.1.A.1 Modification du profil de charge en vue d'une diminution ou d'un report de la production

La proposition que nous avançons dans cette partie vise à agir sur le renvoi de puissance vers le bus continu.

Elle consiste, soit à dégrader le mode de fonctionnement de la charge, en lui imposant une

référence de puissance restituée réduite par rapport à ce qu'elle devait être initialement, mais en la maintenant plus longtemps afin que la même énergie soit finalement restituée, soit en différant dans le temps cette consigne initiale.

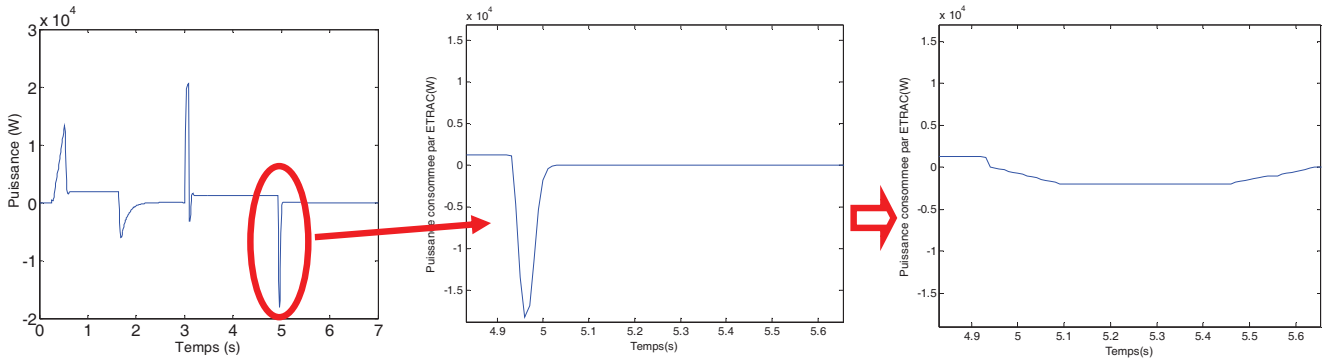


Figure 12-Un exemple de commande en mode dégradé de la charge ETRAC

III.3.1.A.2 Modification du profil de charge en vue d'un accroissement ou d'une anticipation de la consommation

La proposition que nous avançons dans cette partie vise à agir sur la consommation de puissance au niveau du bus continu.

Il s'agit d'agir sur la gestion de la charge. Soit, si la charge l'y autorise, accroître volontairement sa consommation en lui imposant une consigne de puissance adéquate, soit anticiper la consommation d'une charge dans le temps, afin d'absorber prématurément une puissance de façon à agir favorablement sur l'équilibre puissance consommée *vs* puissance restituée.

Ces solutions présentent l'intérêt de ne pas nécessiter de modification de l'architecture du SDP. En revanche, la gestion des charges proposée nécessite le développement d'une gestion plus complexe de celles-ci (prise en compte des priorités de fonctionnement de chaque charge en fonction des phases de vol, estimation des durées rajoutées aux phases de renvoi de puissance, des temps de report ou d'anticipation des consignes de puissance, …).

Aussi, même s'il semble possible d'envisager de telles solutions, il n'est pas sûr de pouvoir systématiquement les mettre en application, en raison de l'aspect prioritaire de certaines actions.

C'est pourquoi nous proposons dans ce qui suit de compléter l'architecture du SDP de dispositifs matériels qui permettront, entre autre, d'accroître la puissance consommée, afin de contribuer à l'équilibre puissance restituée *vs* puissance consommée.

III.3.1.B Solution par ajout d'un (de) dispositif(s) de puissance.

III.3.1.B.1 Définition de critères d'évaluation

Les solutions que nous allons proposer vont consister à ajouter un ou plusieurs dispositifs de puissance. Afin de comparer entre elles les différentes propositions, nous considérons différents critères qualitatifs : fiabilité, masse, polyvalence.

Fiabilité :

MTBF (Mean Time Between Failures - *temps moyen entre pannes*) est un indicateur important pour évaluer la fiabilité du système. Il sera d'autant plus élevé que le système comportera un nombre important de redondances. Dans notre étude, il est difficile d'estimer le MTFB de chaque composant, de chaque équipement. On se contentera donc d'estimer de façon qualitative, l'apport, en termes de redondance, de chaque solution proposée.

Masse :

La masse, le volume des équipements, sont des paramètres très importants dans le domaine de l'aéronautique. Il est donc nécessaire de prendre en compte un tel critère. Mais ces grandeurs dépendent, à technologies identiques, des dimensions de l'installation. Or, notre étude ne porte pas sur l'aspect dimensionnement des équipements. C'est pourquoi, ici, nous considèrerons un critère « nombre de sous-systèmes ajoutés » pour l'étude qualitative.

Polyvalence :

Ce critère témoigne de la capacité du système étudié à satisfaire plusieurs fonctions. Il est donc couplé avec le critère de masse ; En effet, nous pouvons envisager qu'un équipement capable de répondre à plusieurs besoins, peut se substituer à plusieurs équipements, satisfaisant initialement à chaque besoin.

III.3.1.B.2 Solution 2 : Ajout d'un (de) dispositif(s) de dissipation

Dans le paragraphe II.3.1, les puissances restituées par les charges bidirectionnelles provoquent l'instabilité du réseau. Les solutions proposées doivent donc, au minimum, extraire ces puissances du réseau. On peut considérer d'installer un système de dissipation global aux bornes du bus ou/et des systèmes de dissipation, locaux, aux bornes des charges bidirectionnelles.

La Figure 13 montre les installations de systèmes de dissipation.

Si un seul système de dissipation global est installé, il n'y a pas de redondance possible en cas de défaillance de ce dispositif (en dehors d'un basculement sur le SDP de secours, lui-même équipé d'un équipement dissipatif identique). Cette disposition présente l'intérêt d'un moindre équipement à installer.

Si plusieurs systèmes de dissipation locaux sont installés aux bornes de charges bidirectionnelles, des redondances sont possibles: Si le système de dissipation d'une charge est en panne, la puissance en surplus peut être dissipée dans les systèmes de dissipation des autres charges. De plus, le SDP de secours ne nécessiterait pas, lui-non plus, de système de dissipation. Cette disposition impliquant plusieurs systèmes de dissipation, masse et volumes devraient s'en ressentir de façon négative.

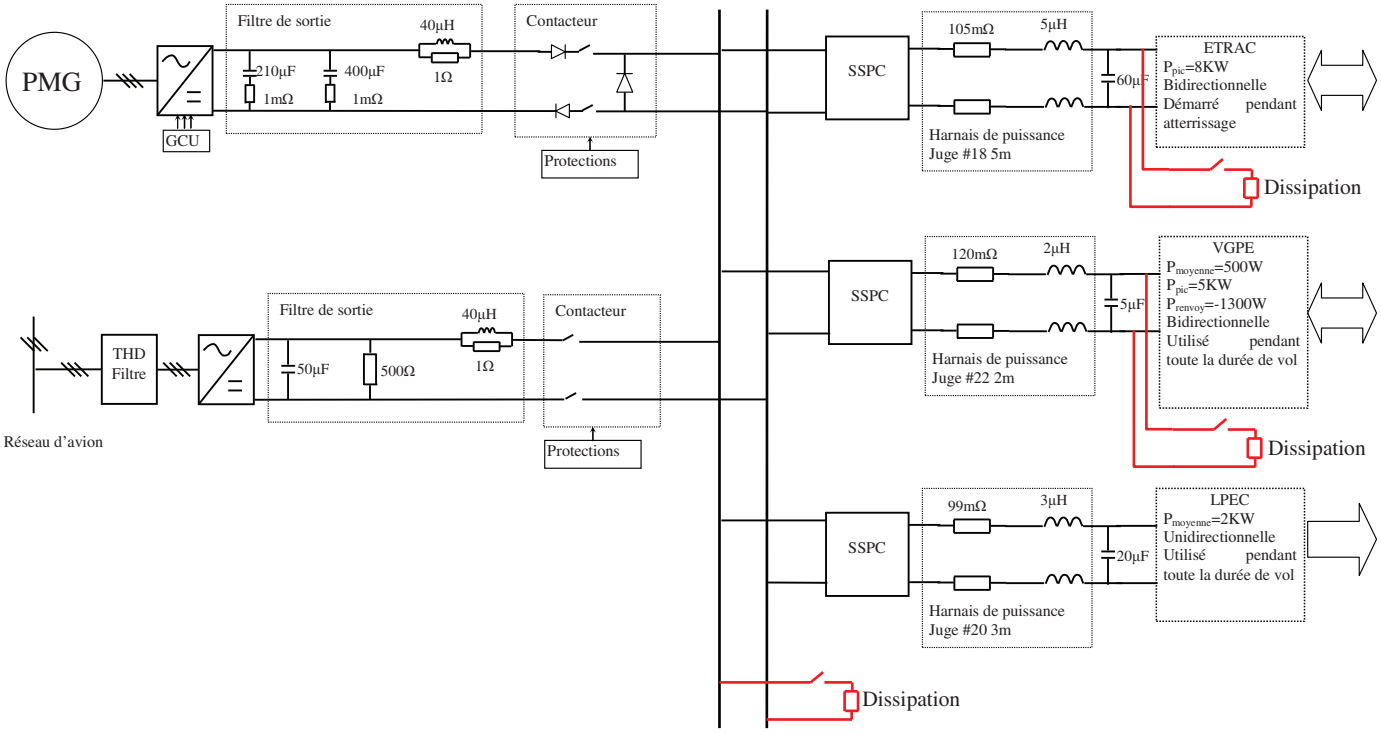


Figure 13-Solution 2 : Ajout d'un (de) système(s) de dissipation

Selon les critères proposés au paragraphe III.3.1.B.1, on peut évaluer cette solution comme ci-dessous :

Fiabilité :

Cette solution accroît les possibilités de redondance, tout en adaptant le dimensionnement d'installation et l'endroit d'installation.

Masse :

Pour un système de dissipation, il faut avoir : 1 résistance, 1 hacheur, 1 système de refroidissement, soit trois éléments (ou systèmes) à ajouter pour un système de dissipation. Le nombre de systèmes de dissipation installés dépend de la disposition choisie.

Polyvalence :

Le système de dissipation peut fonctionner pour :

a) Dissiper les énergies restituées.

b) Amortir l'ondulation du courant transitoire.

Avantage de cette solution : C'est une solution robuste grâce à la simplicité et la robustesse du système de dissipation.

Inconvénient de cette solution : En terme d'optimisation énergétique, la puissance restituée et dirigée vers cet élément ne peut plus être réutilisée. Comme ce système dissipe l'énergie, il va chauffer lorsqu'il fonctionne. Il peut être refroidi naturellement, mais dans un environnement contraint, il a besoin d'un système de refroidissement supplémentaire.

III.3.1.B.3 Solution 3 : Ajout d'un (de) dispositif(s) de stockage.

Dans un souci d'optimisation énergétique, les solutions proposées doivent en plus stocker ces puissances extraites du réseau. Donc, on peut penser installer des systèmes de stockage locaux ou un stockage global, ou la combinaison des deux. La Figure 14 montre les installations possibles des systèmes de stockage.

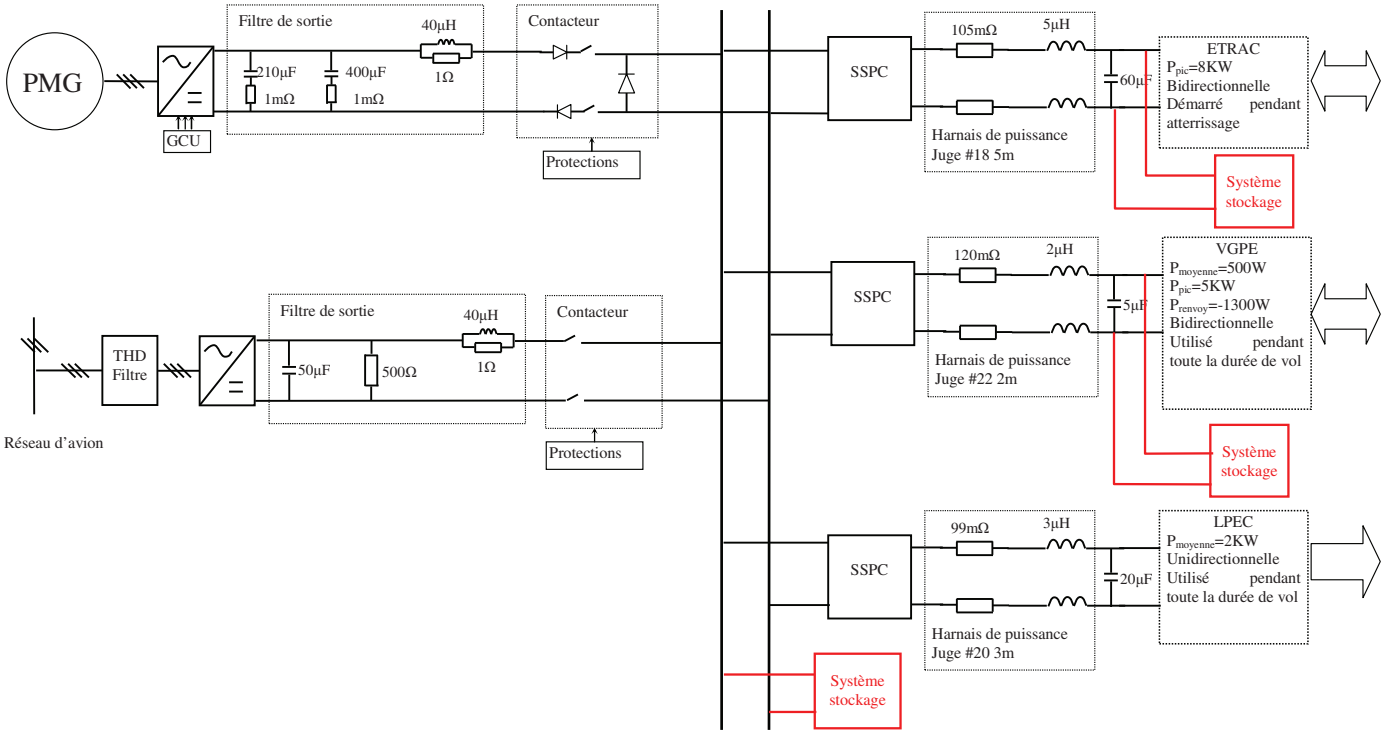


Figure 14-Solution 3: Installer un/des système(s) de stockage(s)

Menons une analyse en termes de fiabilité, redondance, masse et volume, similaire à celle menée au paragraphe III.3.1.B.2. :

Fiabilité :

Cette solution accroît les possibilités de redondance, tout en adaptant le dimensionnement d'installation et l'endroit d'installation.

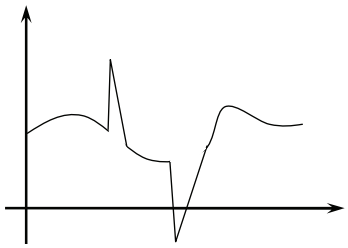
Masse :

Selon les technologies de stockage envisagées (batterie, super condensateur, volant d'inertie, ….. etc.), plusieurs éléments sont à considérer. On y retrouvera, au minimum, systématiquement un convertisseur, et l'élément de stockage propre. Pour un système de stockage à base de supercondensateur, un hacheur et une l'inductance de lissage sont de surcroît nécessaires. Pour un système de stockage d'inertiel, une machine électrique, un onduleur (selon le type de machine électrique) et un volant d'inertie sont nécessaires.

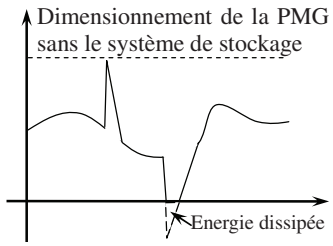
Polyvalence :

Le système de stockage peut remplir plusieurs fonctions :

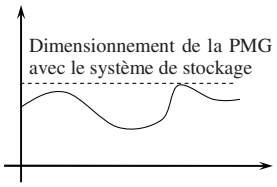
1. Récupérer l'énergie renvoyée par les charges (efficacité énergétique).
2. Amortir l'ondulation de courant transitoire, avec des performances liées à sa dynamique (maintien de la tension du bus). Fournir une possibilité de diminuer les dimensions de condensateurs qui se situent aux bornes des charges (selon sa dynamique)
3. Pourvoir à l'alimentation des charges et du bus pendant une perte de l'alimentation initiale. La durée, de quelques secondes à quelques minutes, dépendrait de la puissance demandée et du dimensionnement du stockage (Alimentation de secours)
4. Fournir les appels de puissance issus des charges, à transitoires rapides et amplitudes importantes, afin de laisser la Génératrice à Aimants Permanents (PMG) fournir les demandes de puissance lentement variables (Figure 15). Ceci permettrait d'une part, de dimensionner la génératrice au plus juste, d'autre part, de réduire d'éventuels à-coups de régime (Dimensionnement).



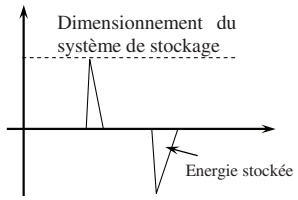
a) Profil de charge



b) Puissance fournie par PMG sans le système de stockage



c) Puissance fournie par PMG sans le système de stockage



d) Puissance du système de stockage

Figure 15-La contribution du système de stockage à la fourniture des pointes de puissance

Une difficulté liée à l'utilisation d'un système de stockage d'énergie, est la détermination de sa capacité : Lorsque le stockage est plein, il ne peut plus stocker la puissance extraite, mais il peut fournir de la puissance pour venir en aide à la génératrice. Inversement, il ne peut pas produire lorsqu'il est vide. Dimensionnement et gestion énergétique du système de stockage tiendront donc un rôle important.

Avantage de cette solution : Les différentes fonctions énumérées précédemment témoignent de l'intérêt d'un système de stockage, en termes d'efficacité énergétique, de disponibilité du SDP, de maintien de tension, d'optimisation de dimensionnement.

Inconvénient de cette solution : On peut considérer qu'un système de stockage est plus complexe dans sa mise en œuvre, moins robuste, qu'un système de dissipation. Egalement que le bon accomplissement des fonctions décrites précédemment nécessitera une gestion du système d'autant plus complexe que certaines d'entre elles requièrent des états différents du système de stockage (stockage au maximum pour les fonctions *Alimentation de secours, fourniture des pointes de* puissance, au minimum pour la fonction *Récupération d'énergie*, et moyen pour la fonction *maintien de la tension du bus*). Enfin, selon la technologie retenue, le dispositif de stockage présentera une capacité limitée, ainsi qu'un comportement dynamique moins performant que celui d'un système de dissipation.

III.3.1.B.4 Solution 4 : Ajout d'un système hybride de stockage et de dissipation

Au regard des avantages et inconvénients cités précédemment, systèmes de dissipation et de stockage présentent des complémentarités (en termes d'efficacité énergétique, de dynamique) que nous proposons d'exploiter, en associant ces deux dispositifs afin de réaliser ce que nous appellerons dans la suite de ce mémoire un système hybride (de stockage et de dissipation). La possibilité pour le système de stockage de voir sa capacité maximale atteinte, justifie également cette association. Plusieurs combinaisons sont alors envisageables, puisque systèmes de stockage et de dissipations, peuvent être locaux ou globaux. La Figure 16 montre les dispositifs possibles.

Combinaison 1 : Seul un système hybride globale est installé (S1+D1)

Dans ce cas là, les puissances restituées par les charges bidirectionnelles sont stockées globalement. Au cas où le système hybride (système stockage et système de dissipation) est en panne, il n'y a plus d'élément pour récupérer les puissances restituées. La tension du bus continu est menacée d'être instable.

Comme les charges bidirectionnelles ne disposent pas localement d'élément de dissipation ou de stockage, dans le cas d'une reconfiguration, il faut s'assurer que le nouveau bus continu auquel elles se connecteraient, dispose au moins d'un système qui permet de récupérer la puissance restituée.

Cette combinaison minimise le nombre de dispositifs installés, mais les possibilités de redondance sont inexistantes.

Combinaison 2 : Des systèmes hybrides locaux sont installés (S2+D2 et S3+D3)

Dans ce cas là, les puissances restituées par les charges bidirectionnelles sont stockées ou dissipées localement. Si chaque système hybride est dimensionné juste pour la charge à laquelle il est connecté, il n'y aura pas de redondance supplémentaire. Si chaque système hybride est surdimensionné par rapport à cette même charge, des redondances seront envisageables.

Cette combinaison permet de fournir des redondances supplémentaires mais il y aura davantage d'équipement installé.

Par ailleurs, la stratégie de supervision de cette combinaison sera différente que celle de la combinaison précédente.

Combinaison 3 : Un système de stockage global et des systèmes de dissipation locaux sont installés (S1+ D2+D3)

Dans ce cas là, les puissances restituées par les charges seront stockées globalement, et si nécessaire, elles seront dissipées localement. Dans ce dispositif, les charges bidirectionnelles

disposent de leur propre système de dissipation, qui ne fonctionne que dans le cas où le système de stockage ne peut pas réagir (compenser l'inconvénient de dynamique, raison de sécurité).

De même, lorsque les charges sont reconfigurées sur l'autre bus DC, le nouveau bus doit disposer d'un système de stockage global pour récupérer les énergies restituées par les charges, sinon, elles seront dissipées localement.

Dans cette combinaison, il n'y a pas de redondance pour le système de stockage, par contre, les systèmes de dissipation locaux peuvent procurer des redondances supplémentaires, selon la capacité installée.

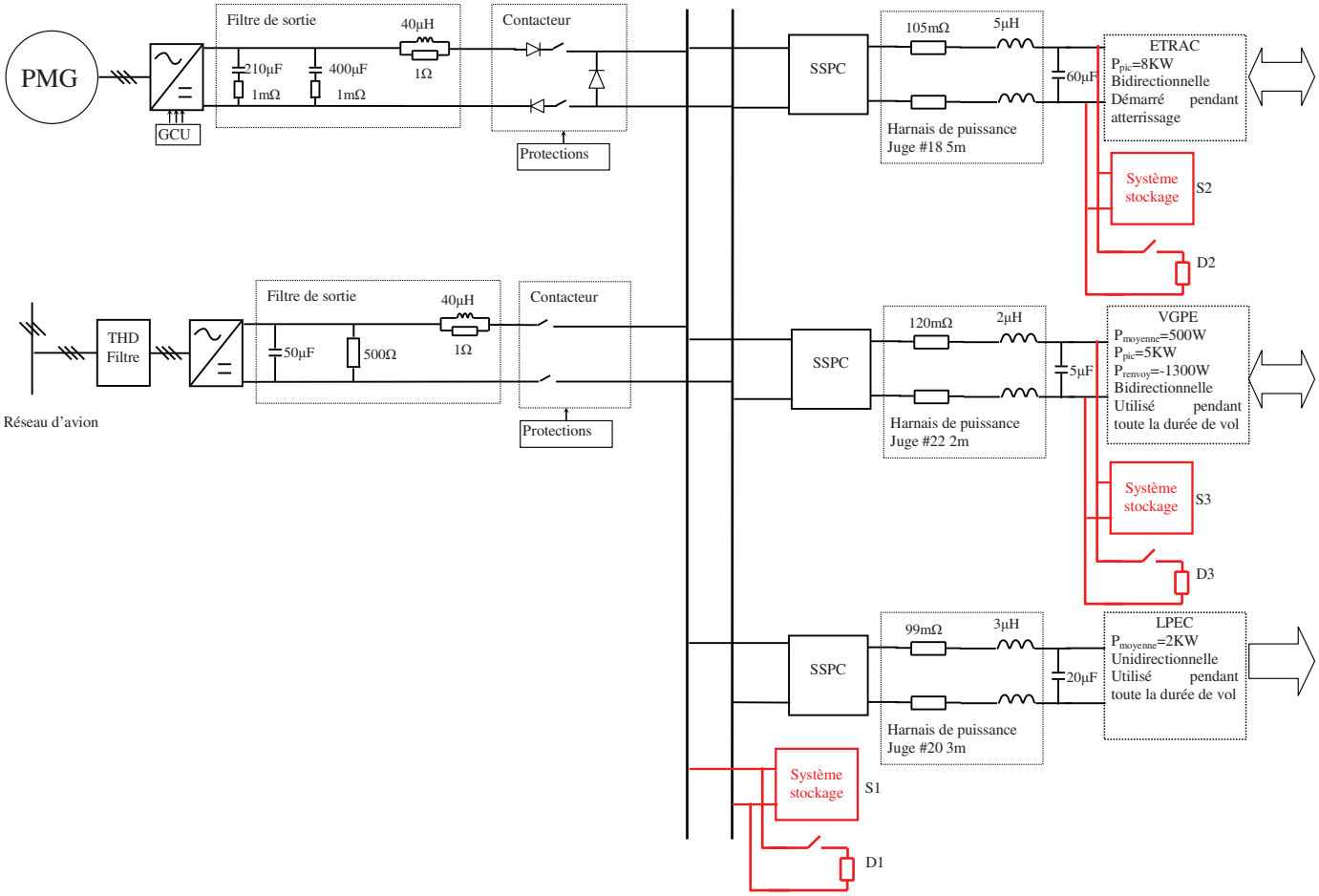


Figure 16-Solution 4: Ajout d'un système hybride de stockage et de dissipation

Selon les critères proposés, on peut évaluer cette solution comme ci-dessous :

Fiabilité :

Cette solution fournit des possibilités d'augmenter la redondance, en adaptant la localisation et le dimensionnement des systèmes de dissipation.

Poids :

Combinaison 1: 1 système de stockage et 1 système de dissipation sont nécessaires.

Combinaison 2: plusieurs systèmes de dissipation et de stockage sont nécessaires (selon le nombre de charges bidirectionnelles)

Combinaison 3: 1 système de stockage et plusieurs systèmes de dissipation sont nécessaires (selon le nombre de charges bidirectionnelles)

Polyvalence :

On retrouve pour cette solution la polyvalence d'un système de stockage, dans la mesure où les mêmes fonctions peuvent être assurées.

Avantage de cette solution : le même avantage que pour la solution 3, vue au paragraphe III.3.1.B.3. Ici, le souci lié à la capacité limitée du système de stockage disparaît, et les systèmes de dissipation compensent l'inconvénient du temps de réponse du système de stockage.

Inconvénient de cette solution : il y a plusieurs systèmes à mettre en œuvre. La gestion d'un tel système présente plus de complexité.

III.3.2 Solution retenue

Parmi les quatre solutions proposées précédemment, nous allons en retenir une, que nous développerons ensuite, notamment pour développer une gestion énergétique appropriée.

La solution 1, qui consiste à agir sur le profil des charges (en intensité, ou par décalage temporel de la consigne), ne peut pas garantir l'équilibre entre la puissance restituée et la puissance consommée.

La solution 2, qui consiste à ajouter uniquement un ou des systèmes de dissipations, n'est pas satisfaisante d'un point de vue énergétique.

La solution 3, qui consiste à ajouter uniquement un ou des systèmes de stockage, n'est pas satisfaisante, car limitée par les possibilités du stockage en termes de capacité et de dynamique (selon technologies retenues).

La solution 4, en proposant plusieurs combinaisons d'association de dispositifs de stockage et de dissipation, surmonte les inconvénients des solutions 2 et 3. Nous retiendrons cette solution pour la suite de notre étude, dans sa configuration la plus simple (Figure 17), c'est-à-dire la combinaison 1, avec un système hybride (stockage et dissipation) global uniquement, connecté au bus continu.

Nous proposons dans la suite de ce travail, d'étudier différentes stratégies de supervision énergétique du SDP ainsi réalisé.

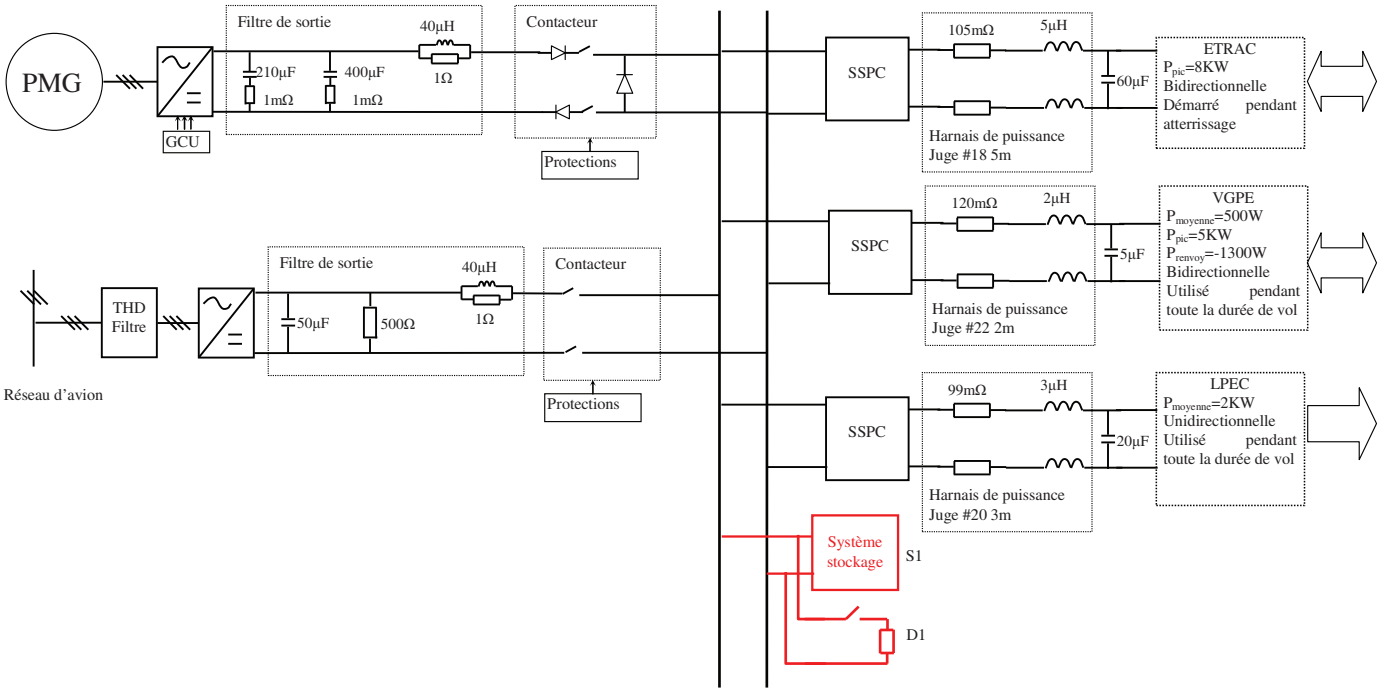


Figure 17-Solution retenue pour palier au problème d'équilibre de puissance

III.4 Stratégies de supervision énergétique

Cette partie est consacrée à l'étude de différentes stratégies de supervision énergétique du SDP représenté à la Figure 17.

Comme montré à la partie précédente, le système de stockage et de dissipation doit être contrôlé pour atteindre différents objectifs. Différentes stratégies de supervision sont développées pour ces objectifs en considérant les contraintes. Dans cette partie, les résultats de simulation seront comparés pour l'étude analytique et des résultats d'expérimentaux permettront également de valider ces stratégies proposées.

III.4.1 Stratégies de supervision pour gérer le système hybride

Objectifs, contraintes et moyens d'action, en rapport avec cette supervision, vont nous permettre de structurer cette étude.

Plusieurs objectifs peuvent être envisagés pour cette supervision :

1. Maintenir la tension du bus continu dans le gabarit normalisé de la Figure 18.
2. Minimiser la puissance dissipée pour augmenter le rendement global du réseau.

3. Assurer la disponibilité du système de stockage.

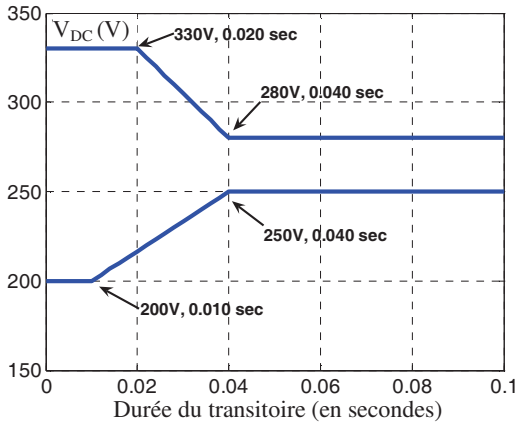


Figure 18-Standard de tension du bus continu (MIL-STD-704)

Les contraintes envisageables sont :

1. La source principale est unidirectionnelle (à cause des diodes anti-retour et le pont à diodes).
2. Le gabarit de la tension (Figure 18) doit être respecté.
3. L'état de charge du stockage.
4. La dynamique du stockage.

Les moyens d'action que nous allons considérer sont, d'une part, la référence de puissance reçue par le système hybride, d'autre part, la répartition de cette puissance de référence globale, en puissances de référence respectivement pour le système de dissipation et le système de stockage.

L'architecture de supervision est montrée à la Figure 19

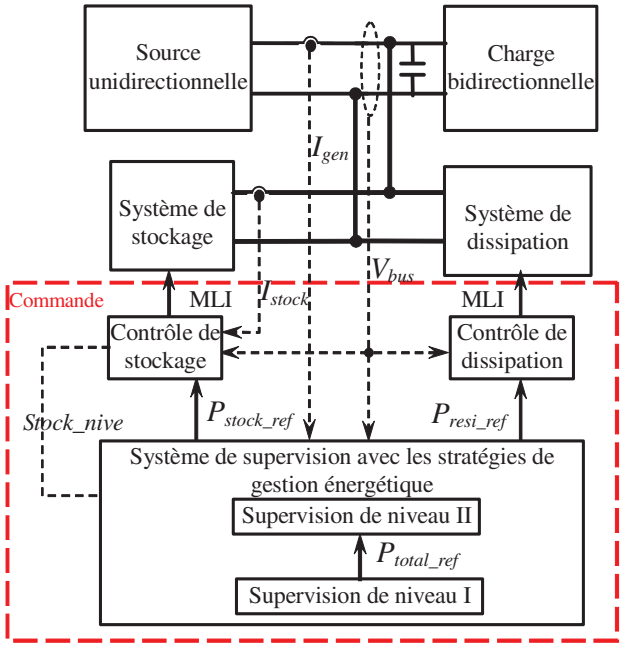


Figure 19-L'architecture du système de supervision

À l'intérieur du système de supervision de la Figure 19, deux niveaux des stratégies de gestion énergétique doivent être considérés individuellement. Le premier niveau détermine la puissance de référence totale générée ou absorbée par le système hybride, P_{total_ref} , les entrées de ce niveau correspondant aux objectifs visés par la stratégie. Le deuxième niveau permet de diviser le P_{total_ref} en deux parties: la partie à stocker ou à restituer, P_{stock_ref}, et la partie à dissiper, P_{dissi_ref}.

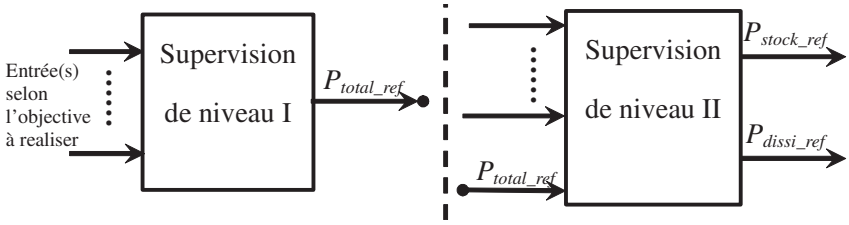


Figure 20-Structure globale de la supervision énergétique à deux niveaux

La Figure 20 montre la structure globale à deux niveaux de la supervision. Comme montré à la Figure 20, l'interface entre les deux niveaux est bien définie et normalisée, donc, les stratégies dans chaque niveau de supervision peuvent être conçues individuellement en respectant la norme d'interface.

Le premier niveau (Niveau I), qui va consister à déterminer la référence de puissance totale, P_{total_ref}, qui doit être envoyée depuis le bus continu vers le système hybride ou inversement.

Le second niveau (Niveau II), dont la fonction est de répartir, dans le cas d'un flux de puissance allant du bus continu vers le système hybride, cette première référence entre les systèmes de dissipation, P_{dissi_ref} et de stockage, P_{stock_ref} .

Pour chacun de ces deux niveaux, deux stratégies sont envisagées :

Niveau I : Calcul de la consigne de puissance P_{total_ref}

PI - Stratégie « Proportionnel Intégral » (**P**roportional **I**ntegral):

A l'aide d'un correcteur de type PI, on détermine la puissance nécessaire au maintien de la tension du bus continu.

MP - Stratégie « Minimum de Puissance fournie » (**M**inimum supplied **P**ower) :

Au lieu de laisser le courant fourni par la génératrice s'annuler lorsque les charges renvoient de la puissance, on peut envisager de la part de la génératrice une fourniture minimale de courant. La tension du bus continu sera alors assurée autant que possible par la commande de la PMG. Cette stratégie prend en compte le niveau du stockage. Nous proposons de la mettre en œuvre en utilisant la logique floue.

Niveau II : Répartition de la puissance

VB - Stratégie « Bande de Tension » (**V**oltage **B**and):

La tension nominale du bus continu est de 270V, mais selon la norme MIL-STD-704, une variation de tension entre 250V et 280V est permise. Cette stratégie consiste à exploiter la tolérance de tension pour décider de la répartition de la puissance entre les systèmes de stockage et de dissipation. Ici aussi, la mise en œuvre se fera à l'aide de la logique floue.

FC - Stratégie « Compensation entière » (**F**ull **C**ompensation):

En raison d'une dynamique limitée, le système de stockage ne peut pas répondre instantanément à la consigne qui lui est imposée. Dans ce cas, le système de dissipation est enclenché afin de dissiper la part de puissance que le système de stockage ne peut absorber.

Le Tableau 3 présente pour chaque stratégie les objectifs visés, les contraintes, les moyens d'action et les outils mis en œuvre. Ces différentes stratégies sont développées dans la suite de cette section.

Stratégies	Objectifs	Contraintes	Moyens d'action	Outil
Niveau I				
PI	• Maintien du bus DC	• Gabarit V_{bus} • Limites du stockage • Source principale unidirectionnelle	P_{total_ref}	Correcteur PI classique
MP	• Maintien du bus DC • Maintien PMG en service • Gestion des limites du stockage	• Gabarit V_{bus} • Limites du stockage • Source principale unidirectionnelle	P_{total_ref}	Logique floue
Niveau II				
VB	• Maximiser l'utilisation de stockage	• Gabarit V_{bus} • Dynamique du stockage	P_{stock_ref} P_{dissi_ref}	Logique floue
FC	• Compenser la dynamique du stockage	• Gabarit V_{bus} • Dynamique du stockage	P_{stock_ref} P_{dissi_ref}	Bilan de puissance

Tableau 3-Objectifs, contraintes, moyens d'action et outils relatifs à chaque stratégie

La Figure 21 montre la structure globale de cette supervision énergétique à deux niveaux. Les variables d'entrée sont déterminées par les objectifs visés par chaque stratégie de supervision, et les sorties sont les moyens d'action. On constate que la combinaison des différentes stratégies à chaque niveau permet d'envisager quatre stratégies globales de supervision.

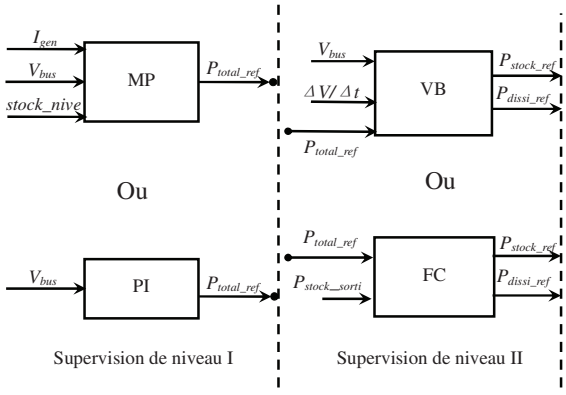


Figure 21-Structure de la supervision énergétique pour différents objectifs

III.4.1.A Niveau I: Détermination de la puissance totale de référence du système hybride

L'objectif de ce premier niveau de supervision est de déterminer la consigne de puissance destinée au système hybride, qui permettra de maintenir la tension du bus continu dans les limites autorisées.

III.4.1.A.1 Correcteur Proportionnel Intégral (PI)

Lorsque le bilan de puissance au niveau du bus est positif, les diodes anti-retour se bloquent, empêchant ainsi le maintien du bus continu par la génératrice. Dès lors, le maintien de cette tension est assuré par le système hybride, dont la référence de puissance est déterminée à l'aide d'un correcteur Proportionnel Intégral appliqué à la mesure de la tension du bus continu. La Figure 22 montre ce type de structure, où la partie supérieure représente le système à contrôler - de type premier ordre, où K_{sys} et τ_{sys} représentent respectivement le gain et la constante de temps du système – et la partie inférieure représente le correcteur PI.

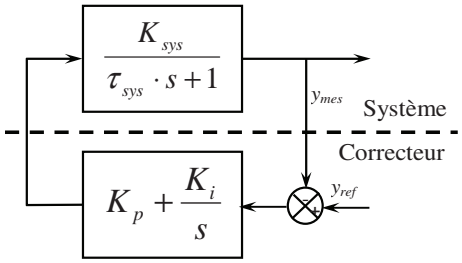


Figure 22-Correcteur Proportionnel Intégral

Dans la présente étude, le système contrôlé, Figure 23, est modélisé par une capacité équivalente C_{equi} et une résistance de fuite R_c, la variable contrôlée étant la tension du bus continu, V_{bus} .

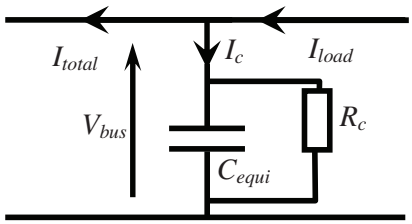


Figure 23-Le système à contrôler

La fonction de transfert de ce système est la suivante :

$$\frac{V_{bus}}{I_{total}} = \frac{R_c}{C_{equi} \cdot R_c \cdot s + 1} \qquad (4)$$

III.4.1.A.2 Stratégie à Minimum de Puissance délivrée (MP)

Contrairement à la stratégie PI, la stratégie MP est conçue de telle sorte que les diodes anti-retour se bloquent le moins possible, afin que la tension du bus soit le plus souvent maintenue par la génératrice et le convertisseur associé. Pour cela, le système hybride est contrôlé de façon que la génératrice délivre un courant, quel que soit le bilan de puissance au niveau du bus continu, ce courant étant minimum lorsque ce bilan est positif. La Figure 24 illustre cette stratégie. La puissance générée par la génératrice est représentée en traits discontinus sans et avec la mise en œuvre de la stratégie MP. Dans ce deuxième cas, le système hybride intervient avant que la puissance de charge ne devienne négative.

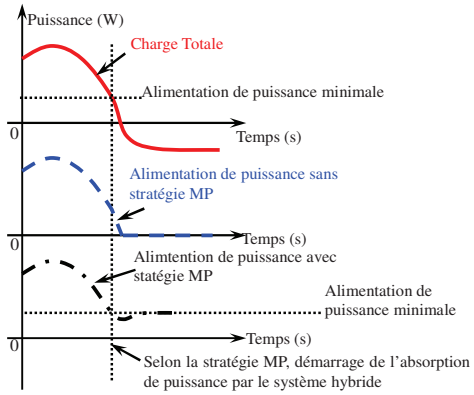


Figure 24-La stratégie à Minimum de Puissance délivrée

Cette stratégie est conçue afin de satisfaire trois objectifs:

1. Ralentir la décroissance de la puissance fournie par la génératrice afin d'éviter le blocage des diodes anti-retour,
2. Permettre au système hybride d'assurer le maintien de la tension du bus lorsque ces diodes se bloquent,
3. Gérer le niveau énergétique du stockage afin que celui-ci soit en mesure de stocker ou fournir de l'énergie, selon les besoins.

Afin de satisfaire aux objectifs évoqués ci-dessus, la supervision MP de niveau I aura comme entrées: le courant issu du convertisseur associé au générateur, I_{gen}, la tension du bus continu, V_{bus}, et le niveau du stockage, *stock_nive*. La référence de puissance obtenue en sortie,

P_{total_ref}, servira de référence au système hybride (Figure 19). Le développement proposé de cette supervision MP est basé sur la logique floue, bien adaptée au développement d'une supervision énergétique multi-variable.

Les Figure 25 a) à c) montrent les fonctions d'appartenance des variables d'entrée, tandis que la Figure 25 d) montre la fonction d'appartenance de la variable de sortie. Ces fonctions sont choisies afin de limiter le nombre de niveaux considéré, et donc la complexité de l'algorithme de supervision. Sont considérés les niveaux : grand G, moyen M, petit P, zéro Z, grand négatif GN, moyen négatif MN, petit négatif PN et grand positif GP. (Bühler, 1994 ; Borne, 1998)

Les règles floues sont définies ainsi dans deux cas: I_{gen} nul et I_{gen} non nul:

– **Lorsque I_{gen} est non-nul:**

• **SI** I_{gen} est Petit Négative (PN) **ET** niveau de stockage est Grand (G), **ALORS** système hybride ne fait rien (Z)

• **SI** I_{gen} est Petit Négative (PN) **ET** niveau de stockage est Moyen (M), **ALORS** système hybride absorbe (GP)

• **SI** I_{gen} est Petit Négative (PN) **ET** niveau de stockage est Zéro (Z), **ALORS** système hybride absorbe (GP)

• **SI** I_{gen} est Moyen Négative (MN) **ET** niveau de stockage est Grand (G), **ALORS** système hybride fournit (GN)

• **SI** I_{gen} est Moyen Négative (MN) **ET** niveau de stockage est Moyen (M), **ALORS** système hybride ne fait rien (Z)

• **SI** I_{gen} est Moyen Négative (MN) **ET** niveau de stockage est Zéro (Z), **ALORS** système hybride absorbe (GP)

• **SI** I_{gen} est Grand Négative (GN) **ET** niveau de stockage est Grand (G), **ALORS** système hybride fournit (GN)

• **SI** I_{gen} est Grand Négative (GN) **ET** niveau de stockage est Moyen (M), **ALORS** système hybride fournit (GN)

• **SI** I_{gen} est Grand Négative (GN) **ET** niveau de stockage est Zéro (Z), **ALORS** système hybride ne fait rien (Z)

– **Lorsque I_{gen} est nul (Zéro):**

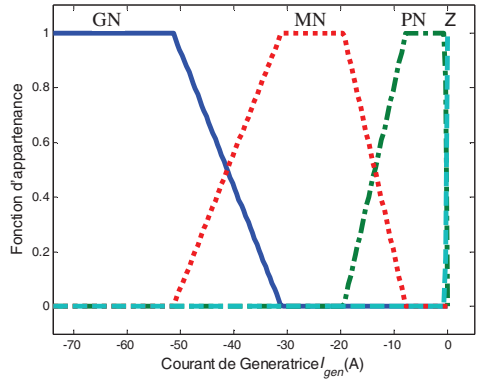
• **SI** V_{bus} est Grande (**G**) **ALORS** système hybride absorbe (GP)

• **SI** V_{bus} est Moyen (M) **ALORS** système hybride ne fait rien (Z)

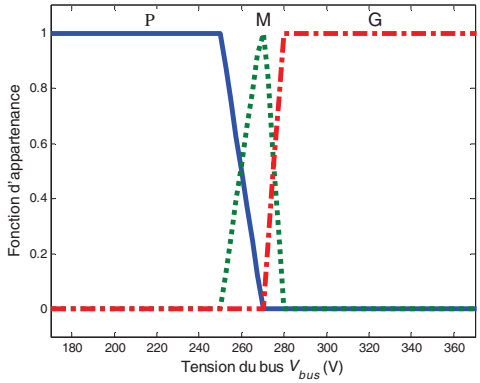
• **SI** V_{bus} est bas (P) **ET** niveau de stockage est Grand (G) **ALORS** système hybride fournit (GN)

• **SI** V_{bus} est bas (P) **ET** niveau de stockage est non Grand **ALORS** système hybride ne fait rien (Z)

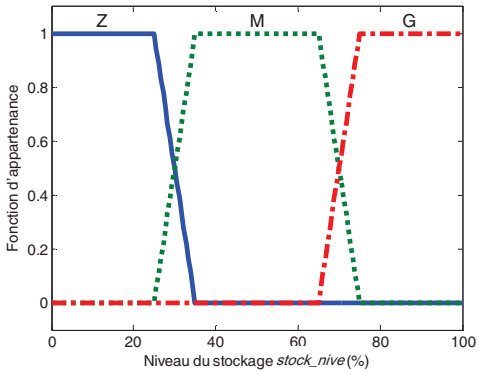
Les Tableau 4 et Tableau 5 représentent les règles floues de la stratégie MP. Les Figure 26 à Figure 28 montrent l'évolution de P_{total_ref} en fonction du niveau de stockage (*Stock_nive*) et du courant de la source (I_{gen}) pour différentes valeurs de tension, respectivement de 200, 270 et 300V. Il est notable que pour une valeur du courant de source proche de zéro, la référence de puissance totale dépend de la valeur de la tension du bus continu. Le système de stockage se comporte alors en contrôleur de tension. Dans le cas contraire, la tension du bus continu est maintenue par la génératrice (via son convertisseur).



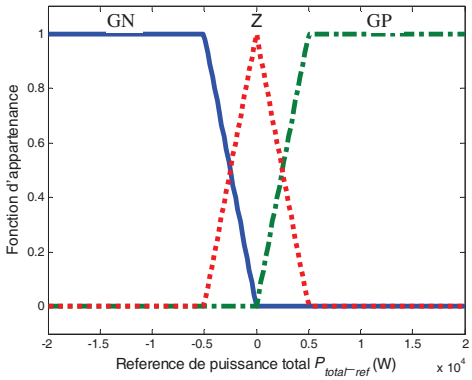
a) Entrée 1 : I_{gen}



b) Entrée 2 : V_{bus}



c) Entrée 3 : Niveau de stockage



d) Sortie : P_{total_ref}

Figure 25-Fonctions d'appartenance pour la stratégie MP

		I_{gen}		
	P_{total_ref}	GN	MN	PN
Stock_nive	G	GN	GN	Z
	M	GN	Z	GP
	Z	Z	GP	GP

Tableau 4-Règle floues: référence de puissance totale P_{total_ref} lorsque I_{gen} est non nul

		V_{bus}		
	P_{total_ref}	G	M	P
Stock_nive	G	GP	Z	GN
	M	GP	Z	Z
	Z	GP	Z	Z

Tableau 5-Règle floues: référence de puissance totale P_{total_ref} lorsque I_{gen} est nul

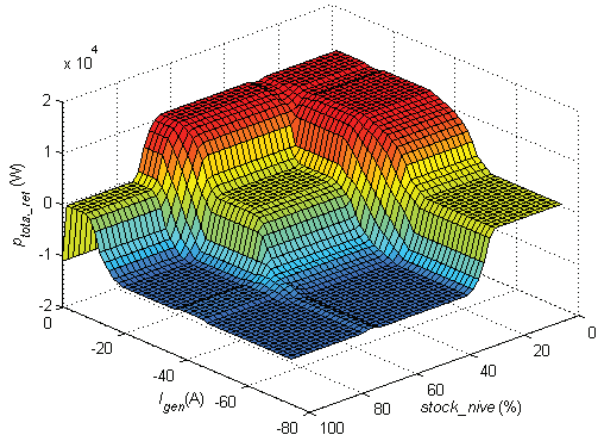


Figure 26-Surface générée pour la stratégie MP lorsque V_{bus} égale 200V

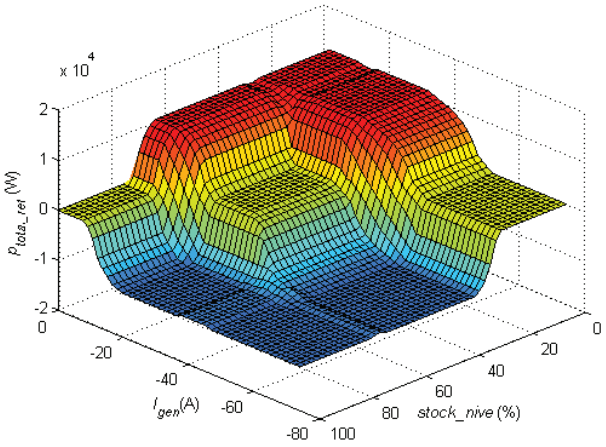


Figure 27-Surface générée pour la stratégie MP lorsque V_{bus} égale 270V

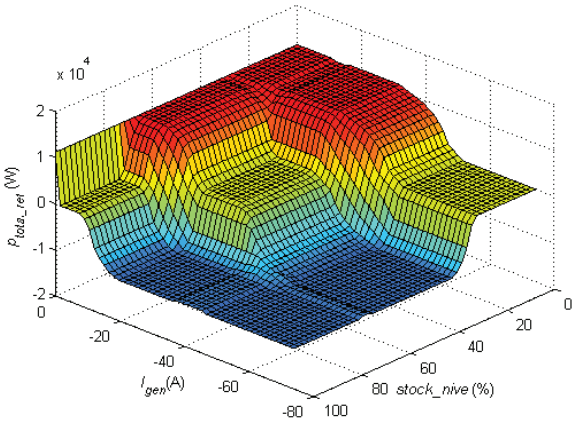


Figure 28-Surface générée pour la stratégie MP lorsque V_{bus} égale 300V

III.4.1.B Niveau II: Détermination de la répartition de puissance au sein du système hybride

Le niveau II porte sur la stratégie de répartition de la puissance totale P_{total_ref} entre le système hybride de stockage et de dissipation. Des contraintes en terme d'efficacité énergétique, de thermique et de sécurité rendent nécessaires l'emploi d'un système hybride de stockage et de dissipation. La stratégie de répartition de puissance doit consister à utiliser le plus possible le système de stockage, tout en assurant le maintien de la tension du bus continu.

III.4.1.B.1 Bande de tension (VB)

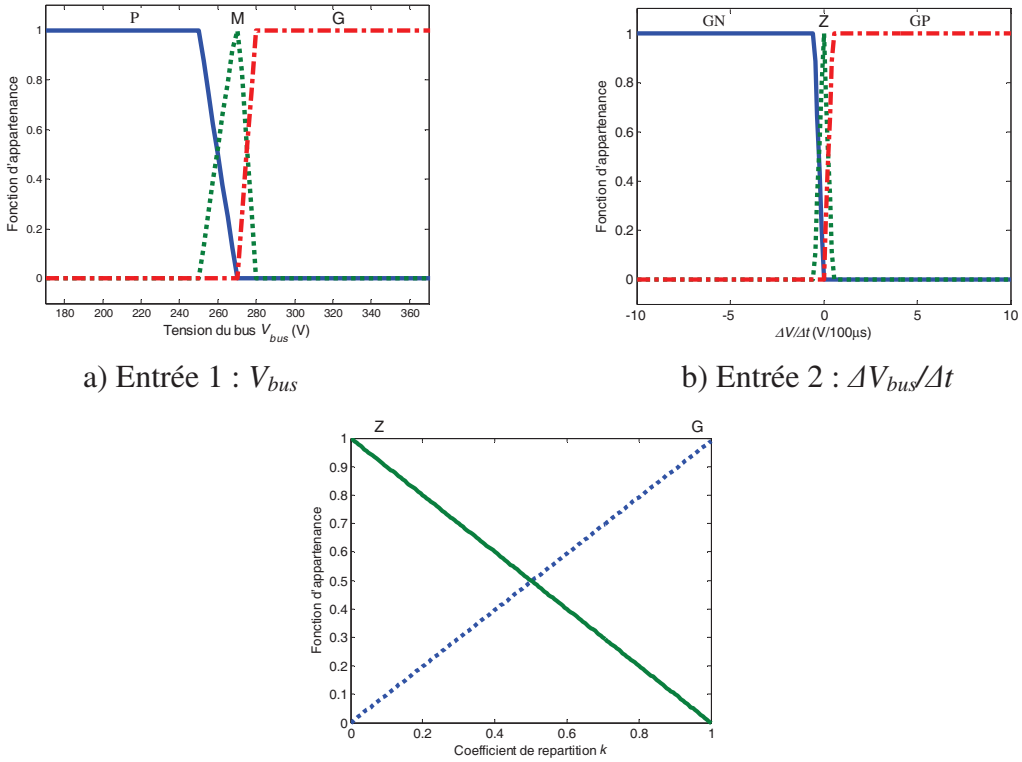
La tension du bus continu, de 270V, peut varier entre 250V et 280V, comme indiqué à la Figure 18, en accord avec le standard MIL-STD-704. L'objectif de la présente stratégie est d'utiliser le moins possible la résistance de dissipation. Un superviseur à logique floue permet de déterminer un coefficient de répartition k afin de générer les références de P_{stock_ref} et P_{dissi_ref} , comme indiqué dans l'expression (5). La tension du bus, ainsi que l'évolution de cette tension $\Delta V/\Delta t$, sont les entrées de ce superviseur.

Les règles floues sont définies ainsi :

- **SI** la tension du bus est Grande (G) **ET** la tension augmente (GP) **ALORS** dissipe
- **SI** la tension du bus est Grande (G) **ET** la tension reste (Z) **ALORS** dissipe
- **SI** la tension du bus est Grande (G) **ET** la tension diminue (GN) **ALORS** ne dissipe pas
- **SI** la tension du bus est Moyenne (M) **OU** Petite (P) **ALORS** ne dissipe pas

La Figure 29 montre les fonctions d'appartenance et la Figure 30 montre la variation du coefficient de répartition k en fonction de la tension du bus et de $\Delta V/\Delta t$.

$$P_{dissi_ref}=k*P_{total_ref}$$
$$P_{stock_ref}=(1-k)*P_{total_ref} \quad (5)$$



a) Entrée 1 : V_{bus}

b) Entrée 2 : $\Delta V_{bus}/\Delta t$

c) Sortie : coefficient de répartition k

Figure 29-Fonctions d'appartenance pour la stratégie VB

Les règles floues établies en fonction des objectifs décrits précédemment, sont reportées dans le Tableau 6.

		V_{bus}		
	k	G	M	P
$\Delta V_{bus}/\Delta t$	*GN*	*Z*	*Z*	*Z*
	Z	*G*	*Z*	*Z*
	GP	*G*	*Z*	*Z*

Tableau 6-Règles floues: Coefficient de répartition k

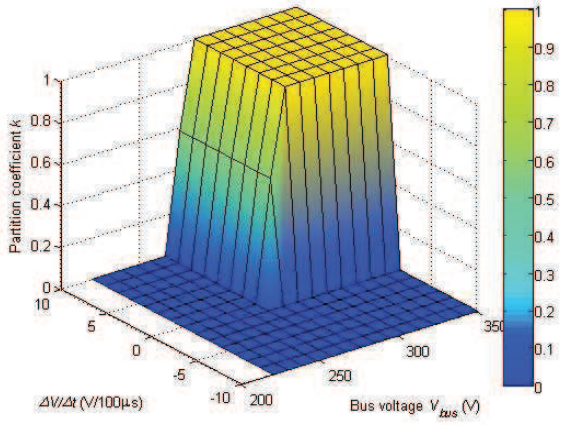


Figure 30-Surface générée pour le coefficient de répartition k de la stratégie VB

III.4.1.B.2 Compensation complète (FC)

Le système de stockage possédant une certaine dynamique, la puissance absorbée ou restituée en sortie de ce système, P_{stock_sorti} , ne peut évidemment pas, de façon instantanée, être égale à la consigne. L'intérêt du système de dissipation est alors de consommer, lorsque le système hybride se trouve en phase d'absorption de puissance, la puissance, P_{dissi_ref} , correspondant à l'écart entre la puissance référence totale envoyée vers le système hybride, P_{total_ref} , et P_{stock_sorti}. Cette stratégie est décrite par le système d'équations (6):

$$\begin{aligned} P_{stock} &= P_{tota_refl} \\ P_{resi} &= P_{total_ref} - P_{stock_sorti} \end{aligned} \qquad (6)$$

La Figure *31* décrit schématiquement l'algorithme de compensation complète (FC).

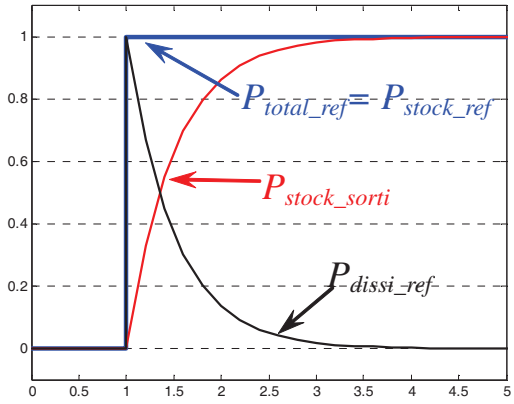


Figure 31-Description de l'algorithme de compensation complète (FC)

III.4.2 Résultats de simulation et comparaison des différentes stratégies

Afin de réaliser la gestion énergétique du système que nous étudions, 2 niveaux de supervision ont été envisagés (niveaux I et II), et pour chacun d'entre eux, deux stratégies ont été proposées. En conséquence, quatre combinaisons de ces stratégies sont possibles : MP+VB, MP+FC, PI+VB et PI+FC.

Dans cette section, les quatre stratégies vont être simulées, et comparées à l'aide de deux critères : efficacité énergétique et variation de la tension du bus. Selon les technologies de stockage retenues, et les solutions envisagées pour leur mise en œuvre, plusieurs valeurs de dynamique peuvent être considérées. Celles-ci auront une influence sur les performances du système hybride, et sur les capacités du système à atteindre les objectifs fixés (efficacité énergétique, maintien de la tension). Afin de prendre en compte cette contrainte, différentes caractéristiques du système de stockage en termes de dynamique et de puissance sont considérées.

III.4.2.A Résultats de simulation

Un modèle simplifié de système de stockage est utilisé afin de simuler les différentes stratégies (Figure 32), où P_{max}, τ_{stock} et W_{stock} sont respectivement la puissance limite, la constante de temps et l'énergie emmagasinée, du système de stockage.

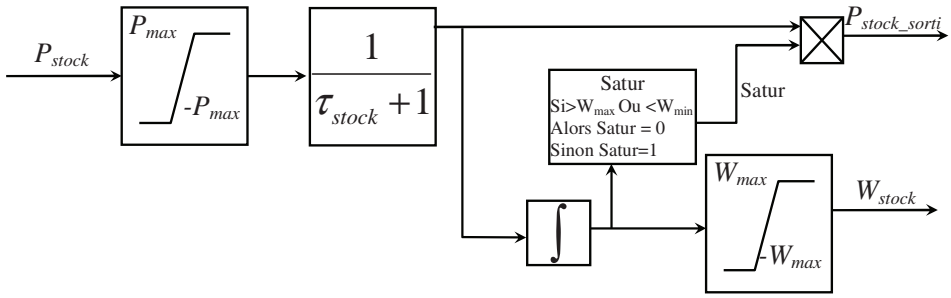


Figure 32-Modèle simplifié du stockage [17]

Puisque la présente étude comparative porte sur la stratégie de supervision de la tension du bus, à l'aide du système hybride, une source idéale continue est utilisée afin de modéliser plus simplement la génératrice et son convertisseur. La chute de tension aux bornes des diodes anti-retours est négligée aussi. Les charges sont modélisées à l'aide du modèle de charge commandée en puissance comme montré à la Figure 33. Grâce à ce modèle analytique, on peut

concentrer l'étude de la gestion énergétique en variant la puissance des charges.

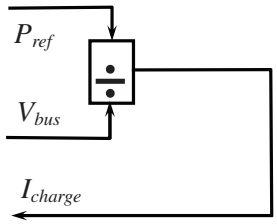


Figure 33-Modèle de charge commandée en puissance

Comme la stratégie PI ne prend pas en compte le niveau de stockage, et afin de comparer les quatre stratégies combinées à la même condition, la capacité du stockage est supposée très élevée, le niveau de stockage n'est donc pas changé. La valeur du niveau de stockage est configurée à 50%, pour que le système de stockage dispose toujours de la même disponibilité d'absorber et de fournir. Le dimensionnement de ce dispositif ne faisant pas l'objet de la présente étude.

La Figure 34 montre le profil de charge total utilisé lors de ces simulations, égal à la somme des puissances absorbées ou consommées par les trois charges. A t=0,075s, les charges commencent à consommer. De 0,1s à 0,15s, la puissance de charge demeure constante. A partir de 0,15s, les charges bidirectionnelles entament la phase de renvoi de puissance vers le bus, tandis que la charge unidirectionnelle poursuit sa consommation.

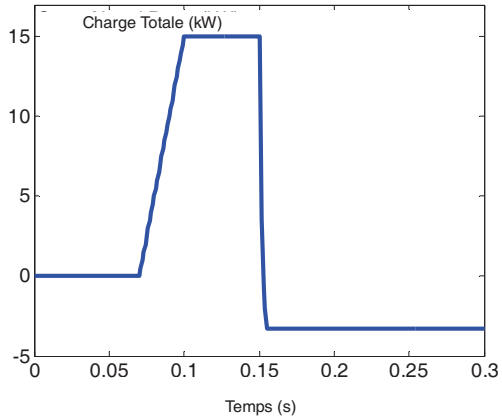
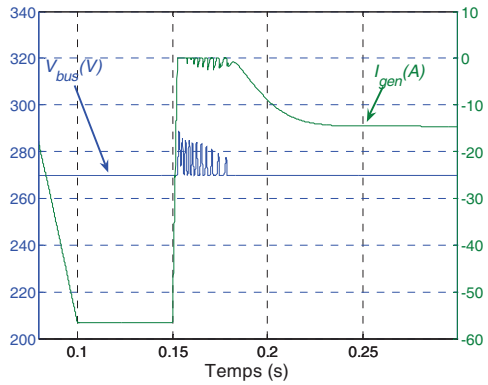
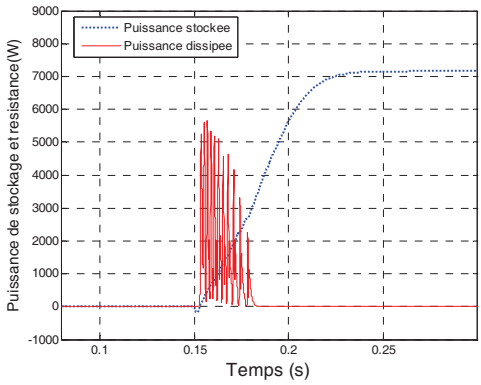


Figure 34-Profil de charge

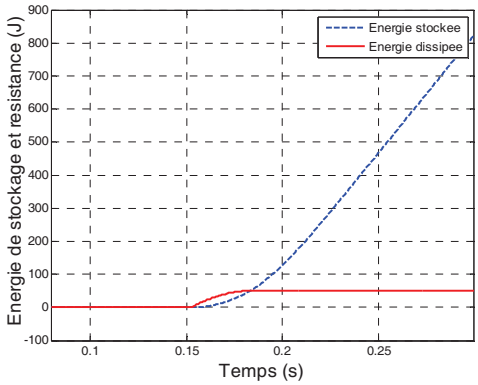
Les Figure 35 à Figure 38 montrent (respectivement pour les stratégies MP+VB, MP+FC, PI+VB et PI+FC) : la tension du bus continu et le courant de source (indice *a*), les puissances, au niveau du système de stockage et dissipée dans la résistance (indice *b*), ainsi que les énergies correspondantes (indice *c*). La constante de temps du système de stockage est fixée à τ_{stock}=0.05s et sa puissance à 20kW.



a) Tension du bus (axe droit) et courant de la génératrice (axe gauche)



b) Puissance dissipée dans la résistance et stockée

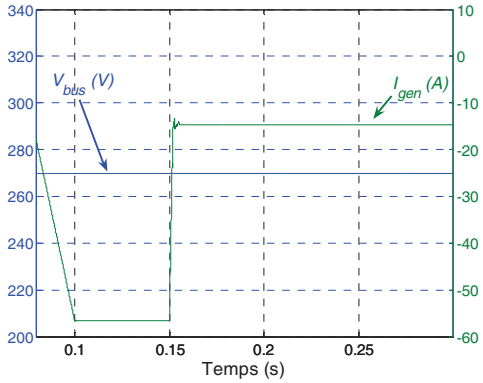


c) Energie dissipée dans la résistance et stockée

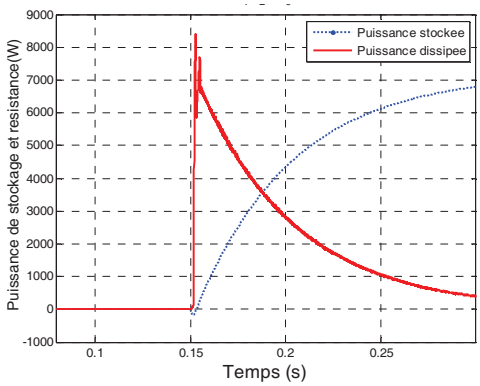
Figure 35-Résultats de la stratégie MP+VB avec τ_{stock}=0.05s et P_{max}=20kW

Sur la Figure 35, lorsque le courant de la génératrice s'annule à t=0,153s, la tension du bus continu augmente (Figure 35 *a*). Selon le gabarit de la tension, certaines surtensions sont partiellement acceptables. Lorsque la tension dépasse les limites imposées (Figure 18), le système de dissipation est sollicité pour dissiper le surplus de puissances (Figure 35 *b*), la tension du bus continu a alors tendance à revenir à la tension nominale de 270V. Lorsque la tension se trouve dans la zone de tension acceptable, le système de dissipation est moins sollicité pour que le système de stockage puisse stocker le plus de puissance possible. C'est la cause des fluctuations de tension apparaissant entre t=0,153s et t=0,18s. Dès que le système de stockage arrive à absorber assez de puissance, le système de dissipation n'est plus sollicité. A la Figure 35 c, on peut observer que l'énergie dissipée arrête d'augmenter à partir de t=0,18s. A ce moment là, le courant de la génératrice I_{gen} devient non-nul, la génératrice reprend le contrôle de la tension (Figure 35 *a*), le système hybride prend un rôle de charge qui consomme une puissance minimum. La durée de cette fluctuation de tension est en lien avec la dynamique du système de stockage. Des essais de simulation similaires (dont les résultats sont présentés à annexe), menés

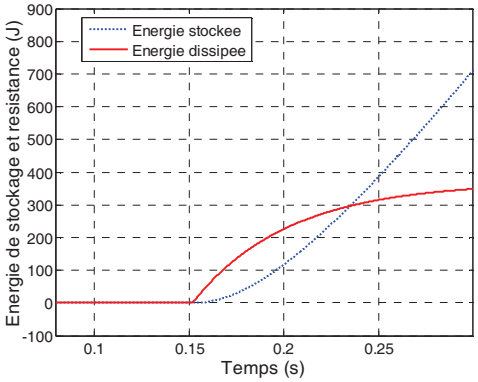
avec une constante de temps fixée à τ_{stock}=0.5s, permettent de vérifier que la durée de cette fluctuation de tension augmente avec la dynamique du système de stockage.



a) Tension du bus (axe droit) et courant de la génératrice (axe gauche)



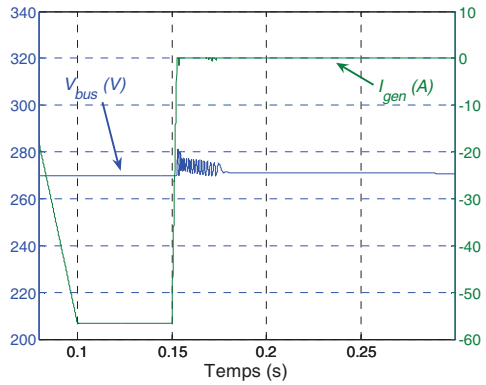
b) Puissance dissipée dans la résistance et stockée



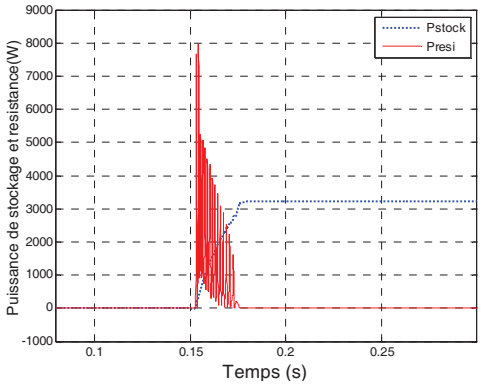
c) Energie dissipée dans la résistance et stockée

Figure 36-Résultats de la stratégie MP+FC avec τ_{stock}=0.05s et P_{max}=20kW

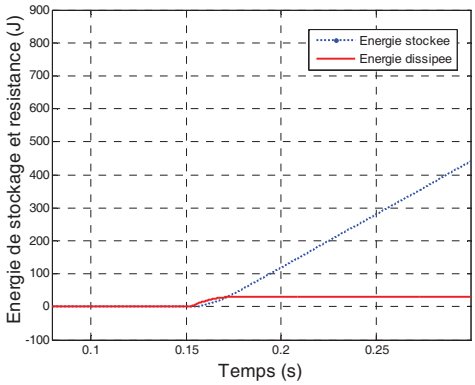
Sur la Figure 36, la stratégie FC est appliquée au Niveau II. Le système de dissipation compense la dynamique du système de stockage. Donc, la référence de puissance totale P_{total_ref} est bien atteinte. Le courant fourni par la source principale (dans cette simulation, une source idéale) est toujours négatif (Figure 36 *a*). Par rapport à la Figure 35 *a*, le courant de la génératrice I_{gen} ne s'annule plus. En effet, même si le système de stockage ne peut pas atteindre sa référence P_{total_ref}, le système de dissipation compense l'écart entre le P_{total_ref} et P_{stock_sorti}. Donc, la référence de puissance totale P_{total_ref} est bien atteinte. L'objectif de la stratégie MP étant de maintenir la fourniture d'une puissance par la génératrice, le courant de celle-ci, I_{gen}, ne s'annule jamais. En revanche, dans cette stratégie, le système de dissipation dissipe plus d'énergie que dans la stratégie MP+VB. Parce que la stratégie MP+FC atteint la référence de puissance forcement en dissipant, mais la stratégie MP+VB permet d'avoir un peu de surtension pour que le système de stockage puisse stocker plus d'énergie.



a) Tension du bus (axe droit) et courant de la génératrice (axe gauche)



b) Puissance dissipée dans la résistance et stockée

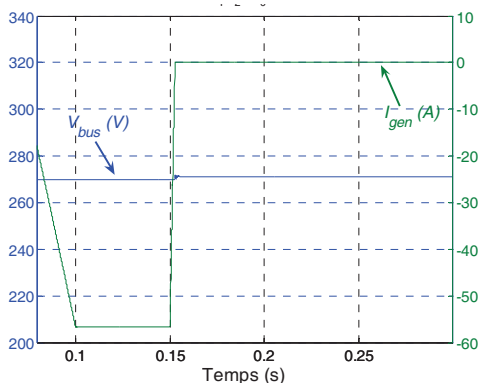


c) Energie dissipée dans la résistance et stockée

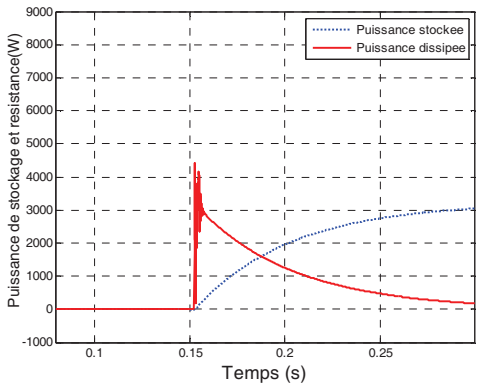
Figure 37-Résultats de la stratégie PI+VB avec τ_{stock}=0.05s et P_{max}=20kW

A la Figure 37, au moment du changement de puissance de charge, la tension du bus continu (Figure 37 *a*) fluctue, comme pour la stratégie MP+VB (Figure 35 *a*), la puissance dissipée dans le système de dissipation fluctuée aussi. C'est l'effet de la stratégie VB au Niveau II de stratégie de supervision. Elle permet d'avoir une certaine surtension, et lorsque la tension dépasse la zone acceptable du gabarit de la tension de la Figure 18, le système de dissipation dissipe plus d'énergie. Lorsque la tension entre dans la zone de tension acceptable, le système de dissipation est moins sollicité pour que le système de stockage puisse stocker le plus de puissance possible.

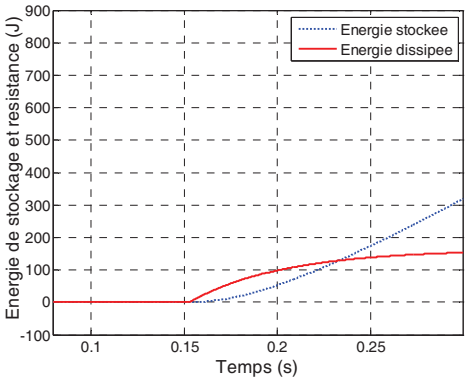
Par ailleurs, l'énergie stockée dans le système de stockage est moindre que pour les stratégies qui utilisent MP au Niveau I. Parce que le système hybride prend un rôle de contrôle de tension, il équilibre la puissance restituée par les charges. Pas comme dans la stratégie MP, le système de stockage prend un rôle de charge. C'est pour ça, à la Figure 35 *b*, la puissance finale du système de stockage (environs 7kW) est supérieure à celui de la Figure 37 *b* (environs 3kW)



a) Tension du bus (axe droit) et courant de la génératrice (axe gauche)



b) Puissance dissipée dans la résistance et stockée



c) Energie dissipée dans la résistance et stockée

Figure 38-Résultats de la stratégie PI+FC avec τ_{stock}=0.05s et P_{max}=20kW

Sur la Figure 38, à l'instant t=0,153s, le courant de la génératrice I_{gen} s'annule (Figure 38 a), comme pour la stratégie PI+VB (Figure 37 a), le système de stockage démarre pour absorber le surplus de puissance. Le système de dissipation démarre aussi pour compenser la dynamique du système de stockage (Figure 38 b). Comme la stratégie FC est appliquée dans cette simulation, la référence de puissance P_{total_ref} est bien atteinte grâce à la compensation de dynamique par le système de dissipation. La tension du bus continu est bien stabilisée à 270V (Figure 38 a). Par contre, le système de dissipation dissipe plus d'énergie (Figure 38 c) que dans la stratégie PI+VB (Figure 37 c). Parce que la stratégie PI+FC atteint la référence de puissance forcement en dissipant, mais la stratégie PI+VB autorise une surtension pour que le système de stockage puisse stocker plus d'énergie.

III.4.2.B Comparaison de différentes stratégies

III.4.2.B.1 Définition des critères de comparaison

Rappelons les trois objectifs fixés au superviseur, dans la partie III.4.1 :

1. Maintenir la tension du bus continu dans le gabarit normalisé,
2. Minimiser la puissance dissipée pour augmenter le rendement global du réseau,
3. Assurer la disponibilité de fourniture et d'absorption du système de stockage.

Selon les objectifs visés, on va comparer les stratégies aux critères liés avec ces objectifs.

Critère de variation de tension :

Ce critère repose sur le calcul de la surface délimitée par la valeur de tension nominale du bus continu, 270V, d'une part, et la valeur mesurée de cette tension, d'autre part. Son calcul est donné par l'expression (7), et son illustration à la Figure 39. Plus ce critère sera de faible valeur, plus la tension du bus continu sera considérée comme stable.

$$Surface = \int \left| V_{measur} - 27 \right| \qquad (7)$$

Ce critère va permettre de comparer la performance maintien de tension des stratégies envisagées, lors des phases de restitution de puissance. Donc, il est calculé à partir de t=0,15s pour les différents essais.

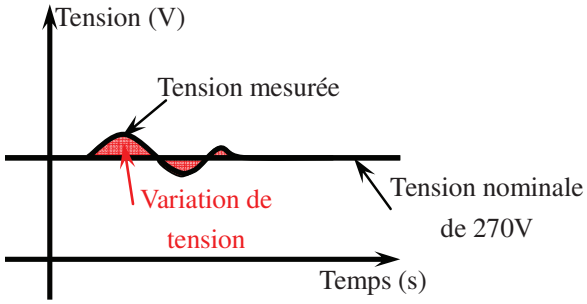


Figure 39-Définition du critère de performance de tension

Critère d'efficacité énergétique :

Nous définissons le critère d'efficacité énergétique selon la relation (8), où ΔW_{stock} représente les variations de l'énergie stockée, ΔW_{gen} les variations de l'énergie fournie par la génératrice, et $\Delta W_{restitu}$ les variations de l'énergie renvoyée par les charges.

$$\text{Efficacite}(\%) = \frac{\Delta W_{stock}}{\Delta W_{gen} + \Delta W_{restitu}} \times 100\% \qquad (8)$$

Ce critère est un indicateur pour évaluer le rendement lorsque les charges restituent. Dans le pire cas, les puissances restituées sont toutes dissipées dans le système de dissipation, le rendement est de zéro. Dans cette phase de restitution, le système de stockage ne fournit jamais. Donc, ce critère est aussi calculé à partir de la phase de restitution des charges, soit à partir de t=0,15s.

Un critère que nous n'avons pas développé ici, mais qui pourra faire l'objet de développements futurs, est un critère permettant d'évaluer la stratégie de supervision dans sa capacité à assurer la disponibilité du stockage.

III.4.2.B.2 Comparaison des stratégies de supervision

Quatre séries de tests ont été menées, paramétrés par la constante de temps, τ_{stock} (0,05s et 0,5s), et la limite en puissance du système de stockage, P_{max} (20kW et 5kW). La capacité énergétique du système de stockage, W_{max}, n'a pas été limitée. Les résultats sont rassemblés dans le Tableau 7, ainsi que sur la Figure 40.

Il est notable que :

1. Comme le montre cette figure, à paramètres P_{max} et τ_{stock} identiques, une amélioration du maintien de la tension s'obtient au détriment de l'efficacité énergétique, et vice versa. Chaque ligne regroupe les essais menés avec un même couple de paramètres (τ_{stock}, P_{max}). A P_{max} identique, la pente de ces droites est plus importante lorsque la dynamique du système de stockage est plus faible. A τ_{stock} identique, la pente de ces droites est plus importante lorsque la puissance maximale P_{max} du système de stockage est plus faible.
2. A τ_{stock} identique, les points se retrouvent dans une zone relativement concentrée. Il est notable que des deux paramètres, τ_{stock} et P_{max}, la constante de temps τ_{stock} semble avoir plus d'influence sur la performance de tension-efficacité
3. Pour le choix de paramètre $\tau_{stock}=0.5s$, la performance d'efficacité est moins influencée par le choix de la stratégie, contrairement à la performance de tension. Nous observons le contraire pour le choix de paramètre de $\tau_{stock}=0.05s$.
4. Dans tous les groupes de dynamique, on trouve que la stratégie MP+FC a toujours la meilleure performance de tension. C'est parce que dans la stratégie MP, la génératrice principale (ici, une source idéale) prend toujours le contrôle de tension. Grâce à la stratégie FC, l'effet de transitoire est éliminé parce que le système de dissipation compense l'inconvénient de dynamique du système de stockage.
5. Dans tous les cas, les stratégies qui sont combinées avec la stratégie VB ont la

meilleure performance d'efficacité, parce que la stratégie VB permet d'avoir une petite surtension dans la zone d'acceptable selon le gabarit pour minimiser l'utilisation du système de dissipation.

6. Pour les deux valeurs du paramètre τ_{stock}, l'association de stratégies PI+FC aboutit à des résultats identiques : C'est parce que dans les deux cas, les puissances maximales du système de stockage ne sont pas atteintes, donc, la limite de puissance maximale dans ce cas n'a pas d'influence sur les performances d'efficacité et de tension.

Niveau I / Niveau II	MP				PI				
VB	τ_{stock} / P_{max}	0.5s		0.05s		τ_{stock} / P_{max}	0.5s		0.05s	
		Surface (Vs)	Efficacité	Surface (Vs)	Efficacité		Surface (Vs)	Efficacité	Surface (Vs)	Efficacité
	20 kW	0.990	21.4%	0.127	93.3%	20 kW	0.540	40.4%	0.198	91.3%
	5 kW	1.064	17.3%	0.443	79.1%	5 kW	0.620	19.7%	0.305	79.3%
FC	τ_{stock} / P_{max}	0.5s		0.05s		τ_{stock} / P_{max}	0.5s		0.05s	
		Surface (Vs)	Efficacité	Surface (Vs)	Efficacité		Surface (Vs)	Efficacité	Surface (Vs)	Efficacité
	20 kW	0.009	13.2%	0.009	66.5%	20 kW	0.153	13.1%	0.152	66.1%
	5 kW	0.009	9.2%	0.009	46.7%	5 kW	0.153	13.1%	0.152	66.1%

Tableau 7-Comparaison des stratégies de supervision

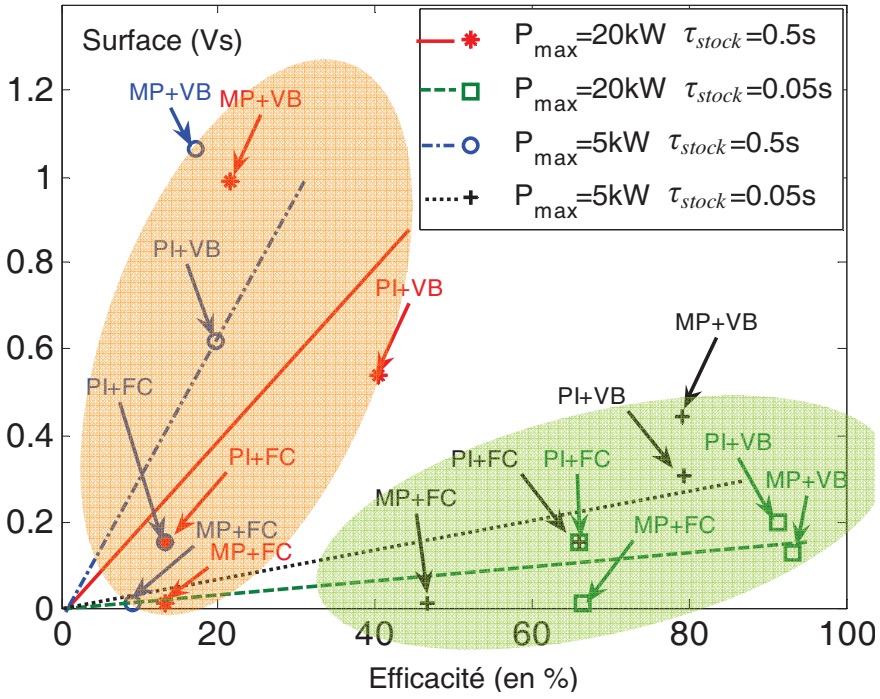


Figure 40-Comparaison des stratégies de supervision

Il est notable que la dynamique du système de stockage, caractérisée par τ_{stock} , influe de façon importante sur les performances du système hybride, comme le révèle le Tableau 8, où sont regroupées les différentes valeurs de pente.

P_{max} \ τ_{stock}	0. 5s	0.05s
20kW	1.92	0.15
5kW	3.12	0.34

Tableau 8-La pente de différente série de dynamique

D'autre part, pour chaque valeur de paramètres (τ_{stock}, P_{max}), les différentes combinaisons de stratégies présentent des résultats différents. Ainsi, il ressort que la stratégie VB du niveau II offre de meilleures performances en termes d'efficacité énergétique, car cette stratégie, en autorisant une tolérance sur la valeur de la tension du bus, sollicite davantage le stockage. Pour le niveau I, le choix semble moins influent sur les performances de variation de tension et d'efficacité. Néanmoins, la solution MP présente l'intérêt de prendre en compte le niveau de stockage. La mesure de courant I_{gen} dans la stratégie MP permet de superviser le débit de la génératrice et de favoriser le contrôle de la tension du bus par cette génératrice. Le Tableau 9 regroupe les avantages et inconvénients des différentes stratégies.

Niveau I / Niveau II	MP		PI	
	Avantage	Inconvénient	Avantage	Inconvénient
VB	Possible de superviser le niveau de stockage, haute performance d'efficacité	Implantation complexe	Haute performance d'efficacité	Impossible de superviser le niveau de stockage
FC	La meilleure performance de tension	Faible performance d'efficacité	Implantation simple, haute performance de tension	Faible performance d'efficacité

Tableau 9-Comparaison des stratégies

III.5 Validation expérimentale

III.5.1 Présentation du banc d'essai

Une contribution importante du travail mené au cours de cette thèse, et plus largement du programme dans lequel elle s'inscrit, est de nature expérimentale, avec la mise en œuvre d'un banc d'essai 3kW, émulateur d'un SDP à récupération d'énergie, avec systèmes de stockage et de dissipations. Cette plateforme, dont le schéma d'implémentation est présenté à la Figure 41, comporte cinq parties: Emulateur de traction, Source unidirectionnelle en puissance, Charge bidirectionnelle, Système de stockage et Système de dissipation.

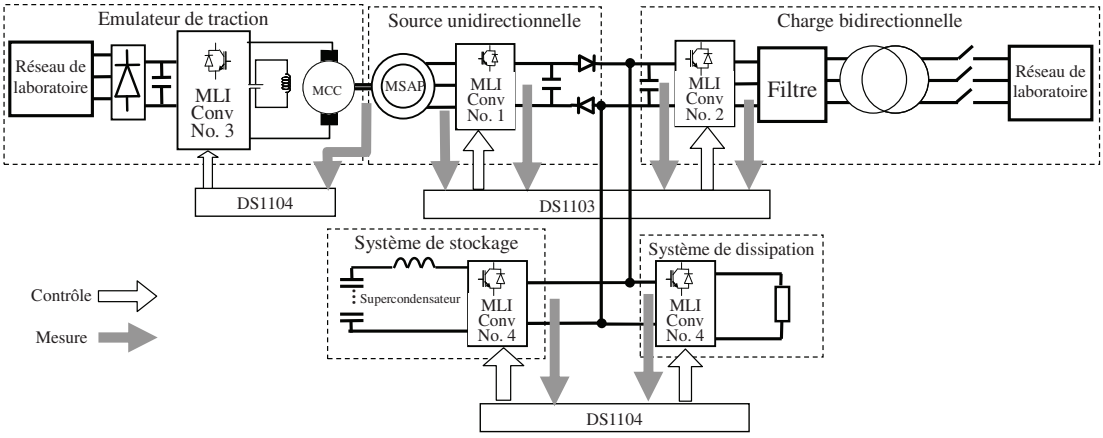


Figure 41-Banc d'essai avec le système hybride de stockage et de dissipation.

La commande de chacune de ces parties est élaborée sur base de carte à DSP dSpace, avec interfaces de mesures et de contrôle appropriées. Comme indiqué à la Figure 19, les stratégies de supervision ne commandent pas directement les organes. Elles donnent seulement les références vers le contrôle de chaque équipement. Dans notre cas, les stratégies envoient les références de puissance du système de stockage et de dissipation, elles sont donc intégrées dans la carte dSpace DS1104 qui contrôle les deux systèmes.

III.5.1.A Emulateur de traction

Dans le cas réel, la source locale, génératrice PMG (Figure 13), est entraînée par un distributeur de puissance qui distribue la puissance provenant du réacteur d'avion. Ici, l'entraînement mécanique a une vitesse constante.

Pour émuler l'entraînement mécanique, une machine à courant continu (MCC) est envisagée. Cette MCC est commandée en vitesse constante pour émuler le comportement

d'entraînement mécanique à la vitesse constante.

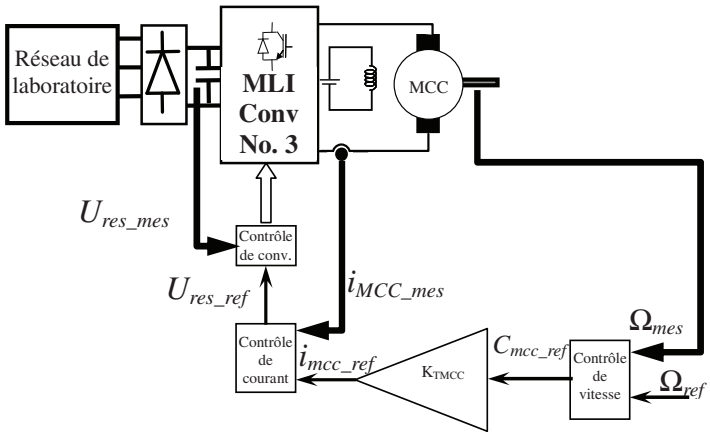


Figure 42-Emulateur de traction et sa commande

La Figure 42 montre la partie puissance et la partie commande de l'émulateur de traction.

III.5.1.B Source unidirectionnelle

Selon la définition du réseau local (Figure 13), la source principale est la génératrice locale entraînée par une traction mécanique. Le réseau d'avion est utilisé seulement lors de la phase de démarrage et dans le cas où la génératrice serait en panne.

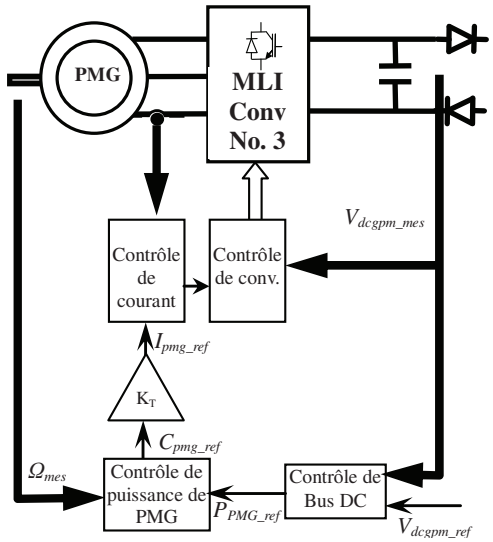


Figure 43-Source unidirectionnelle et sa commande

La Figure 43 montre la source unidirectionnelle et sa commande. Une génératrice synchrone à aimant permanent a été utilisée pour assurer cette fonction. Deux diodes anti-retour ont été utilisées pour assurer le comportement unidirectionnel. La génératrice contrôle la tension en amont, par rapport au bus continu, des diodes anti-retour, et maintient celle-ci à 270V.

III.5.1.C Charge bidirectionnelle

Dans les applications réelles, les charges bidirectionnelles sont constituées de convertisseurs de puissance et de machines électriques. Lors de certaines phases de vol, les machines électriques génèrent des puissances vers le réseau DC, ce qui se concrétise par une inversion du courant dans la ligne d'alimentation de la charge.

Dans notre banc d'essai expérimental, la charge bidirectionnelle est émulée par le réseau de laboratoire via un convertisseur bidirectionnel entièrement commandable.

La Figure 44 montre l'ensemble de la charge bidirectionnelle et sa commande. Le réseau de laboratoire est connecté au convertisseur via un filtre de nature inductive et un auto-transformateur. Le convertisseur est commandé, à partir d'une référence de puissance à absorber ou restituer. Les mesures des tensions au niveau du bus continu, du secondaire de l'autotransformateur, et du courant traversant le filtre, sont mises en œuvre.

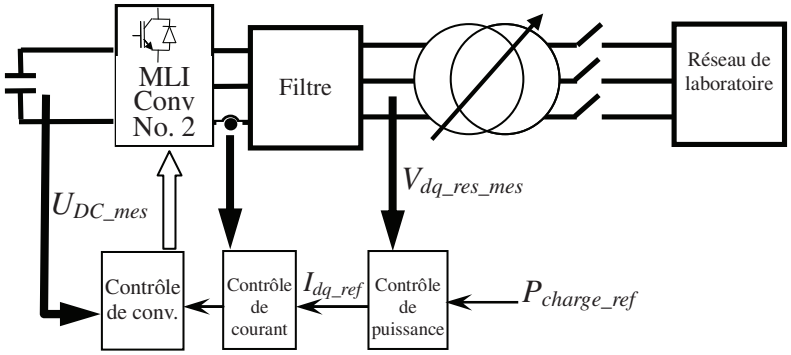


Figure 44-Charge bidirectionnelle et sa commande

III.5.1.D Système de stockage

La Figure 45 illustre le dispositif de stockage, construit autour d'un module de super condensateurs (capacité 165F, tension nominale 48V) raccordé au bus continu via un hacheur bidirectionnel en courant, et un filtre.

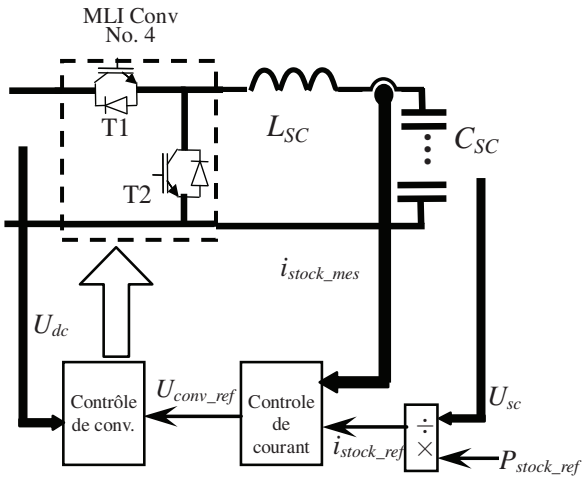


Figure 45-Système de stockage et sa commande

La valeur de l'inductance L_{sc} est choisie par rapport à la fréquence de découpage et la performance de courant souhaitée (dynamique, ondulation, …). Plus la fréquence MLI sera élevée, plus l'inductance pourra être réduite, à ondulation de courant identique.

La commande de ce dispositif se fait à partir d'une référence de puissance, issue de la stratégie de supervision décrite plus haut (Figure 19).

III.5.1.ESystème de dissipation

Le système de dissipation est constitué d'un hacheur et d'une résistance (Figure 46). La commande de ce dispositif repose sur une consigne de puissance provenant du superviseur de niveau II. Une mesure du courant de dissipation est nécessaire dans notre approche, rendant ainsi inutile la connaissance de la valeur de résistance.

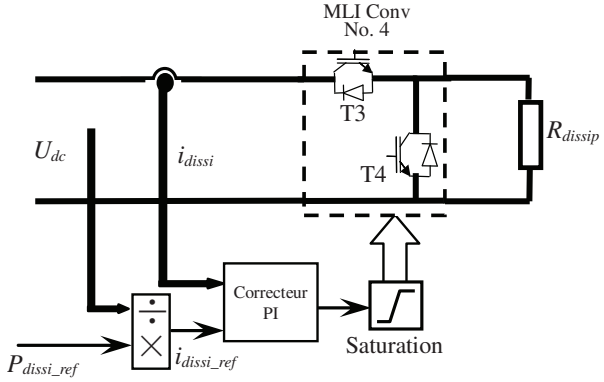


Figure 46-Système de dissipation et sa commande

III.5.2 Implantation de la logique floue sur le banc d'essai

La logique floue est une méthode fondée sur des règles. Selon les règles définies, les fonctions d'appartenance et l'algorithme de défuzzyfication, la sortie sera calculée à partir des entrées. Cette opération demande beaucoup de temps de calcul, ce qui rend difficile l'implantation, telle quelle, en temps réel, d'une supervision à base de logique floue. Une phase de simplification doit être envisagée. La méthode que nous proposons dans la suite, repose sur la création de tableaux à partir des surfaces (relation biunivoque) initialement obtenues à l'aide de la logique floue (cf .partie III.4.1.A.2 et III.4.1.B.1)

III.5.2.A Implantation de la logique floue pour l'application en temps réel

Un tableau montre une relation biunivoque entre la variable d'entrée et la variable de sortie. Un tableau en 2 dimensions (2-D) est suffisant pour exprimer un espace de 3-D, (X,Y,Z). Si les axes X et Y sont les variables d'entrée et l'axe Z est la variable de sortie, on peut mettre les valeurs de X et Y à la rubrique colonne et ligne, et remplir le tableau par la valeur de Z qui correspond au couples d'entrée (X, Y).

Pour une espace de 4-D (3 entrées et une sortie), un tableau en 2-D n'est plus suffisant. Dans ce cas, il faut utiliser un tableau en 3-D.

Comme le montrent les Figure 26 à Figure 28, un espace 4-D peut-être représenté en plusieurs espaces 3-D. Selon le même principe, un tableau 3-D peut être considéré comme plusieurs tableaux 2-D.

Dans notre cas, la stratégie VB de niveau II a deux entrées et une sortie. Un tableau 2-D est suffisant pour exprimer la relation biunivoque entre les entrées et la sortie. La stratégie MP de niveau I a trois entrées et une sortie, donc, un tableau 3-D est utilisé pour représenter l'espace 4-D.

III.5.2.B L'influence du pas de discrétisation

Afin de procéder au transfert des surfaces obtenues par logique floue vers des tableaux 2-D et 3-D, nous avons recours à un outil logiciel disponible dans l'environnement MATLAB/Simulink : les « look-up tables ».

La fonction « look-up table » permet d'enregistrer des coordonnées de points échantillonnés,

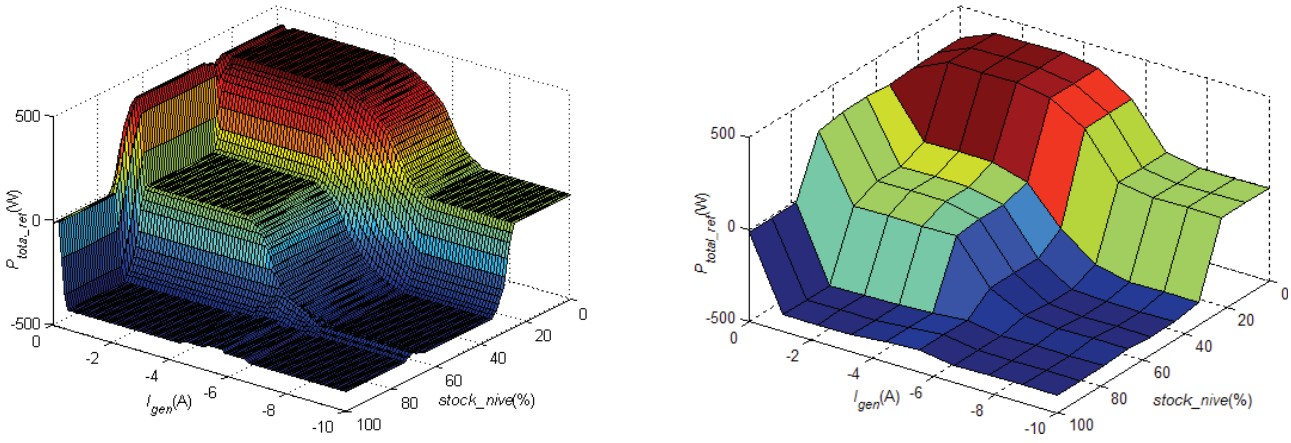
issues d'une discrétisation, dans un tableau. Lorsque les entrées de « look-up table» reçoivent des valeurs entre deux points échantillonnés, le block « look-up table » utilise l'insertion linéaire pour obtenir la sortie.

La difficulté de mise en œuvre réside dans le choix du pas de discrétisation. Il importe, en effet, de ne pas perdre trop d'information dans cette opération de discrétisation (ce qui impliquerait un pas le plus petit possible), tout en veillant à maintenir le volume (en termes d'occupation de mémoire) des tableaux générés compatible avec une implantation en temps réel.

Ainsi, pour un tableau 2-D, le nombre de points enregistrés augmente selon le carré du nombre de points échantillonnés. Pour un tableau 3-D, cette évolution se fait selon le cube du nombre de points échantillonnés. Une division par deux du pas de discrétisation entraîne quatre fois plus de points à mémoriser pour un tableau 2-D, 8 fois plus pour un tableau 3-D

Il est donc nécessaire d'aboutir à un compromis entre la précision de transfert et la taille de tableau.

La Figure 47 montre les surfaces issues d'un tableau 3-D, pour deux cas de discrétisation : La surface de la Figure 47 (a) est obtenue à l'aide de 100 points de discrétisation, tandis que la surface de la Figure 47 (b) est obtenue à l'aide de 10 points de discrétisation.



(a)Nombre de points de discrétisation : 100 (b) Nombre de points de discrétisation : 10

Figure 47-Comparaison de la surface en différent nombre de discrétisation

La surface de la Figure 47 (b) semble a priori la moins précise des deux surfaces, mais elle conserve globalement une allure similaire à celle de la Figure 47 (a). Dans notre démarche méthodologique de simplification des surfaces obtenues à l'aide de la logique floue, il paraît nécessaire de tenter d'estimer l'écart de précision inhérent à cette simplification.

Cette estimation est réalisée de la façon suivante :

1. Pour chaque stratégie, toutes les combinaisons d'entrées envisageables sont traitées, d'une part par les lois d'inférence du superviseur flou de la stratégie considérée (VB ou MP), d'autre part au travers des tableaux issus du processus de discrétisation (look-up

table).

2. Si, de façon générique, on note S_{LF} chaque sortie obtenue dans le premier cas, et S_{LT} chaque sortie obtenue dans le second cas, alors l'estimation de l'écart peut être obtenue à l'aide de la relation suivante :

$$\text{Ecart}(\%) = \frac{\sum |S_{LF} - S_{LT}|}{\sum |S_{LF}|} \times 100\% \qquad (9)$$

A titre d'illustration, le Tableau 10 regroupe quelques résultats obtenus pour différentes options de discrétisation, portant sur les stratégies MP et VB. Nombre de points, estimation de l'écart et taille du fichier de points, y sont reportés.

Stratégie	Dimension du tableau	Nombre de points pour la discrétisation	Ecart (%)	Taille de tableau sous format de Matlab 6.5(Ko)
VB	2-D	200	0.7%	316
VB	2-D	100	0.9%	81
VB	2-D	50	2.5%	21
MP	3-D	40	1.9%	1412
MP	3-D	20	5.1%	354
MP	3-D	10	11.7%	90

Tableau 10-Comparaison de la précision et la taille de tableau entre différent pas de discrétisation

Ce type d'outil devrait contribuer à optimiser l'étape de simplification du superviseur à logique floue, en vue d'une implantation en temps réel.

Nous proposons maintenant d'analyser le gain en termes de temps de calcul, obtenu à l'aide de la méthode de simplification proposée.

III.5.2.C Gain obtenu en temps de calcul

Nous proposons ici de comparer les deux méthodes vues précédemment (logique floue, LF, et « look-up table », LT), en prenant comme indicateur le temps de calcul nécessaire au fonctionnement de chaque solution en temps réel. Cette comparaison a été menée pour les trois combinaisons de stratégies de supervision, de premier et second niveau, ayant recours à la logique floue : PI+VB, MP+FC et MP+VB. La période d'échantillonnage du programme compilé en temps réel sur carte dSpace est de 400µs. Les solutions procédant par simplification,

de type LT, ne présentent pas de différences en termes de temps de calcul, en fonction du nombre de points retenus pour la discrétisation.

Les résultats sont regroupés dans le Tableau 11.

Stratégie	Temps de calcul	Stratégie	Temps de calcul	Stratégie	Temps de calcul
PI+VB (LF)	896µs	MP+FC (LF)	673µs	MP+VB (LF)	1473µs
PI+VB (LT)	108µs	MP+FC (LT)	100µs	MP+VB (LT)	120µs

Tableau 11-Comparaison des temps de calcul nécessaires à l'implantation en temps réel, selon les méthodes retenues : « look-up table » et logique floue

Un premier constat est la réduction importante du temps de calcul lié à la mise en œuvre de la méthode LT, pouvant aller ici d'un rapport proche de 6 à un rapport proche de 12, selon la combinaison de stratégies. Il est intéressant de noter que, sans simplification, et pour le matériel à disposition, aucune des trois stratégies utilisant au moins une fois la logique floue pour l'un de ses deux niveaux de supervision, ne passerait l'étape de compilation lors de l'implantation en temps réel (temps de calcul supérieur aux 400µs d'échantillonnage de la carte à DSP).

Un second constat est le découplage entre la combinaison de stratégies retenue, et le temps de calcul obtenu avec la méthode LT, contrairement à ce que l'on observe avec la méthode LF. En effet, nous observons dans le Tableau 11 que le temps de calcul demeure environ égal à 100µs.

Pour la suite de cette partie traitant de la validation expérimentale, le choix retenu pour la simplification par « look-up tables », en termes de points nécessaires à la discrétisation, est le suivant : 100 points pour la stratégie VB, et 20 points pour la stratégie MP.

III.5.3 Résultats expérimentaux

III.5.3.A Conditions d'essais expérimentaux

Nous procèderons, au cours de cette partie, à l'étude expérimentale des quatre stratégies décrites au cours du chapitre III.

Dans la partie III.4.2.A, l'étude basée sur les résultats de simulation, ne prend pas en compte l'effet de la capacité en termes d'énergie du système de stockage (la capacité de stockage était configurée relativement élevée). Dans la validation expérimentale, l'effet de changement du niveau de système de stockage influencera le résultat.

Le système de stockage est réalisé par un module de super condensateurs, de capacité égale à 165F, et pour lequel nous accepterons une plage de variation de la tension aux bornes comprise entre 24V et 48V. Dans cette gamme de tension, 75% de l'énergie totale au sein du super condensateur est disponible, l'énergie emmagasinée dans le super condensateur étant proportionnelle au carré de la tension à ses bornes. De plus, selon certaines recommandations de fabricants, pour des raisons de durée de vie, la tension d'utilisation du super condensateur ne devrait pas être inférieure à la moitié de la tension nominale, soit ici 24V. Elle ne doit également pas dépasser 48V, dans notre cas. On peut donc considérer que 24V correspondra au niveau d'énergie stockée le plus bas (0%) et 48V au niveau le plus haut (100%). Donc, le total d'énergie disponible est de : $\frac{1}{2}\times 165\times(48^2-24^2)=142.56kJ$, soit environ 40 kWh. Il peut donc être chargé de 0% à 100% sous une puissance de charge de 500W en 285s. L'effet de changement de niveau du système de stockage est évident à observer dans notre banc d'essai à 3kW.

Chaque combinaison de stratégies va, dans les lignes qui suivent, faire l'objet de tests expérimentaux pour trois valeurs initiales du niveau de stockage : 20%, 50% et 80%. Puisque quatre combinaisons de stratégies sont à considérer, douze essais seront présentés. Ils seront nommés par le nom de stratégie et le pourcentage du niveau de stockage initial. Par exemple, l'essai pour la stratégie PI+VB, sous la condition initiale du système de stockage à 20% sera appelée **PI_VB_20**, …etc.

Pour ces essais, le scénario de la charge bidirectionnelle est celui montré à la Figure 48. Son déroulement est le suivant :

La durée totale d'essai est de 200s, un cycle de 60s étant répété au cours de cette durée.

0s~2s La puissance de charge est nulle (ni consommation, ni restitution),

2s~12s La charge consomme 500W,

12s~22s La consommation diminue jusqu'à 200W,

22s~32s La puissance de charge est nulle,

32s~42s La charge restitue 200W vers le bus continu,

42s~60s La puissance de charge est nulle.

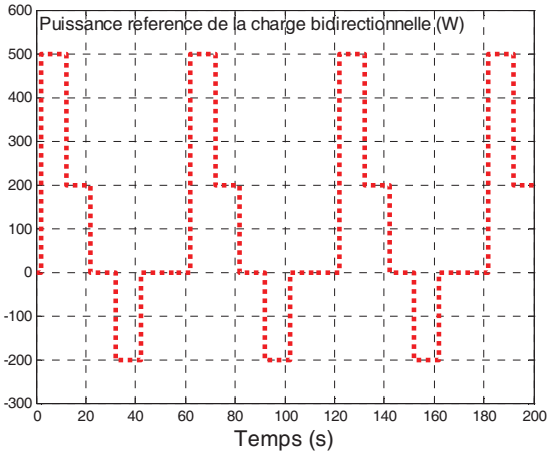


Figure 48-Scénario de la charge bidirectionnelle

Pour des raisons de protection du banc d'essai, le courant qui traverse le super condensateur est limité à 8A, au niveau de la commande.

Cette limite empêche la puissance fournie ou absorbée par le super condensateur de dépasser un certain seuil, variable selon la tension du super condensateur : Plus la tension est basse, plus le seuil de puissance est bas.

III.5.3.B Comparaison et analyse des résultats expérimentaux

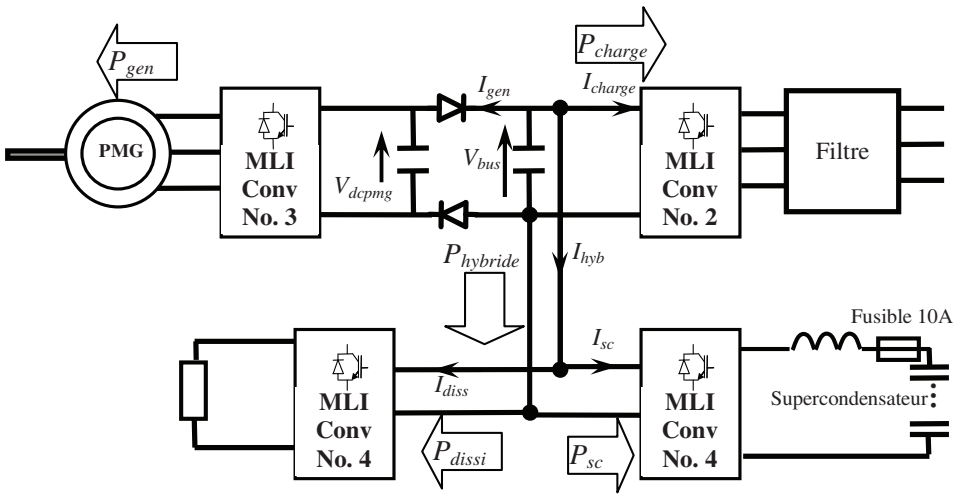


Figure 49-Définition des variables à observer

Afin de procéder à une étude comparative similaire à celle présentée dans la partie III.4.2.B, les mêmes indicateurs de comparaison sont employés : performance en maintien de tension et efficacité énergétique. Comme expliqué dans la partie III.4.2.B, les indicateurs sont pris en compte uniquement lors des phases de restitution de la charge.

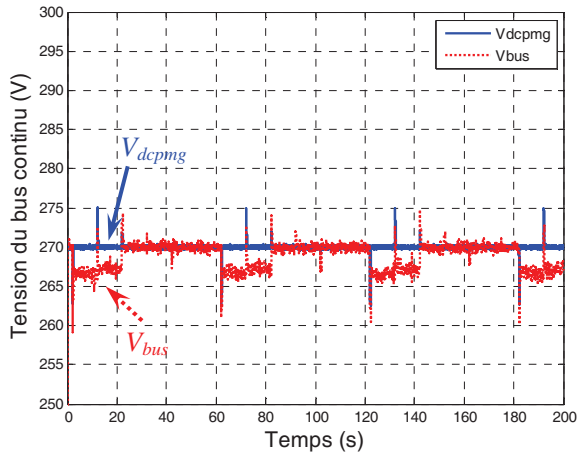
Les résultats que nous allons présenter montrent les tensions de bus continu, V_{dcpmg} et V_{bus}, les puissances P_{gen}, P_{charge} et $P_{hybride}$, les puissances en interne du système hybride, P_{dissi} et P_{sc} et

le niveau de stockage en pourcentage, en mesurant la tension du super condensateur.

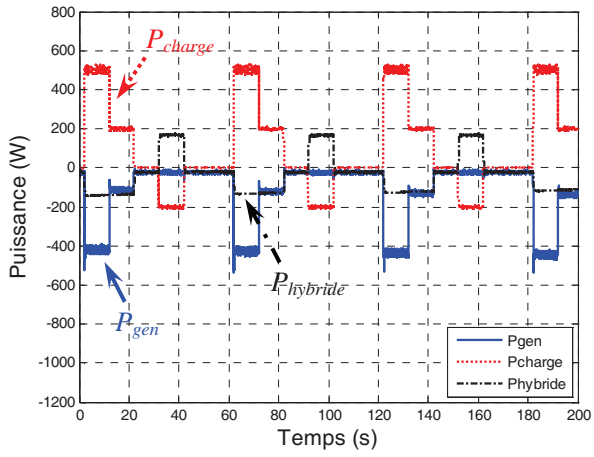
La convention choisie pour la mesure des puissances est définie ci-dessous :

- Puissance positive : le flux de puissance est orienté du bus continu vers l'équipement. Pour la charge, cela correspond à la phase de consommation ; pour le système hybride, à la phase d'absorption. Il n'est pas possible d'avoir une puissance positive au niveau de la génératrice puisque les diodes anti-retour empêchent le retour de courant.
- Puissance négative : le flux de puissance est orienté de l'équipement vers le bus continu. Pour la charge, cela correspond à la phase de restitution ; pour le système hybride et la génératrice, à la phase d'alimentation.
- Dans le cas idéal, la somme des trois puissances indiquées à la Figure 49, P_{charge}, P_{gen} et $P_{hybride}$ doit être nulle. Mais en réalité, ceci n'est pas tout à fait vérifié, en raison des pertes dans les convertisseurs, condensateurs et diodes anti-retour.

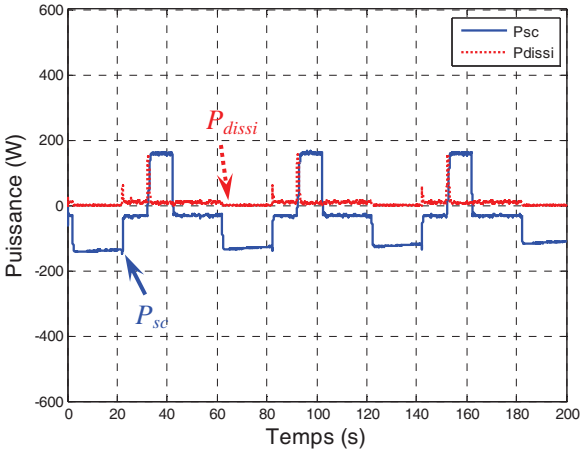
III.5.3.B.1 Stratégie PI+FC, état initial de stockage à 20%



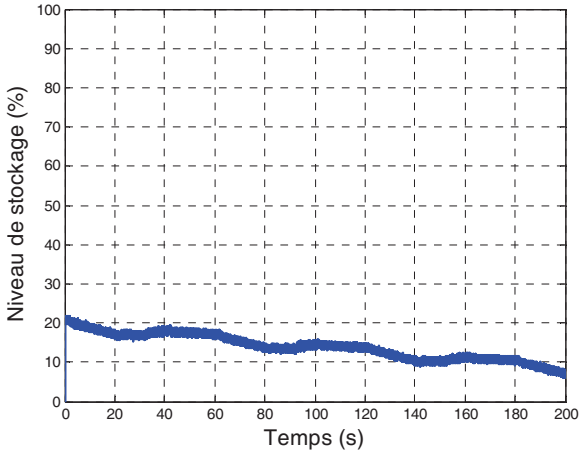
a) Tension du bus continu



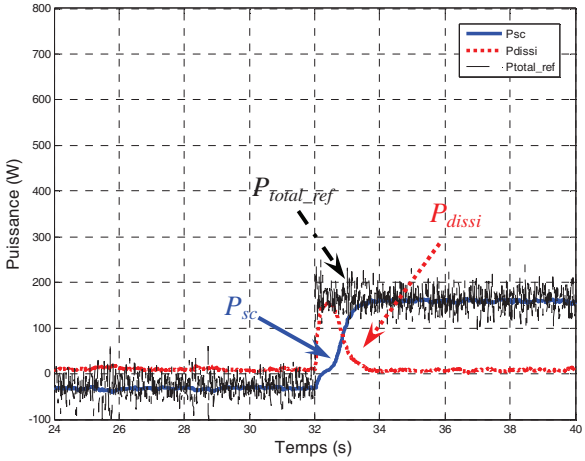
b) Puissance au bus continu



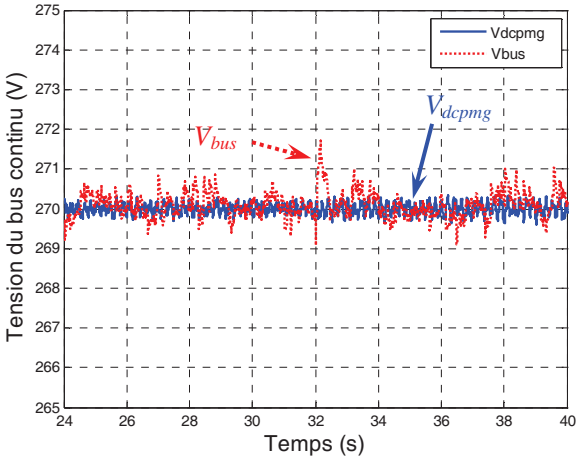
c) Puissance du système hybride



d) Niveau de stockage



e) Zoom de puissance du système hybride et Ptotal_ref



f) Zoom de la tension du bus continu

Figure 50-Résultats expérimentaux de l'essai PI+FC, état initial du stockage 20%

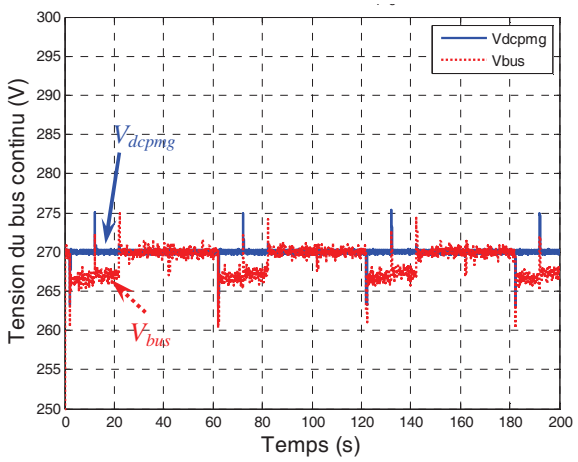
De 2s à 22s, le super condensateur fournit la puissance de charge en priorité. Mais à cause de la limitation en courant, et donc en puissance, du super condensateur, il ne peut pas fournir toute la puissance demandée (Figure 50 *c*, courbe en trait continu bleu) : une partie de la puissance est fournie par la génératrice (Figure 50 *b*, courbe en trait continu bleu). La tension du bus continu V_{bus} est contrôlée par la génératrice PMG. L'écart de tension (d'environ 3V) apparaissant entre les deux tensions lors de cet intervalle de temps (Figure 50 *a*), est dû à la chute de tension aux bornes des diodes anti-retour lorsqu'un courant important les traverse.

De 22s à 62s, la charge ne consomme plus d'énergie (soit est arrêtée, soit restitue), la génératrice ne fournit donc plus de puissance (il n'y a donc plus de chute de tension aux bornes des diodes anti-retour - Figure 50 *a*). Les super condensateurs prennent le contrôle de la tension.

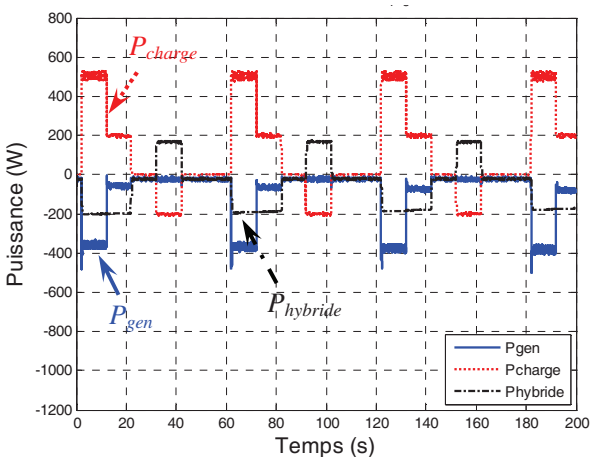
L'analyse de ces résultats montre que, partant d'un niveau bas, 20%, le niveau de stockage continue globalement à se décharger. Ceci est lié au concept de la stratégie PI qui ne tient pas compte du niveau de stockage. Ainsi, le niveau du stockage évoluera au gré du profil de la charge : si la charge, en moyenne, consomme plus qu'elle ne restitue, le stockage se déchargera (cas présenté - Figure 50 *d*). Il dépend aussi de la limitation en puissance du stockage : Si le stockage fournit une puissance plus faible, la génératrice fournit une puissance plus importante. L'équilibrage du niveau de stockage est donc dépendant du profil de la charge (équilibre entre puissances absorbée et restituée, aux pertes près).

La stratégie FC, quant à elle, permet de compenser la dynamique du système de stockage. La Figure 50 *e* le montre, à partir de 32s, où le système de dissipation intervient tant que la puissance consommée par le stockage n'a pas atteint sa valeur finale.

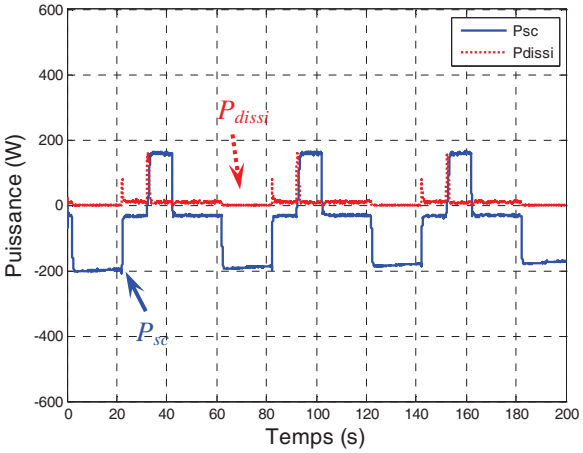
III.5.3.B.2 Stratégie PI+FC, état initial de stockage à 50%



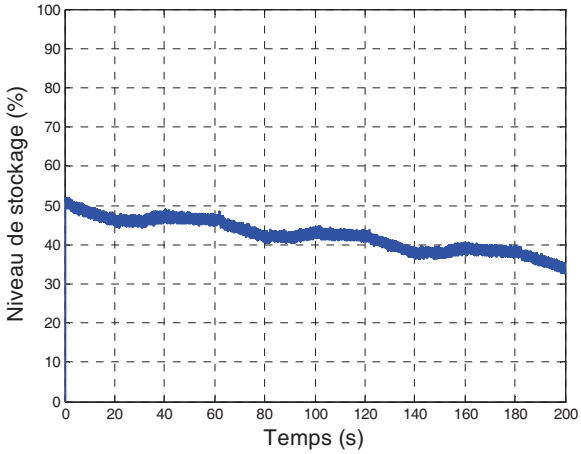
a) Tension du bus continu



b) Puissance au bus continu



c) Puissance du système hybride



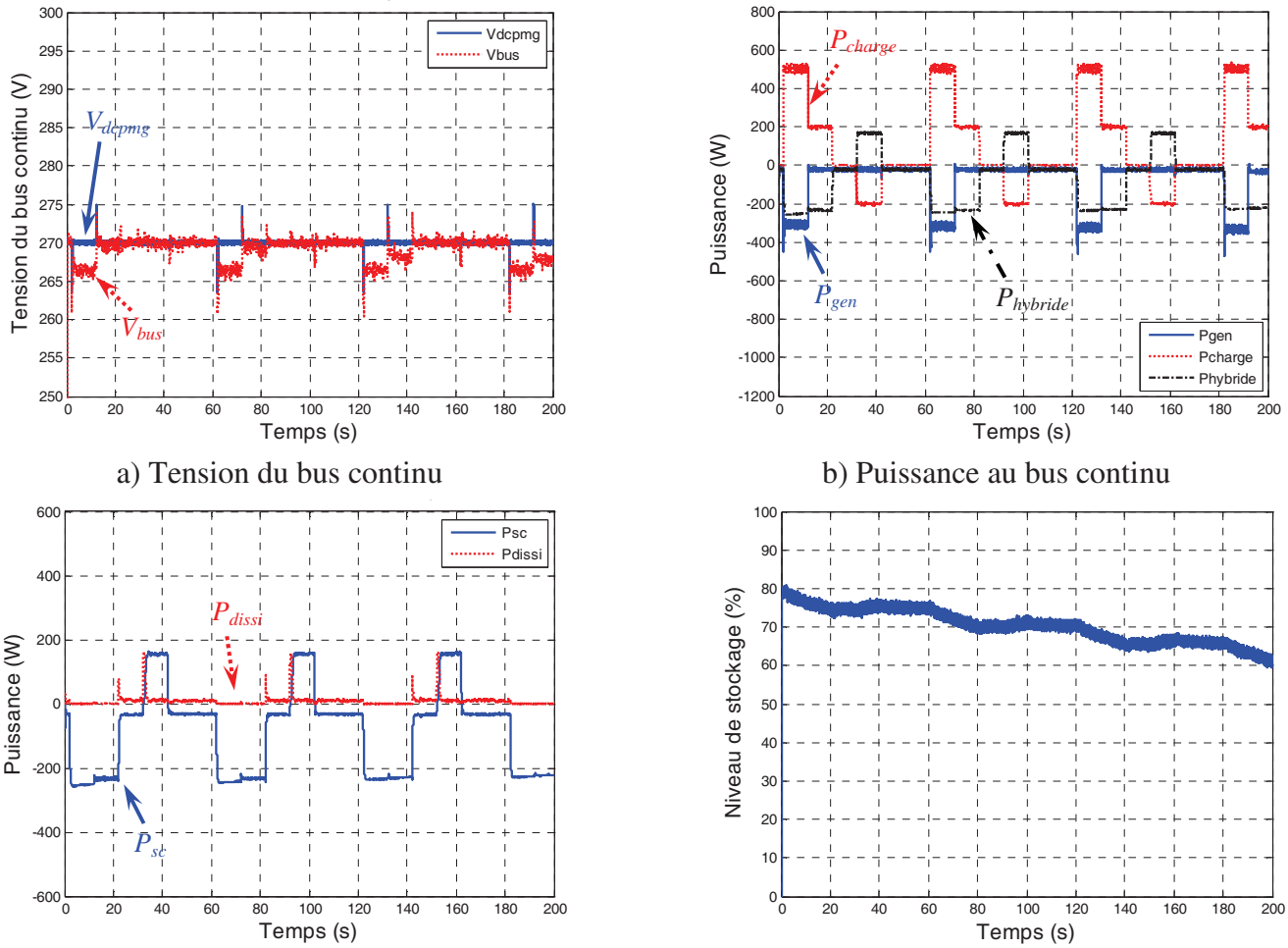
d) Niveau de stockage

Figure 51-Résultats expérimentaux de l'essai PI+FC, état initial du stockage 50%

Dans cet essai, l'état initial du stockage est plus haut que pour l'essai PI_FC_20, c'est-à-dire que la tension initiale du super condensateur est plus haute. Par conséquent, la limite en puissance du système de stockage est également plus élevée : le système de stockage fournit d'avantage que lors de l'essai PI_FC_20 (voir Figure 51 *c* et Figure 50 *c*).

Nous l'avons évoqué précédemment : le comportement du système de stockage est lié au profil de charge, la stratégie PI ne prenant pas en compte le niveau du stockage. Dans le cas présent, le profil étant identique, le stockage se décharge (Figure 51 *d*).

III.5.3.B.3 Stratégie PI+FC, état initial de stockage à 80%



a) Tension du bus continu

b) Puissance au bus continu

c) Puissance du système hybride

d) Niveau de stockage

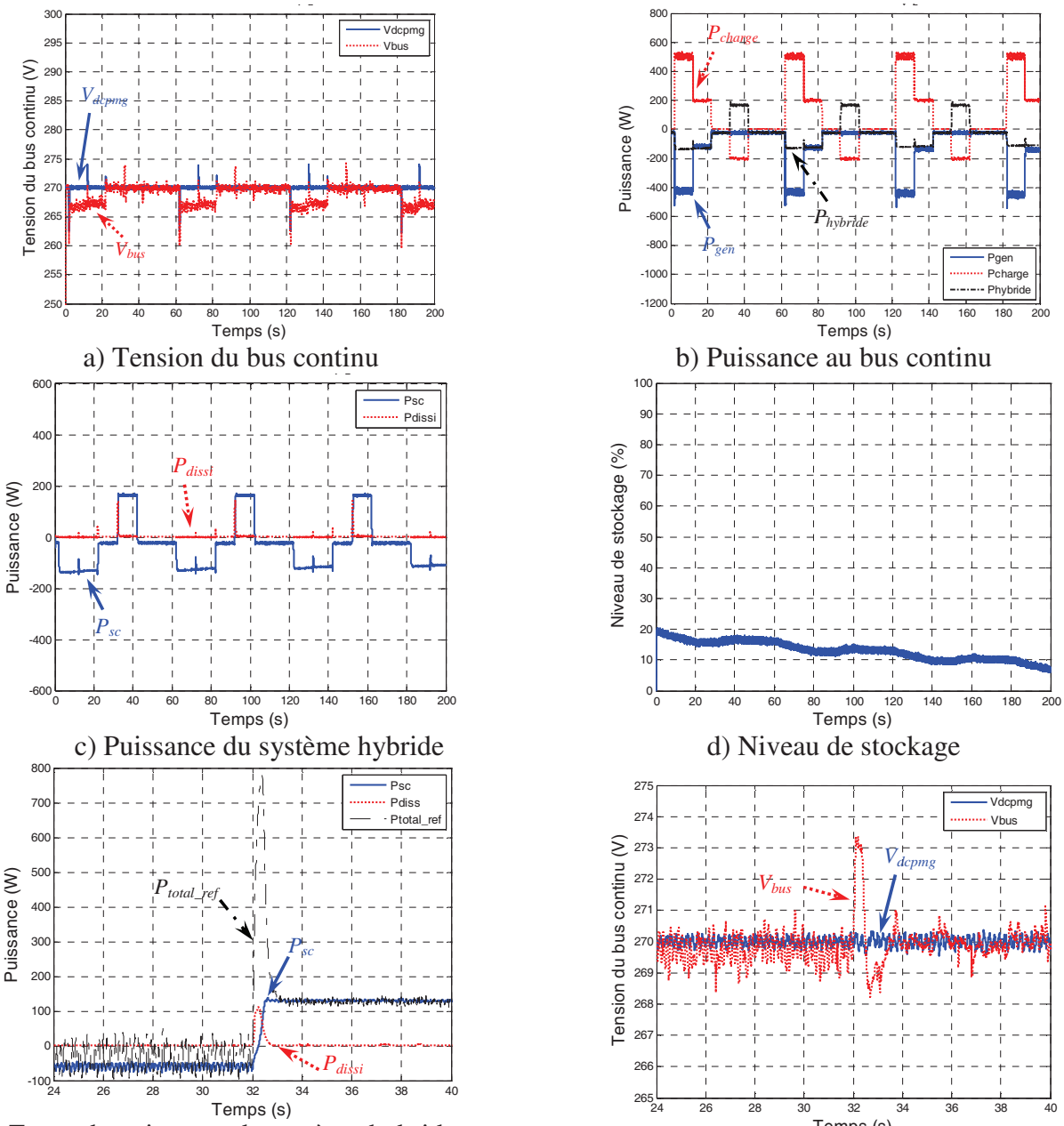
Figure 52-Résultats expérimentaux de l'essai PI+FC, état initial du stockage 80%

De 0s à 22s, puisque l'état initial du stockage est important (80%), la valeur de limitation en puissance du système de stockage est augmentée. Nous pouvons même constater que lors des phases de consommation de 200W de la charge, seul le stockage contribue à l'alimentation, et qu'alors la génératrice ne participe pas. A la Figure 52 *b*, à 12s, la puissance fournie par la génératrice s'annule. Alors, la puissance fournie par le système de stockage est supérieure à 200W (puissance demandée par la charge plus les pertes). La tension du bus continu est contrôlée à 270V à partir de 12s, par le système de stockage, qui a la capacité de contrôler la tension du bus. Ce comportement du système de stockage prouve que dans la stratégie PI, c'est le système de stockage qui fournit en priorité la charge. La génératrice compense le manque de puissance.

Comme pour les deux essais précédents, le stockage se décharge, afin d'alimenter la charge,

en moyenne plus consommatrice que productrice. Nous observons cependant que, plus l'état du stockage diminue, plus la génératrice intervient dans l'alimentation de la charge (Figure 52 *b*), ce qui s'observe également au niveau du maintient de la tension du bus (Figure 52).

III.5.3.B.4 Stratégie PI+VB, état initial de stockage à 20%, 50% et 80%



a) Tension du bus continu

b) Puissance au bus continu

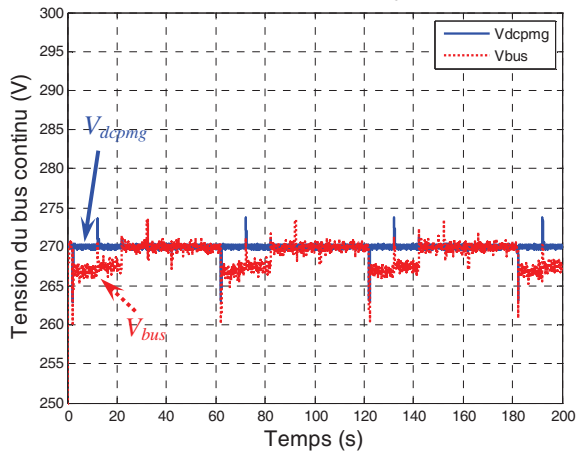
c) Puissance du système hybride

d) Niveau de stockage

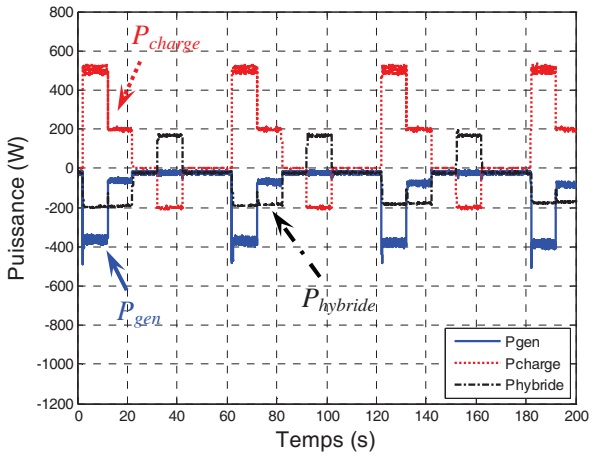
e) Zoom de puissance du système hybride et P_{total_ref}

f) Zoom de la tension du bus continu

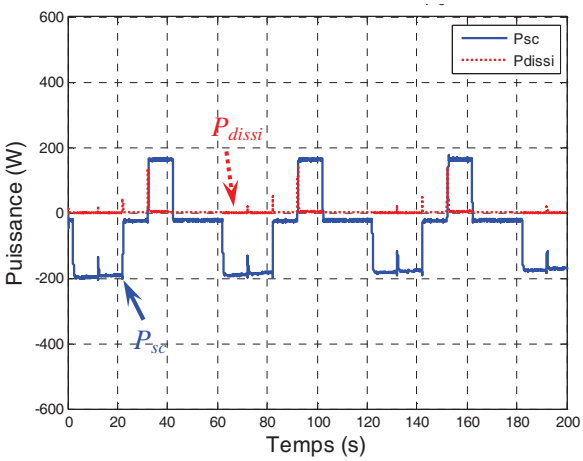
Figure 53-Résultats expérimentaux de l'essai PI+VB, état initial du stockage 20%



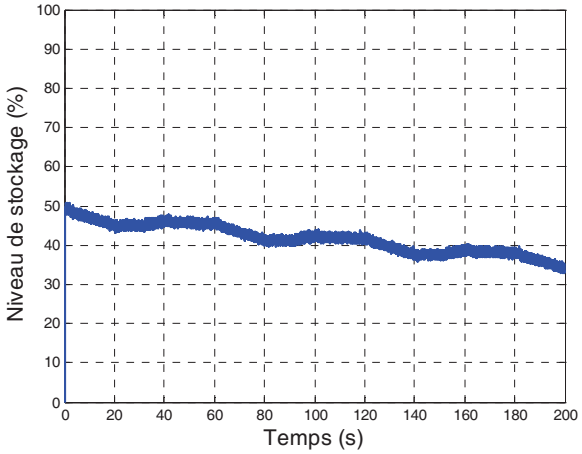
a) Tension du bus continu



b) Puissance au bus continu

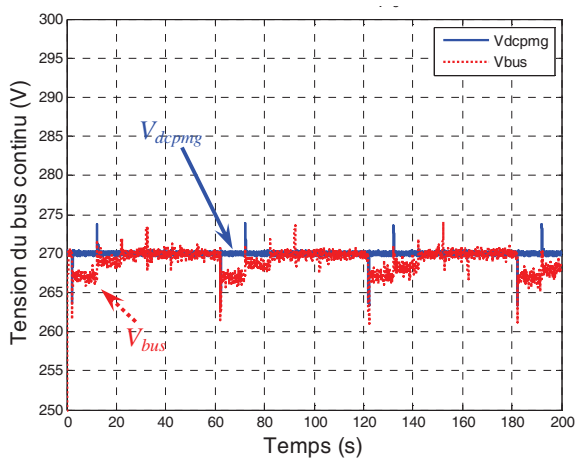


c) Puissance du système hybride

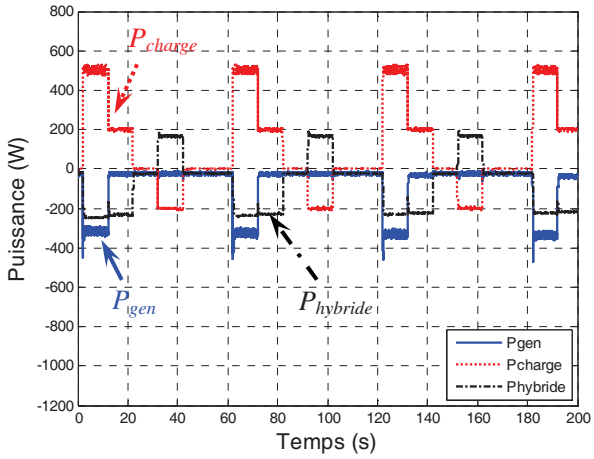


d) Niveau de stockage

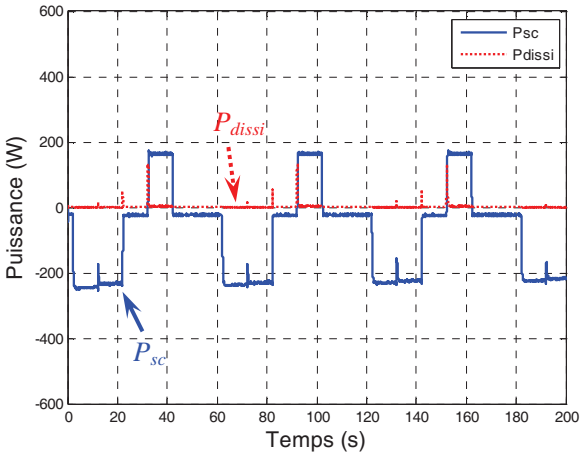
Figure 54-Résultats expérimentaux de l'essai PI+VB, état initial du stockage 50%



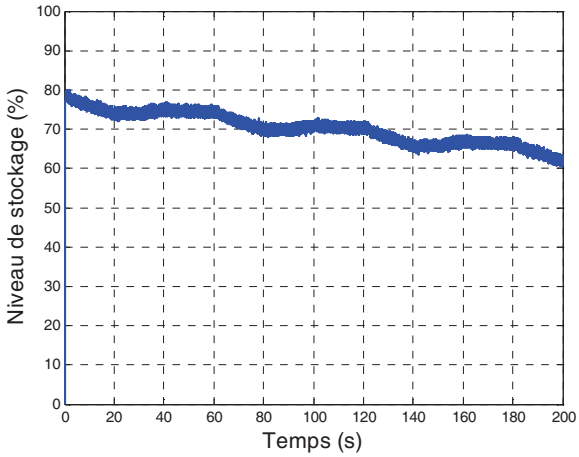
a) Tension du bus continu



b) Puissance au bus continu



c) Puissance du système hybride



d) Niveau de stockage

Figure 55-Résultats expérimentaux de l'essai PI+VB, état initial du stockage 80%

En comparant les courbes issues de ces essais, avec celles obtenues pour la combinaison de stratégie PI+FC, en régime permanent, les résultats expérimentaux pour la stratégie PI+VB ne semblent pas présenter de grandes différences.

En revanche, quelques différences apparaissent lors de transitoires. Prenons comme exemple les essais PI_FC_20 et PI_VB_20.

En comparant les Figure 50 *c* et Figure 53 *c*, on constate que dans l'essai PI_FC_20, le système de dissipation dissipe plus que pour l'essai PI_VB_20. Observons la référence de puissance, P_{total_ref} (Figure 50 *e* et Figure 53 *e*), du système hybride au cours des deux essais. En raison du découpage lié à la MLI, la référence de puissance totale P_{total_ref} est bruitée. En raison de sa dynamique, le système de stockage ne peut répondre globalement qu'à la valeur moyenne de P_{total_ref}. La stratégie FC force alors le système de dissipation à compenser la partie positive de l'écart entre P_{total_ref} et P_{sc}. C'est pourquoi, pendant la phase de restitution du système de stockage, le système de dissipation fournit également de la puissance (Figure 50 *e* 24s~32s).

En ce qui concerne la stratégie VB, nous avons vu qu'elle permet le contrôle du système de

dissipation en fonction de la valeur atteinte par le bus continu V_{bus}, avec une certaine tolérance liée au gabarit du profil de tension à respecter. Ainsi, il est possible que le système de dissipation ne soit pas sollicité, même si la puissance de référence P_{total_ref} n'est pas atteinte. Si l'on observe la Figure 53 *e,* sur l'intervalle 24s~32s, nous voyons que dans cet essai, contrairement à l'essai PI_FC_20, la dissipation n'est pas sollicité pendant la phase de restitution du stockage, et ce malgré le bruit sur la référence de puissance.

Observons maintenant l'intervalle 30s~34s des Figure 50 *e, f* (PI_FC_20) et Figure 53 *e, f* (PI_VB_20), qui correspond à un comportement transitoire, lié à un renvoi de puissance depuis la charge bidirectionnelle vers le bus. Nous y voyons des comportements différents des systèmes de stockage et dissipation, de la tension du bus continu, et de la référence de puissance destinée au système hybride. Dans la stratégie VB, le système de dissipation est sollicité le moins possible, grâce à la tolérance sur le niveau de tension du bus. Dans l'essai PI_VB_20, à 32s, la tension étant normale, le système de dissipation n'est pas sollicité, et toute la référence de puissance est destinée au système de stockage. Mais le système de stockage, en raison de sa dynamique, ne peut pas atteindre la référence instantanément. Contrairement à la stratégie FC, la stratégie VB ne cherche pas à compenser instantanément l'écart entre référence de puissance et puissance stockée, en actionnant le système de dissipation. En conséquence, la tension du bus continu augmente de façon plus importante, entrainant une augmentation de la référence de puissance P_{total_ref} issue de la stratégie PI de niveau I. Le système de dissipation n'est enclenché que pour maintenir la tension dans le gabarit autorisé. Dans l'essai PI_VB_20, la puissance dissipée (Figure 53 *e*) est donc moins importante que dans l'essai PI_FC_20 (Figure 50 *e*), et de durée plus courte.

Ce phénomène de dynamique conduit à une réflexion concernant la commande du système. Comme le montre la Figure 56, pour un système donné, la réponse du système atteint la référence en un certain temps. Mais si la référence est plus importante (référence 1, par exemple), la réponse 1 atteindra la référence 2 plus vite que la réponse 2.

La Figure 57 explique schématiquement comment améliorer la référence pour augmenter la dynamique du système. On pose une référence (référence 3) pour qu'elle dépasse la valeur souhaitée (1 par exemple) temporairement et revienne à la valeur souhaitée lorsque la réponse (réponse 2) atteint la valeur souhaitée (1 par exemple). C'est ce principe qui est mis en évidence, en termes de dynamique, entre les essais PI_VB_20 et PI_FC_20.

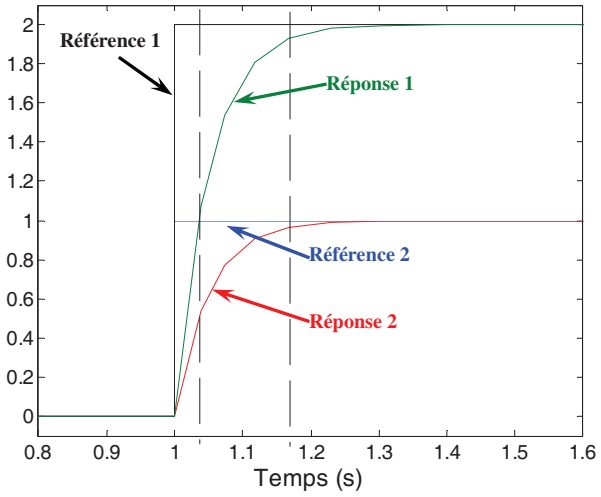


Figure 56-Différentes réponses d'un même système à différentes références

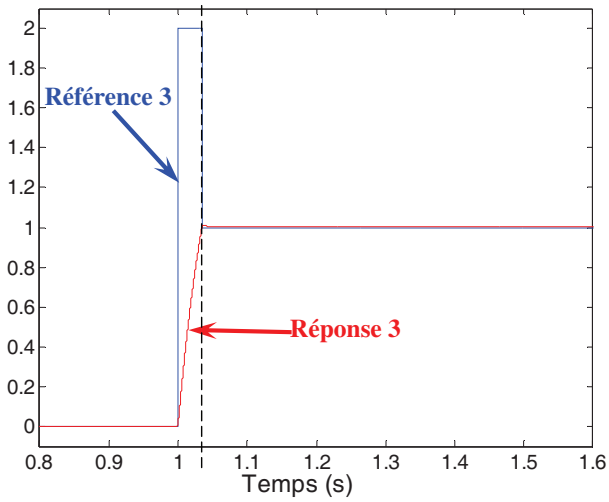
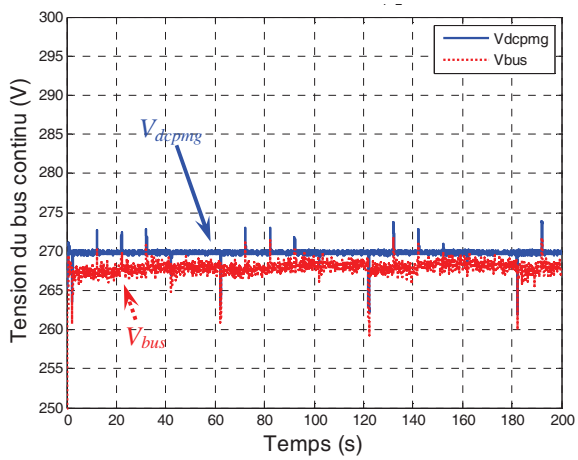


Figure 57-Référence améliorée pour augmenter la rapidité de la réponse

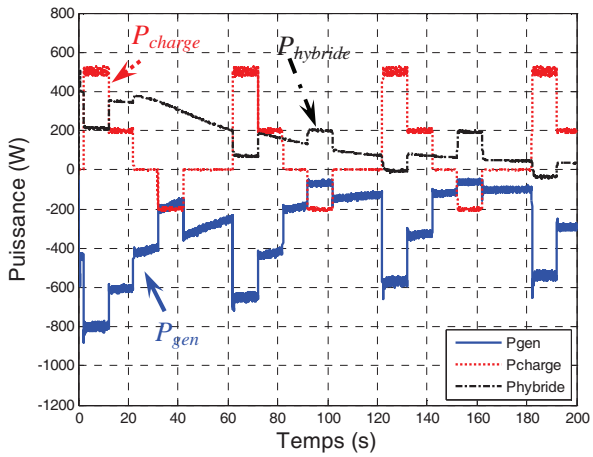
III.5.3.B.5 Conclusion pour les stratégies PI+FC et PI+VB

1. Dans la stratégie PI de niveau I, le système de stockage, de façon prioritaire sur la génératrice, fournit de la puissance à la charge. Il prend alors le rôle de la source principale.
2. La stratégie PI ne prenant pas en compte le niveau de stockage, si la puissance consommée et la puissance restituée ne sont pas équilibrées, le niveau de stockage évoluera dans un seul sens, dépendant du bilan de puissance.
3. L'objectif de la stratégie PI de niveau I est de contrôler la tension du bus continu V_{bus} à une valeur fixée (270V). Lui associer, en niveau II, la stratégie VB, ne présente donc pas d'intérêt en termes de maintien de tension, puisque cette dernière stratégie souhaiterait exploiter une tolérance en termes de variation de tension autour de la valeur nominale, selon la norme présentée à la Figure 18.
4. La caractéristique dynamique du système ne dépend pas seulement des paramètres du système et de sa commande, elle dépend aussi de la référence donnée. On peut en profiter pour améliorer ou optimiser le comportement de la caractéristique dynamique du système.

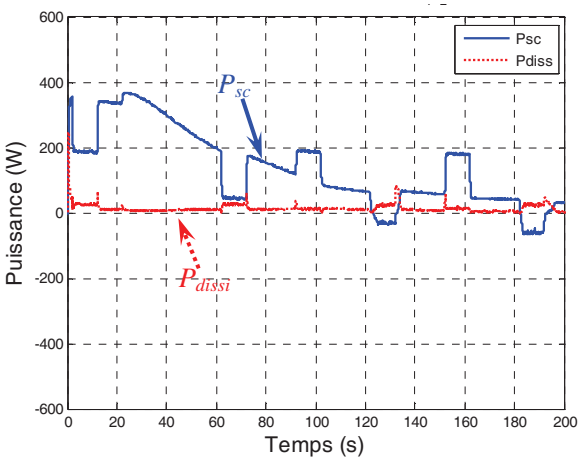
III.5.3.B.6 Stratégie MP+FC, état initial de stockage à 20%



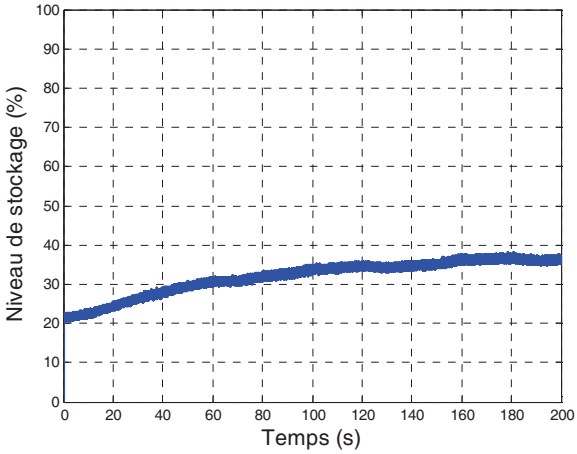
a) Tension du bus continu



b) Puissance au bus continu



c) Puissance du système hybride



d) Niveau de stockage

Figure 58-Résultats expérimentaux de l'essai MP+FC, état initial du stockage 20%

Dans la stratégie MP, le niveau de stockage est pris en compte, puisqu'assurer la disponibilité du système de stockage est un des objectifs de cette stratégie. Ainsi, comme c'est le cas dans cet exemple, lorsque le niveau de stockage est bas (20%), la génératrice charge le système de stockage volontairement. On peut visualiser à la Figure 58 *d*, que contrairement aux essais PI_FC_20 et PI_VB_20, le niveau du stockage pour cet essai MP_FC_20 augmente.

La puissance consacrée à la charge du système de stockage varie selon la puissance débitée par la génératrice. Lorsque la charge bidirectionnelle demande une puissance importante, et qu'au même instant, le système de stockage a besoin d'être chargé, la génératrice charge le système de stockage avec une petite puissance. Ainsi, celle-ci ne débite pas trop de puissance, et sa stabilité reste assurée. On peut le visualiser à la Figure 58 *b*, pour les intervalles de temps suivants : de 2s à 12s, 62s à 72s et 122s à 132s. Lorsque la charge bidirectionnelle absorbe 500W, la génératrice charge le système de stockage sous une petite puissance (≈200W) ou ne le charge

pas. Lorsque la charge bidirectionnelle absorbe moins de puissance (0W ou 200W), la part de puissance dédiée au stockage, provenant de la génératrice, augmente (jusqu'à 367W) selon le niveau de stockage (Figure 58 *b*, de 0s à 2s, de 12s à 62s, de 72s à 82s et de 132s à 142s).

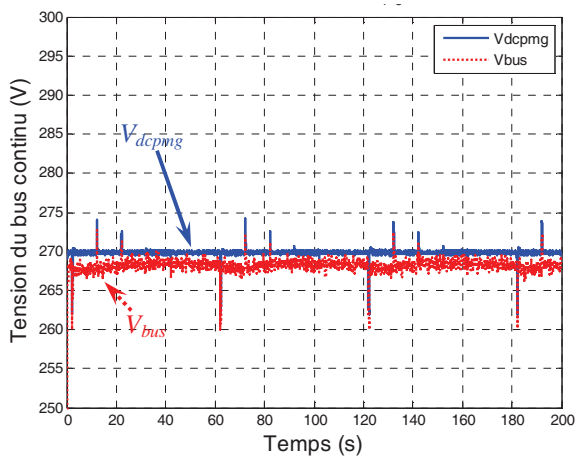
Lorsque le stockage est chargé à un certain niveau, la contribution de la génératrice au chargement du stockage cesse.

Ce système de stockage peut aussi aider la génératrice à alimenter la charge dans certain cas (Figure 58 *b* période 182s à 192s).

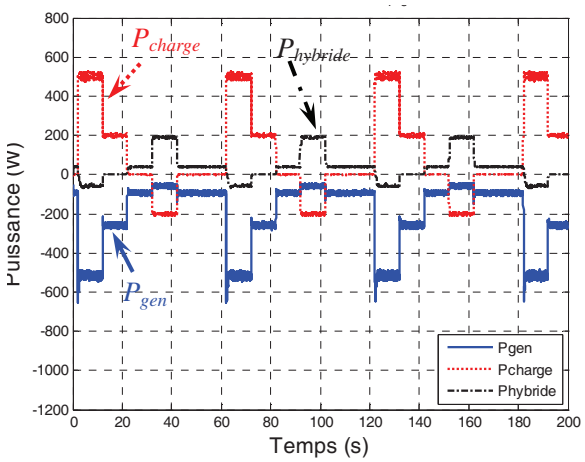
Comme l'a déjà montré l'analyse menée au cours de la partie III.5.3.B.1, pour la stratégie FC, nous observons que le système de dissipation peut dissiper alors que le stockage fournit.

Le mécanisme de la stratégie MP étant d'assurer que la génératrice fournisse toujours de la puissance, même si la charge bidirectionnelle est dans la phase d'arrêt ou de restitution, nous observons bien que ce comportement est vérifié, puisque la puissance de génératrice P_{gen} (Figure 58 *b*) est toujours négative et la tension du bus continu V_{bus} (Figure 58 *a*) est toujours contrôlée par la génératrice (V_{bus} égale à V_{dcpmg} , aux chutes de tension dans les diodes près.)

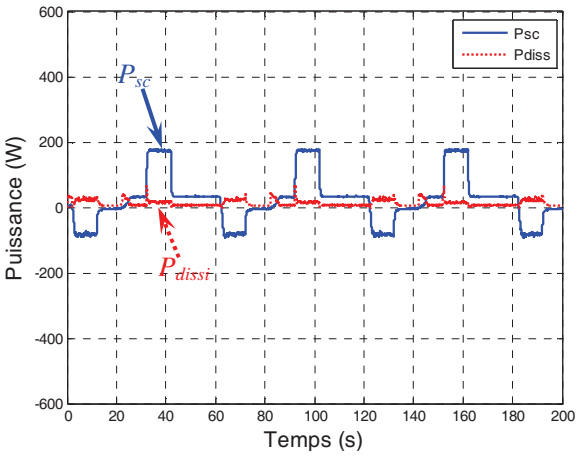
III.5.3.B.7 Stratégie MP+FC, état initial de stockage à 50%



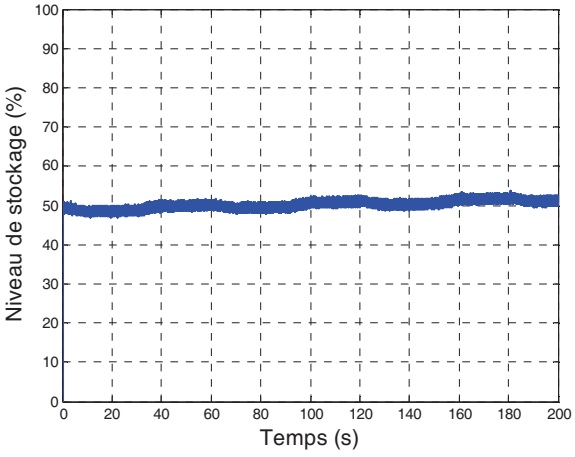
a) Tension du bus continu



b) Puissance au bus continu



c) Puissance du système hybride



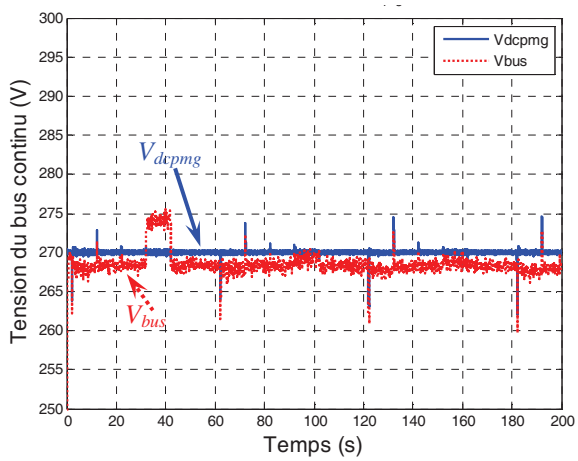
d) Niveau de stockage

Figure 59-Résultats expérimentaux de l'essai MP+FC, état initial du stockage 50%

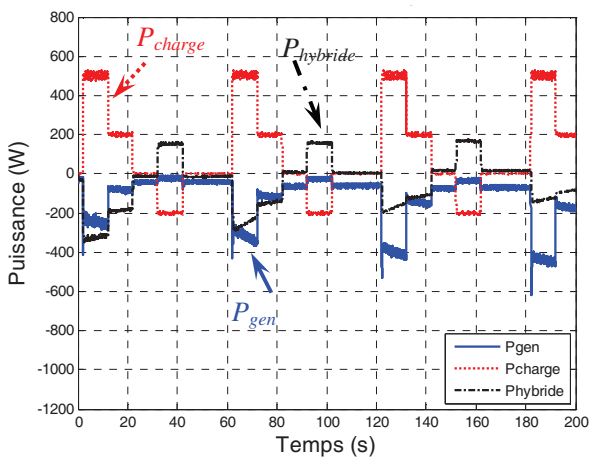
Lorsque l'état initial du stockage est augmenté jusqu'à 50%, le comportement du système est différent de celui que l'on a pour l'état initial à 20%. La génératrice n'a plus besoin de charger le système de stockage. Dans la phase où la charge bidirectionnelle restitue de la puissance vers le bus continu, le système de stockage absorbe, non seulement toute la puissance restituée, mais aussi de la puissance supplémentaire pour permettre à la génératrice de contrôler la tension du bus continu.

Le niveau de stockage reste dans une zone, ici médiane, qui dépend de la définition de la fonction d'appartenance du niveau de stockage (Figure 25 *c*).

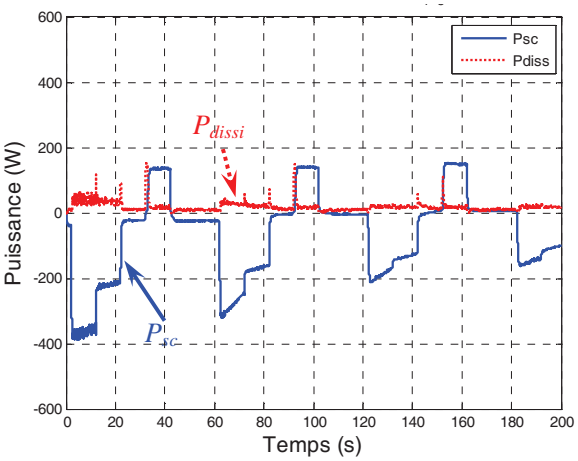
III.5.3.B.8 Stratégie MP+FC, état initial de stockage à 80%



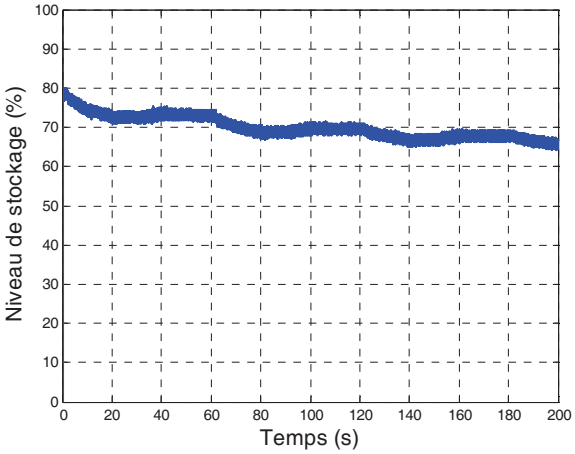
a) Tension du bus continu



b) Puissance au bus continu



c) Puissance du système hybride



d) Niveau de stockage

Figure 60-Résultats expérimentaux de l'essai MP+FC, état initial du stockage 80%

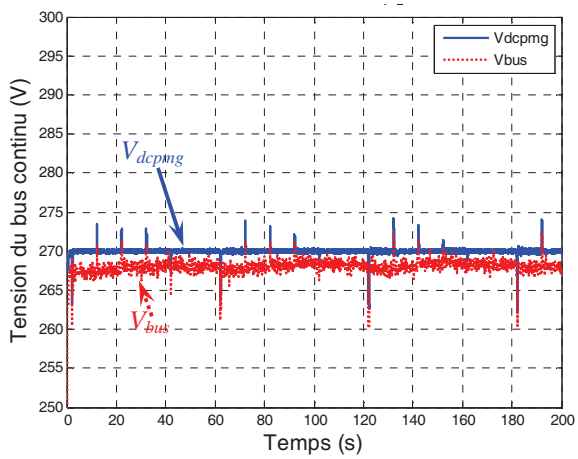
Quand le niveau du stockage est élevé (ici 80%), la stratégie MP va tendre à décharger le stockage volontairement. Si l'on compare les Figure 60 *b* et Figure 59 *b* sur l'intervalle t=2s à t=22s, on constate que dans l'essai MP_FC_80, le système de stockage est davantage sollicité que dans l'essai MP_FC_50, pour les consommations de la charge bidirectionnelle à 500W et à 200W. Toutefois, lorsque le niveau de stockage diminue, cette contribution diminue également, ce que l'on peut observer, Figure 60 *b*, en comparant les différents intervalles 2s à 22s, 62s à 82s, 122s à 142s et 182s à 200s.

Quant à la tension du bus continu V_{bus}, lors de la phase de restitution de la charge, elle augmente jusqu'à 275V. Ceci, parce que la stratégie MP limite l'absorption de puissance par le système d'hybride, lorsque le niveau de stockage est haut, en assurant bien sûr un maintien de cette tension V_{bus} dans la zone acceptable définie à la Figure 18.

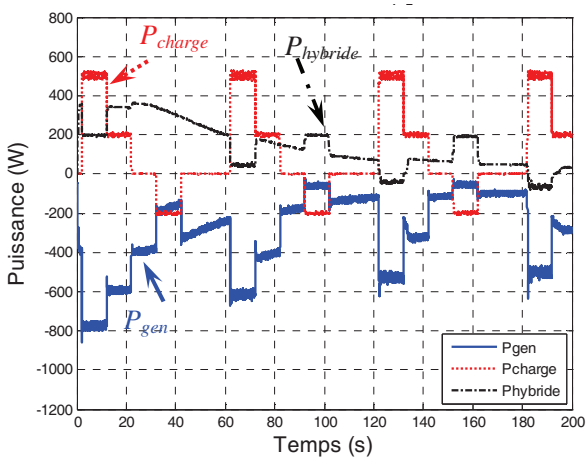
Lorsque le niveau de stockage diminue, la stratégie MP permet un accroissement de la

puissance absorbée par le système d'hybride, ce qui réduit la surtension au niveau du bus continu (Figure 60 *a*, intervalles 32s à 42s et 92s à 102s).

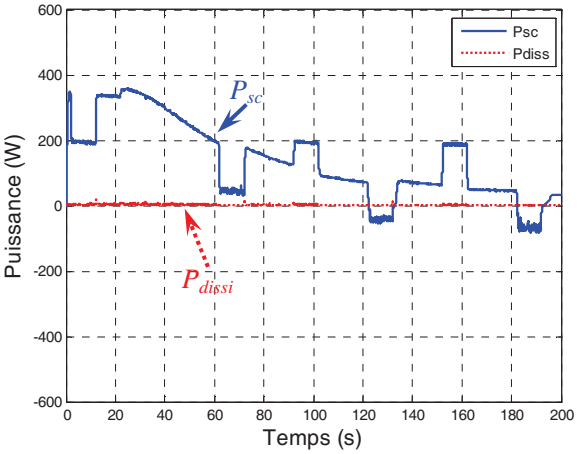
III.5.3.B.9 Stratégie MP+VB, état initial de stockage à 20%, 50% et 80%



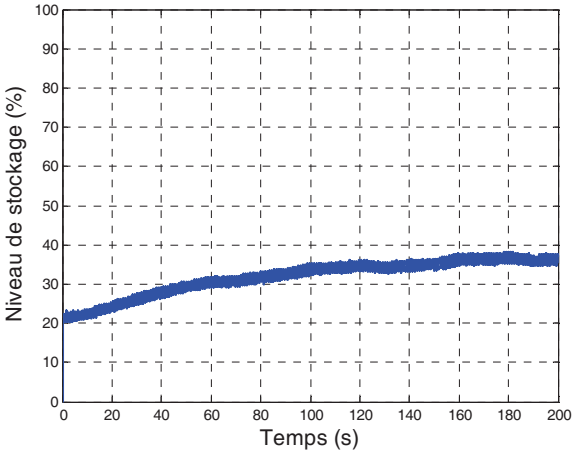
a) Tension du bus continu



b) Puissance au bus continu

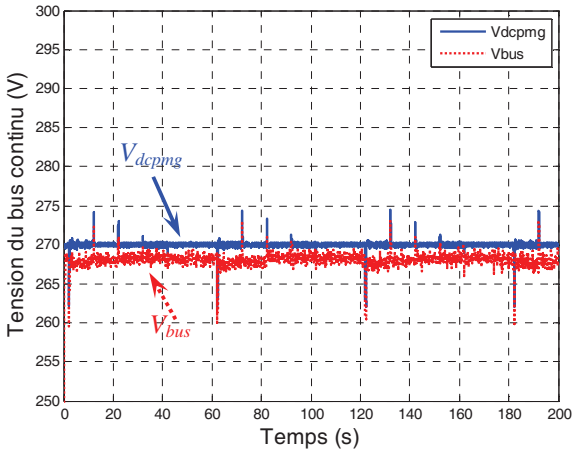


c) Puissance du système hybride

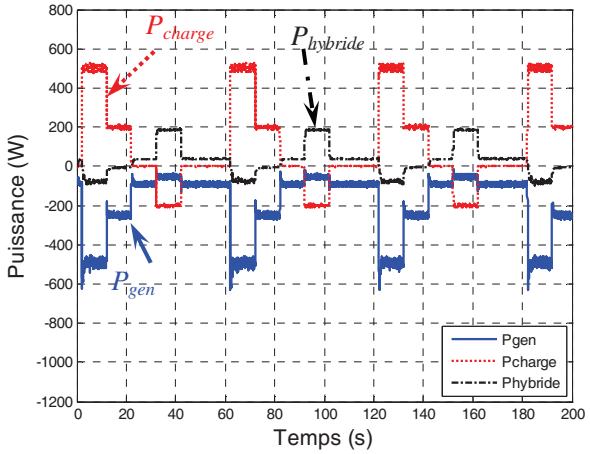


d) Niveau de stockage

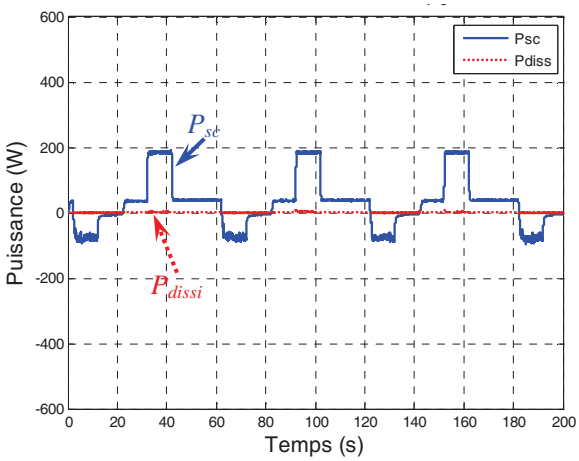
Figure 61-Résultats expérimentaux de l'essai MP+VB, état initial du stockage 20%



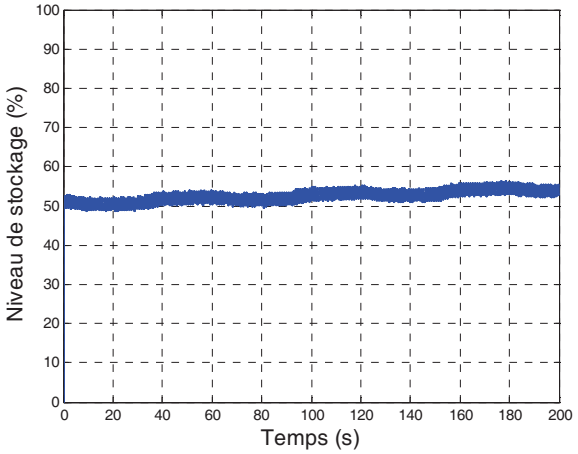
a) Tension du bus continu



b) Puissance au bus continu

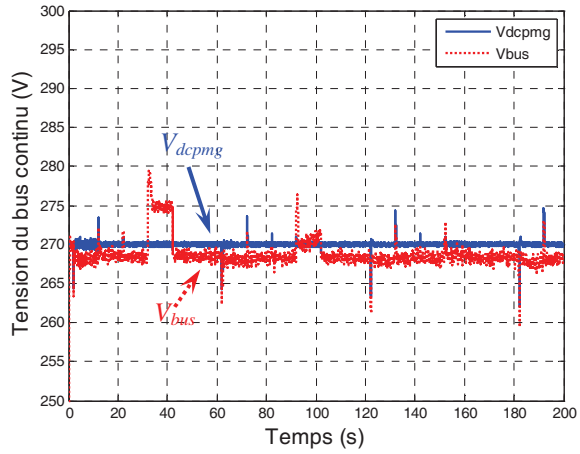


c) Puissance du système hybride

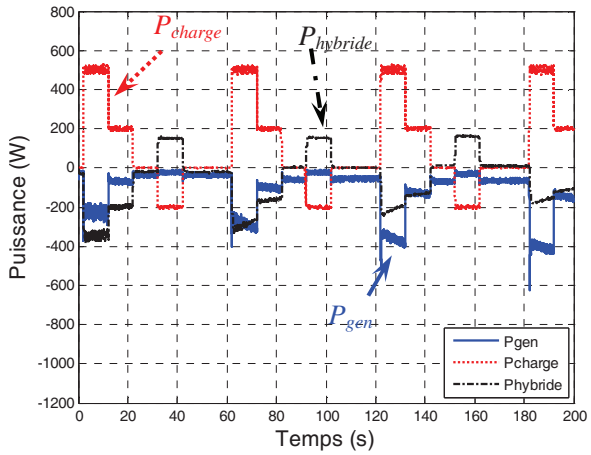


d) Niveau de stockage

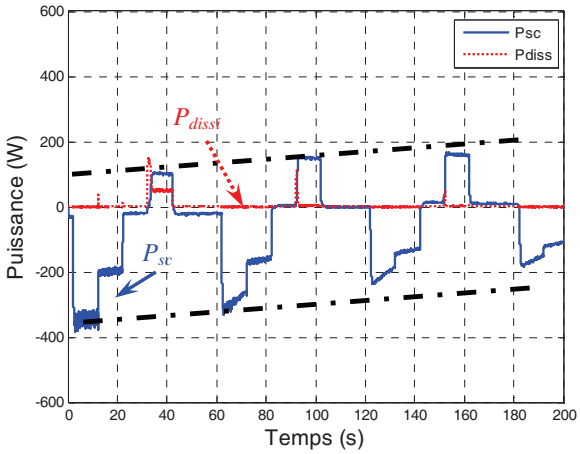
Figure 62-Résultats expérimentaux de l'essai MP+VB, état initial du stockage 50%



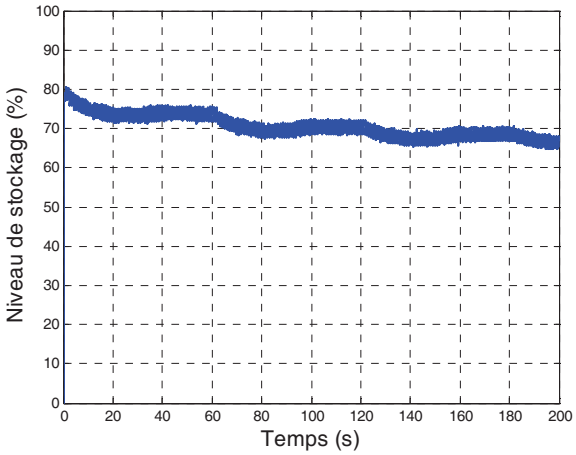
a) Tension du bus continu



b) Puissance au bus continu



c) Puissance du système hybride



d) Niveau de stockage

Figure 63-Résultats expérimentaux de l'essai MP+VB, état initial du stockage 80%

Les résultats de MP+VB et MP+FC sont similaires. La différence entre les deux stratégies est dans la façon d'enclencher le système de dissipation. Nous allons respectivement comparer les essais MP_VB_20 et MP_VB_80 aux essais MP_FC_20 et MP_FC_80.

Dans l'essai MP_FC_20, (Figure 58 *c*, intervalles 22s à 132s et 182s à 192s), la stratégie FC est à l'origine de la simultanéité entre fourniture de puissance par le stockage, et consommation par le système de dissipation. Ce qui, d'un point de vue efficacité énergétique, n'est pas un résultat intéressant.

En revanche, dans l'essai MP_VB_20, ce phénomène n'apparaît pas. Ceci, parce que l'enclenchement du système de dissipation dépend du niveau de tension du bus, avec une marge autorisée (stratégie VB). Or, la tension est très bien contrôlée par la génératrice.

En ce qui concerne les essais MP_FC_80 et MP_VB_80, nous pouvons constater des résultats différents entre les Figure 63 *a*, *c* et Figure 60 *a*, *c*. A la Figure 63 *a*, la tension augmente jusqu'à la valeur de 280V. Comme nous l'avons analysé en III.5.3.B.4, ceci est lié au fait que le stockage ne peut pas répondre instantanément à la référence de puissance qui lui est

imposée. La tension augmente alors jusqu'à atteindre la limite de la zone autorisée (Figure 18), évènement à l'origine de l'enclenchement du système de dissipation.

Comparons également, au niveau de la Figure 63 *c*, l'évolution des puissances au long des différents intervalles (de t=32s à 42s et t=92s à 102s). Lors du premier intervalle, la puissance stockée est plus faible qu'au cours du second. Ceci est lié à la surtension au niveau du bus continu, plus importante de 32s à 42s, qu'entre 92s et 102s. Le coefficient de dissipation *k*, intervenant dans la relation (5), est donc plus grand à ce moment, ce qui entraîne une sollicitation plus grande du système de dissipation.

A la Figure 63 *d*, nous constatons ici également que le stockage, partant d'une valeur initiale de 80%, tend vers une valeur finale médiane. Tendance en relation avec le comportement du stockage observé Figure 63 *c*, où, à charge égale, le stockage fournit d'autant moins de puissance que son niveau diminue.

III.5.3.B.10 Conclusion pour les stratégies MP+FC et MP+VB

1. Dans la stratégie MP, la génératrice est la source principale, le stockage aide la génératrice selon sa disponibilité et la puissance demandée par la charge bidirectionnelle.
2. La stratégie MP tient compte du niveau de stockage. Lorsque le niveau de stockage est bas, le stockage va tendre à se recharger. Cette puissance de chargement est adaptable selon la puissance débitée par la génératrice pour assurer sa stabilité. Pareillement, lorsque le niveau de stockage est haut, il va tendre à diminuer, en contribuant davantage à l'alimentation des charges.
3. Parce que le contrôle de tension de la stratégie MP autorise une certaine tolérance sur cette tension, des phénomènes de surtension au niveau de V_{bus} peuvent apparaître. Toutefois, la tension du bus demeure dans son gabarit autorisé.
4. Dans les essais qui appliquent la stratégie MP, l'influence de la stratégie de niveau II (VB et FC) est plus évidente. Parce que la stratégie MP permet d'avoir une surtension, la stratégie VB peut profiter de cette souplesse pour optimiser l'utilisation du système de dissipation.

III.5.3.B.11Comparaison des résultats selon les indicateurs

Comme indiqué dans la partie III.4.2.B.1, les indicateurs de comparaison sont définis par (7) et (8). Puisque l'objectif est de comparer les performances des stratégies lors de la phase de restitution, les indicateurs sont calculés au moment des phases de restitution de la charge bidirectionnelle. Les indicateurs de comparaison de ces 12 essais sont regroupés dans le Tableau 12.

Niveau I / Niveau II	MP					PI				
VB	Etat initial / Rubrique	20%	50%	80%	Valeur Moyenne	Etat initial / Rubrique	20%	50%	80%	Valeur Moyenne
	Surface (Vs)	47.40	48.59	75.33	57.10	Surface (Vs)	35.03	36.36	35.79	35.73
	Efficacité	78.2%	72.3%	57.4%	69.3%	Efficacité	70.18%	70.49%	70.62%	70.43%
FC	Etat initial / Rubrique	20%	50%	80%	Valeur Moyenne	Etat initial / Rubrique	20%	50%	80%	Valeur Moyenne
	Surface (Vs)	50.75	44.95	61.39	52.36	Surface (Vs)	32.14	34.1	38.95	35.06
	Efficacité	74.57%	66%	57.31%	65.96%	Efficacité	65.5%	64.48%	62.83%	64.27%

Tableau 12-Comparaison des résultats expérimentaux

Une représentation de ces points est proposée, dans le plan « Surface *vs* Efficacité », à la Figure 64 :

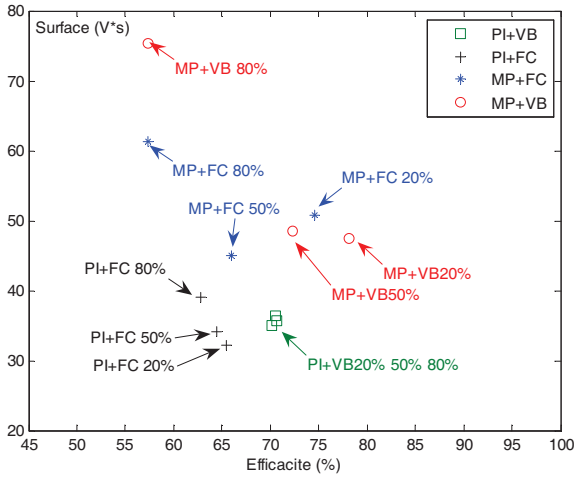


Figure 64-Comparaison des résultats expérimentaux

Sur cette figure, on constate que les points des stratégies PI+VB et PI+FC sont relativement regroupés par type de stratégies, quelque soit les états initiaux de charge du système de stockage. Ceci, puisque la stratégie PI ne tient pas compte du niveau du stockage ; Le changement de l'état initial n'influe donc pas beaucoup les performances de la stratégie.

En revanche, les points issus des essais utilisant la stratégie MP sont relativement dispersés. En effet, cette stratégie tient compte du niveau du stockage. Les valeurs initiales du niveau de stockage influent donc sur les performances de la stratégie.

Nous avons vu dans les analyses menées précédemment que, lorsque le niveau de stockage est haut, la stratégie MP stocke moins d'énergie et en dissipe davantage. Ceci explique un rendement, pour l'essai « MP+VB 80% » proche de 54% (quasiment le plus faible de tous).

Pour le même état initial, la stratégie MP, autorisant une tolérance plus grande sur la variation de la tension, voit ses indicateurs de maintien de tension sensiblement moins bons que pour d'autres stratégies.

Pour les états initiaux de 20% et 50%, la tension est toujours maintenue par la génératrice. La performance en tension est donc, dans ces cas, de très bonne qualité. Mais à cause de la chute de tension des diodes anti-retour, lorsque la tension est maintenue par la génératrice dans la phase de restitution de charge, il y a toujours l'écart entre la tension nominale 270 et la tension du bus continu. Cet écart n'a pas été trouvé dans la stratégie PI parce que la tension du bus est maintenue par les super condensateurs, il n'y a donc pas de chute de tension des diodes anti-retour.

On utilise la valeur moyenne des résultats expérimentaux présentés dans le Tableau 12, afin de mener une comparaison avec les résultats obtenus par simulation, présentés à la Figure 40.

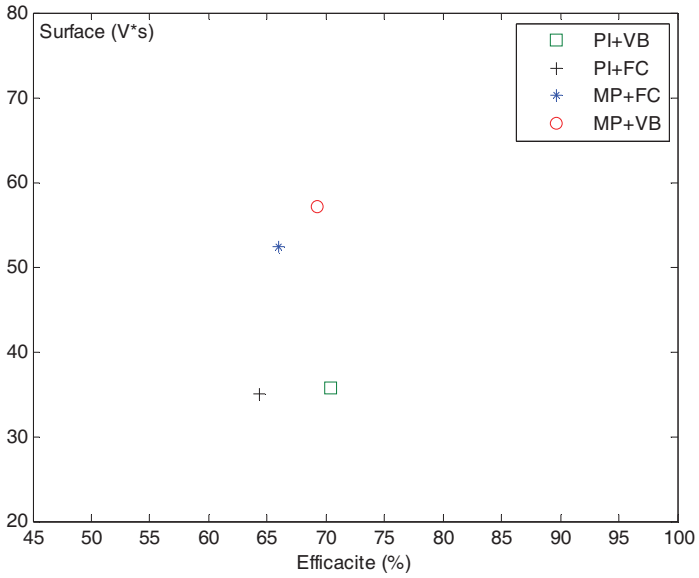


Figure 65-Comparaison des résultats expérimentaux (valeur moyenne)

Les résultats présentés à la Figure 65, issus des essais expérimentaux, ont été menés pour un système de stockage donné, donc pour un paramètre de dynamique donné et une puissance maximale. Afin de mener une comparaison, il nous faut choisir à quelle série d'essai de la Figure 40 la mener.

On choisit la série de P_{max}=20kW et τ_{stock}=0.05s. Il y a deux raisons à ce choix :

1. Dans la validation expérimentale, la dynamique du système de stockage est plus proche de 0.05s (voir annexe).
2. Dans la validation expérimentale, la référence de puissance totale issue de la supervision du niveau I, P_{total_ref}, ne dépassait jamais la limite de capacité en termes de puissance, du système de stockage. On peut trouver la même situation dans la série de P_{max}=20kW et τ_{stock}=0.05s.

Parce que les conditions des essais, les dimensionnements des systèmes, ne sont pas les mêmes entre simulation et expérimentation, les valeurs des indicateurs de performance de tension et d'efficacité ne sont pas comparables quantitativement. En revanche, nous pouvons comparer les positions relatives entre les différentes stratégies pour tenter d'établir une cohérence entre les résultats de simulation et les résultats expérimentaux.

D'abord, on compare les performances de tension. Dans la validation expérimentale, il y a une chute de tension aux bornes des diodes anti-retour. Les supervisions qui appliquent la stratégie MP subiront cette dégradation de la performance de tension. Par contre, dans les simulations, cette chute de tension n'est prise en compte. Donc les performances de tension de la série MP ne sont pas comparables avec celles de la série de PI.

Néanmoins, nous pouvons comparer les performances, en tension et en efficacité énergétique, au sein d'une même série :

Performances en tension (*VCT = Valeur Critère Tension*) :

A la Figure 40, pour les performances en tension, nous pouvons relever :

- *VCT* (MP+VB) > *VCT* (MP+FC),
- *VCT* (PI+VB) > *VCT* (PI+FC).

A la Figure 65, pour les performances en tension, nous pouvons également relever les mêmes situations relatives.

Donc, au regard de cette comparaison nous pouvons bien vérifier qu'en termes de maintien de tension, la stratégie VB, en raison de la tolérance qu'elle autorise sur la valeur de tension, possède des indicateurs moins bons que pour la stratégie FC.

Performances en efficacité énergétique (*VCEE = Valeur Critère Efficacité Energétique*) :

A la Figure 40, au sein d'une même série, les performances en termes d'efficacité, selon les indicateurs, sont globalement les suivantes :

- *VCEE* (PI+FC) ≈ *VCEE* (MP+FC) < *VCEE* (PI+VB) < *VCEE* (MP+VB)

A la Figure 65, nous observons :

- *VCEE* (PI+FC) < *VCEE* (MP+FC) < *VCEE* (MP+VB) ≈ *VCEE* (PI+VB).

Les évolutions relatives des indicateurs d'efficacité énergétique sont quasiment identiques entre expérimentation et simulation, sauf pour la relation entre la performance de MP+VB et PI+VB. Ceci, parce que, dans les résultats de Figure 40, la comparaison se fait sous la condition d'une valeur initiale du système de stockage à 50%. Alors qu'à la Figure 65, la comparaison est basée sur des résultats moyennés, entre valeurs initiales de stockage égales à 20% et 80%. Nous vérifions, en effet, qu'en comparant les résultats de la Figure 40 et de la Figure 64 (pour les essais à 50% de valeur initiale de stockage), une analogie en termes de répartition des indicateurs en efficacité énergétique, peut être obtenue :

VCEE (PI+FC) ≈ *VCEE* (MP+FC) < *VCEE* (PI+VB) < *VCEE* (MP+VB)

Après avoir observé les performances d'efficacité des stratégies MP+VB et PI+VB, on constate que les résultats de stratégie MP+VB sont dispersés et ceux de PI+VB sont regroupés. Dans le cas d'un état initial du système de stockage à 80%, la supervision limite le système de stockage pour absorber l'énergie, c'est le système de dissipation qui dissipe le plus. Le rendement de l'essai MP_VB_80 est donc diminué. Mais les rendements des deux autres essais de la série MP+VB (MP_VB_20 et MP_VB_50) sont supérieurs à ceux de la série PI+VB.

La conclusion des résultats expérimentaux est donc cohérente avec ce que la simulation nous avait apportait comme résultats.

III.6 Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons tout d'abord analysé la problématique liée aux échanges inégaux de puissances entre charges en phase de génération, et charges en phase de consommation : Le déséquilibre de puissance provoque une surtension au niveau du bus continu.

Plusieurs solutions à ce problème ont été proposées, puis comparées à l'aide de critères pertinents vis-à-vis de l'application aéronautique, tels que fiabilité, masse et polyvalence. Parmi les solutions proposées, une solution utilise un système hybride, constitué d'un dispositif de stockage et d'un dispositif de dissipation.

Pour contrôler ce système, une supervision à deux niveaux a été proposée, ainsi que plusieurs stratégies de gestion énergétique, mono- et multi-objectif(s).

Les stratégies de type multi-objectifs permettent de surveiller les états du système et de déboucher sur une décision prenant en compte différentes priorités de ces objectifs, selon différents états du système. Elles sont construites sur des ensembles de règles prédéfinies. Afin

de développer ce type de supervision, nous avons proposé d'utiliser la logique floue. Les objectifs multiples qui ont été fixés ont été : le maintien de la tension du bus, l'efficacité énergétique et la disponibilité du système de stockage.

Des stratégies mono-objectif ont également été développées, afin de maintenir la tension du bus continu uniquement.

Différentes combinaisons de stratégies de supervision énergétique ont ainsi émergé, qui ont fait l'objet de simulation, puis de comparaisons à l'aide d'indicateurs : performance du contrôle de tension, performance en efficacité énergétique.

Une phase de validation expérimentale a également été réalisée, à l'aide d'un banc d'essai de 3kW sur lequel ont été implantées les stratégies développées. Une méthode simplifiant l'implantation en temps réel de la logique floue a été proposée. Une étude a permis d'estimer le gain apporté par cette solution en termes de temps de calcul, d'utilisation de mémoire, et a permis de s'assurer qu'elle ne conduit pas, à certaines conditions, à des écarts trop importants avec les résultats directement obtenus par logique floue.

Les essais expérimentaux ont tout d'abord permis de valider les concepts théoriques proposés pour le développement des supervisions. Ensuite, dans une certaine mesure, liée aux conditions expérimentales, ils ont conforté l'analyse effectuée sur les résultats de simulation, au travers des indicateurs évoqués précédemment.

A l'issue de ce chapitre, l'intérêt de développer des stratégies de type multi-objectifs, semble évident, notamment en ce qui concerne la disponibilité du stockage, sur lequel repose en grande partie le bon fonctionnement d'un Système Distribué de Puissance à échanges d'énergies. L'outil proposé pour leur étude et mise en œuvre, la logique floue, a également montré ici son intérêt.

Chapitre IV: Analyse du problème de stabilité

IV.1 Introduction

Dans un réseau interconnecté à échanges d'énergies, le problème de la stabilité est complexe. Chaque organe (sous système) est conçu de façon à être individuellement stable. Mais cela ne garantit pas la stabilité du système lorsque ces différents organes sont interconnectés.

Dans un système de distribution de puissance, certains éléments ont un comportement non-linéaire (effet de saturation, commande non-linéaire …etc.). Ces éléments sont à l'origine de caractéristiques fréquentielles non-linéaires pour différents points de fonctionnement. Pour analyser la stabilité d'un système interconnecté, non linéaire, l'analyse par petit signal est appliquée, pour certains points de fonctionnement. Cette analyse permet de linéariser, autour de certains points de fonctionnement, le comportement du système, afin de permettre l'analyse de la stabilité, de façon simplifiée.

Dans ce chapitre, nous analyserons tout d'abord le système interconnecté, puis nous expliciterons la problématique de la stabilité. Ensuite, afin d'améliorer les performances du système d'un point de vue stabilité, plusieurs solutions seront proposées, dont une utilisant un système de stockage, associé à une stratégie de gestion énergétique adaptée. L'étude décrite en début de chapitre, sera appliquée à cette solution, montrant ainsi sa contribution positive à la résolution de possibles problèmes d'instabilité.

IV.2 Présentation du problème d'instabilité

Comme cela a été montré au Chapitre II, au cours des essais de simulation ERT1_VRT5 et ERP1_VRT5, les régimes transitoires de tension sont beaucoup plus longs (Figure *8*) que dans les autres essais de simulation (par exemple ERT1_VRT4, Figure *9*). Ce phénomène indique une dégradation de la stabilité du système. Nous allons, au cours des pages suivantes, tenter d'analyser ce phénomène, de façon générale, puis au sein du système qui nous intéresse.

Pour les essais de simulation réalisés au Chapitre II, le modèle de charge utilisé est un modèle à puissance constante. Ce modèle, présenté à la Figure 33, assure que la puissance consommée par la charge correspond bien à sa référence, sans être pas influencée par la variation de la tension du bus. Ce modèle représente l'ensemble de la charge électrique : généralement une machine électrique, son convertisseur statique et la commande de celui-ci. Il est représentatif

pour une charge en puissance.

Une autre façon de modéliser la charge, est d'envisager la modélisation de type « charge résistive ». Dans ce modèle, la puissance de référence appliquée à la charge ne peut pas être suivie si la tension du bus varie.

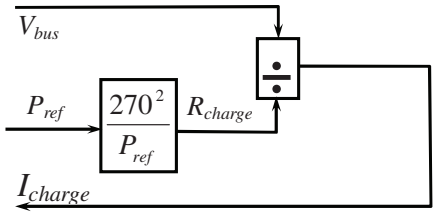


Figure 66-modèle de charge résistive

Pour mener cette étude sur la question de la stabilité, les trois charges interconnectées sur le bus continu du système étudié (ETRAC, VGPE et LPEC – cf. Chapitre II) sont remplacées par une charge équivalente, nommée par la suite charge représentative, et dont le profil correspond à la somme des trois profils des charges réelles. En raison de leurs faibles valeurs, les impédances de câble sont négligées. Les éléments de protection, ainsi que les diodes anti-retours, ne sont pas pris en compte. Ainsi, la Figure *5* se trouve simplifiée, comme le montre la Figure 67.

Afin de nous assurer que les hypothèses simplificatrices retenues n'altèrent pas les phénomènes d'instabilité précédemment observés, les essais ERT1_VRT5 et ERP1_VRT5 ont été à nouveau réalisés avec cette configuration. Comme le montre la Figure 68, le phénomène de prolongement du régime transitoire demeure. Nous pourrons donc baser notre étude sur le modèle simplifié présenté à la Figure 67.

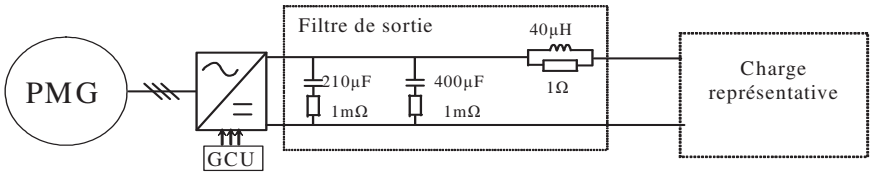


Figure 67-Simplification du réseau pour l'étude de la stabilité

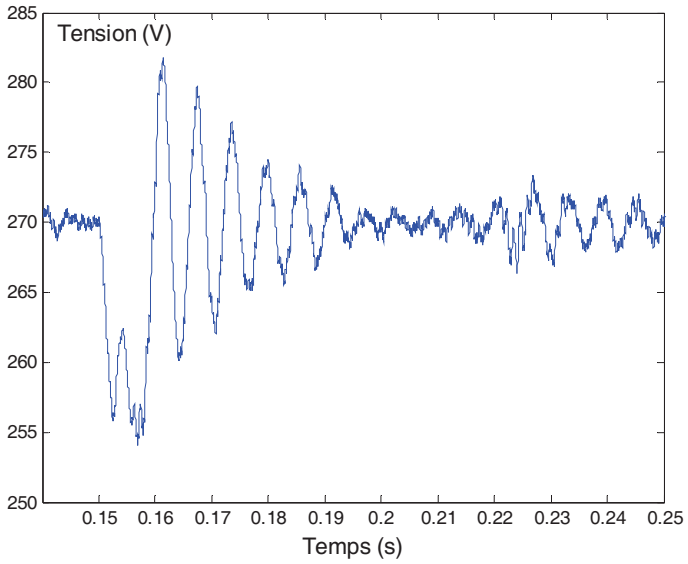


Figure 68-Tension du bus continu, pour le scénario ERT1_VRT5, sur modèle simplifié

Les deux scénarios cités précédemment (ERT1_VRT5 et ERP1_VRT5), à l'origine de problèmes d'instabilité, ont en commun d'avoir, comme puissance finale de la phase transitoire, une valeur de 15kW, valeur plus importante que pour les autres essais (environ 10kW). Nous pouvons donc, à ce stade, supposer que l'augmentation de la puissance consommée est à l'origine d'une dégradation de la marge de stabilité.

Afin de tenter de confirmer cette hypothèse, les essais dont le scénario est décrit ci-dessous, vont être menés sur la configuration de la Figure 67, avec à chaque fois, les deux modèles de charge (charge à puissance constante et charge résistive) :

0s~0.05s Période de démarrage du générateur

0.05s~1.2s Augmentation linéaire de la charge, jusqu'à une puissance finale de 17KW

1.2s~1.7s Phase de régime permanent.

Les résultats de ces essais, présentés aux Figure 69 et Figure 70, montrent l'influence du modèle de charge retenu sur l'apparition de phénomènes d'instabilité au niveau du bus continu. En effet, le système peut rester stable en régime permanent dans le cas d'une charge résistive, alors que sous les mêmes conditions, il deviendra instable dans le cas d'un modèle à puissance constante.

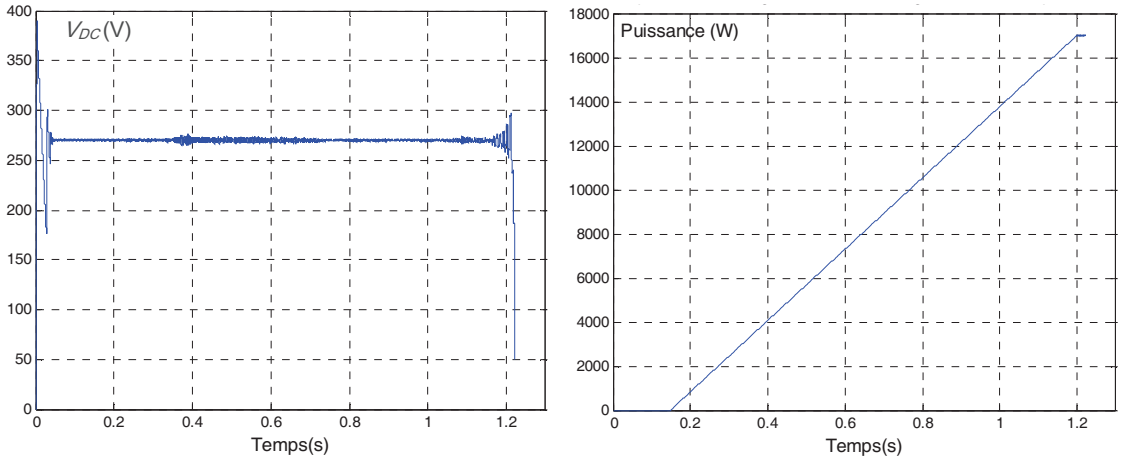


Figure 69-Tension du bus continu et puissance consommée par la charge représentative Modèle de charge de type « puissance constante »

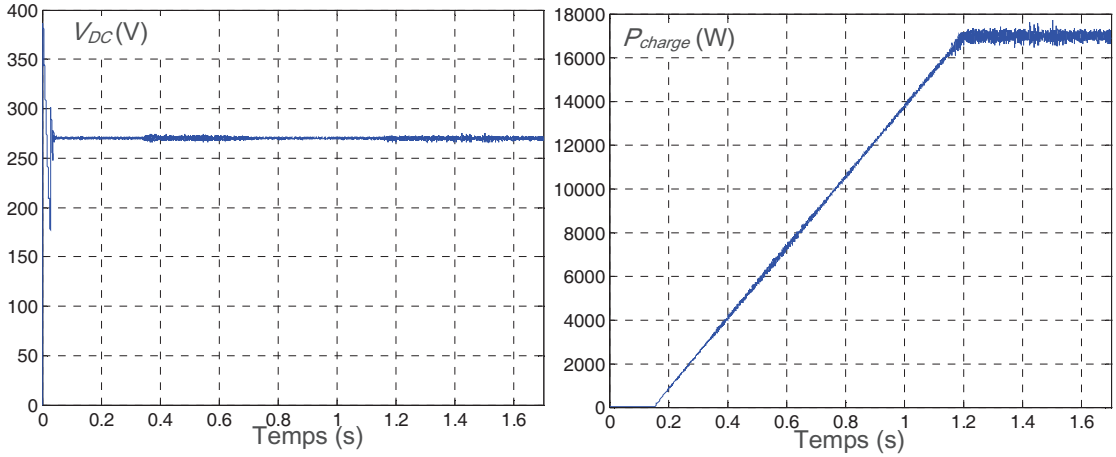


Figure 70-Tension du bus continu et puissance consommée par la charge représentative Modèle de charge de type « charge résistive »

A partir de ces résultats, nous pouvons supposer que la marge de stabilité n'est pas seulement liée à la puissance consommée par la charge, mais aussi au modèle de charge envisagé. Le modèle provoquant des phénomènes d'instabilité étant le modèle « à puissance constante », nous pouvons conclure que la commande de la charge sera également influente.

Nous proposons, dans la suite de ce chapitre, d'analyser plus en détail ce phénomène d'instabilité, et notamment de comprendre l'incidence que peuvent avoir la valeur de puissance consommée, le modèle de charge, … sur la marge de stabilité.

IV.3 Analyse du problème

Nous allons, dans un premier temps, introduire la théorie de l'analyse de la stabilité d'un système, par petit signal. C'est sur cette théorie que reposera la suite de notre étude.

IV.3.1 Théorie d'analyse par petit signal

Il existe plusieurs types de systèmes non-linéaires : Par exemple, dans les applications nous concernant, des éléments d'électronique de puissance, une génératrice pouvant présenter une saturation, … etc. L'étude d'un système non linéaire est plus complexe que l'étude d'un système linéaire. L'analyse par petit signal est un outil qui va permettre de linéariser le système non linéaire autour de certains points de fonctionnement.

Afin d'illustrer ce principe, on peut utiliser l'exemple représenté aux Figure 71 [29][30] et Figure 72. Nous voyons sur cette dernière que la caractéristique de la tension de sortie en fonction de la tension d'entrée n'est pas linéaire. Mais, autour du point de fonctionnement V_I, celle-ci le devient. Il est alors possible, pour cette zone au voisinage de V_I, d'appliquer la même relation entre V_O et V_I d'une part, $\hat{v}_o$ et $\hat{v}_i$ d'autre part.

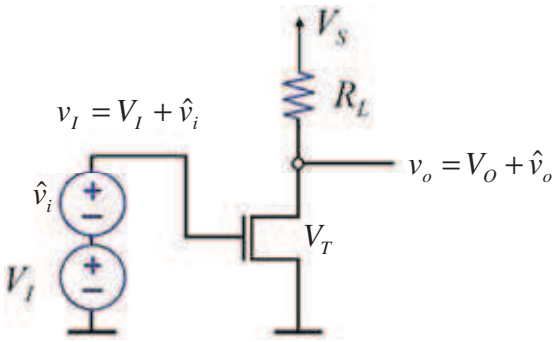


Figure 71-un exemple pour étudier la théorie de petit signal.

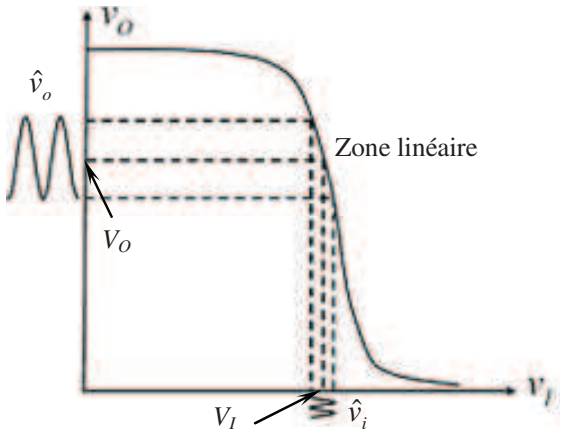


Figure 72-Caractéristique de tension de sortie en fonction de la tension d'entrée.

Cette théorie nous fournit une base pour étudier la fonction de transfert et l'impédance spécifique du système pour certains points de fonctionnement.

IV.3.2 Définition de l'impédance spécifique

Considérons une source et une charge, connectées en cascade, comme indiqué à la Figure 73 [31]. On suppose que chaque sous-système électrique est stable lorsqu'il fonctionne seul, pour certains points de fonctionnement. Une notation de type quadripôle est adoptées afin d'exprimer les relations entre les différentes grandeurs, comme le montre la Figure 74.

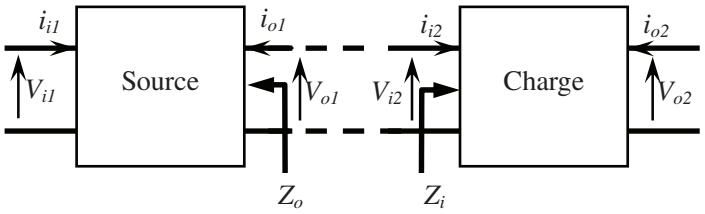


Figure 73-Définition de l'impédance spécifique

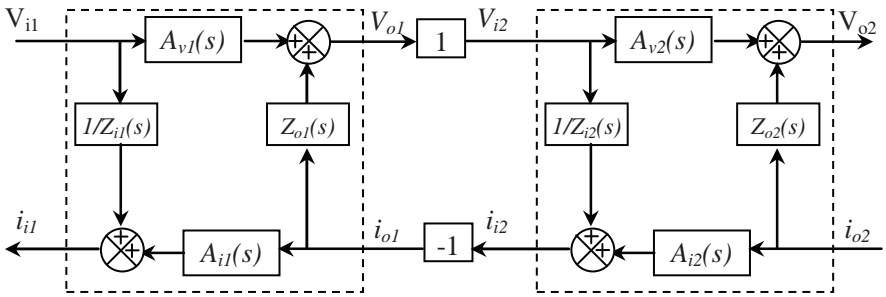


Figure 74-Deux quadripôles en schéma bloc

Détaillons les différents éléments présents sur cette Figure 74 :

- $A_{v1}(s)$, $A_{v2}(s)$ expriment les fonctions de transfert de tension de la source et la charge,
- $A_{i1}(s)$, $A_{i2}(s)$ expriment les fonctions de transfert de courant de la source et la charge,
- $Z_{i1}(s)$, $Z_{o1}(s)$, $Z_{i2}(s)$, $Z_{o2}(s)$ représentent les relations entre les tensions et les courants. L'indice *i* se rapporte aux grandeurs d'entrée, l'indice *o* aux grandeurs de sortie. Ces relations tensions et courants peuvent être représentées par les impédances physiques équivalentes.

Le plus souvent, la source est construite à l'aide d'une source alternative et d'un convertisseur statique AC/DC, afin de connecter les charges sur le bus continu commun. Les charges sont elles-mêmes construites à l'aide de composants d'électronique de puissance. L'ensemble du système est donc constitué d'éléments non-linéaires. Les paramètres des fonctions de transfert $A_v(s)$, $A_i(s)$, $Z_o(s)$, $Z_i(s)$ ne varient donc pas seulement en fonction de la fréquence, mais aussi en fonction du point de fonctionnement.

Comme cela a été dit précédemment, on utilise pour l'étude un modèle de type petit signal qui est représenté à la Figure 75.

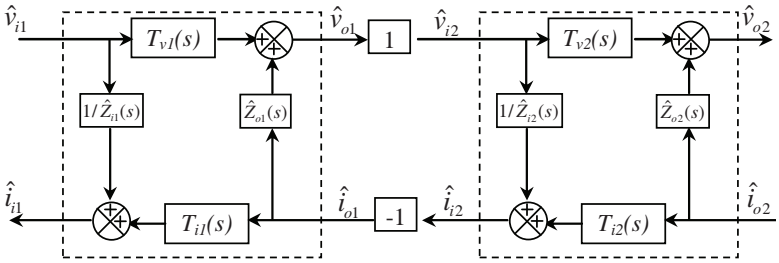


Figure 75-Modèle de type petit signal des deux quadripôles en schéma bloc

Pour différencier les Figure 74 et Figure 75, on utilise les nouveaux noms de variables suivants :

- T_v, T_i représentent les fonctions de transfert de tension et de courant pour le modèle de type petit signal,
- $\hat{Z}_o(s)$, $\hat{Z}_i(s)$ représentent les impédances d'entrée et de sortie pour le modèle de type petit signal. Cette impédance est définie comme l'impédance spécifique. Dans ce modèle, les paramètres de la fonction de transfert *T* sont stables, puisque chaque sous système est supposé individuellement stable.

IV.3.3 Analyse du critère de stabilité

Si les fonctions de transfert *A(s)* et *Z(s)* sont stables pour le point de fonctionnement donné, les fonctions *T(s)* et $\hat{Z}(s)$ le sont également, puisqu'elles représentent les fonctions de transfert à ce même point de fonctionnement.

Si on ne prend en compte que la boucle de tension, et que l'on suppose que la variation de courant de sortie ($\hat{i}_{o2}$) est nulle [32], alors la fonction de transfert de tension, représentée à la Figure 76, peut être exprimée selon (10) [31].

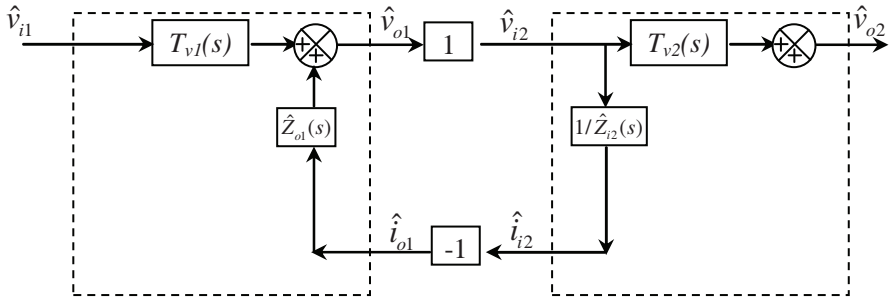


Figure 76-Modèle ne prenant en compte que la boucle de tension

$$\frac{\hat{v}_{o2}}{\hat{v}_{i1}} = \frac{T_{v1} \cdot T_{v2}}{1 + T_m} \quad \text{avec} \quad T_m = \frac{\hat{Z}_{o1}}{\hat{Z}_{i2}} \tag{10}$$

Comme il a été démontré dans [31], si les fonctions T_{v1} et T_{v2} sont chacune stables au point de fonctionnement considéré, on peut concentrer la problématique sur l'étude de la stabilité de la

fonction T_m, qui représente le rapport des deux impédances spécifiques, $\hat{Z}_{o1}$ et $\hat{Z}_{i2}$.

Il existe plusieurs critères de stabilité pour la conception d'un système. Différentes zones interdites sont définies, en fonction de certains critères. Nous allons considérer trois d'entre eux dans ce qui suit : Le critère de Middlebrook [33][34], le critère MGMP [31][35][36][37] (marge de gain, marge de phase) et le critère de Nyquist.

La description du critère de Middlebrook est la suivante: Pour assurer la stabilité du système modélisé précédemment, il faut que le module de T_m soit toujours inférieur à 1. De plus, il faut avoir assez de marge de gain pour garantir une certaine robustesse. Donc, la zone interdite dans le schéma polaire est celle représentée à la Figure 77.

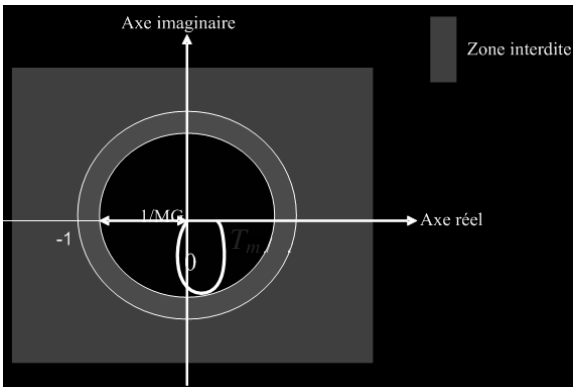


Figure 77-Critère de Middlebrook : Représentation de la zone interdite

Le critère de Middlebrook est simple, mais très restrictif. De plus, ce critère ne prend pas en compte la marge de phase, puisque la marge de gain doit être systématiquement assurée.

Le critère MGMP prend en considération, simultanément, la marge de gain et la marge de phase de T_m . Les équations (11) et (12) représentent ce critère.

$$|T_m(s)|<-MG_{\mathrm{dB}} \tag{11}$$

$$ou \quad -180° + MP < \angle T_m(s) < 180° - MP \tag{12}$$

Nous pouvons le décrire comme suit : Le gain de T_m est évalué pour toute la gamme de fréquences étudiée. Si ce gain vérifie l'inégalité (2) (souvent on prend $MG_{dB} = |20.\log(0,5)| =$ 6dB [31]), on peut assurer que l'ensemble du système est stable. Dans le cas contraire, la phase de T_m est également prise en compte. Alors, si cette phase vérifie la relation (3) (souvent on prend MP=60° [31]), l'ensemble du système est stable. Dans le cas contraire (et alors aucun des deux critères n'est satisfait), l'ensemble du système risque d'être instable. La Figure *78* illustre ce critère.

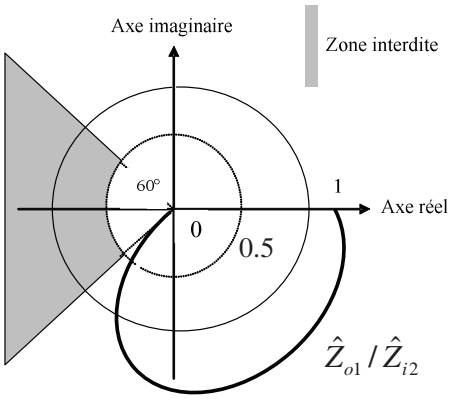


Figure 78-Critère de MPMG : Représentation de la zone interdite

Respecter les conditions des deux critères que nous venons de décrire, permet d'assurer une certaine marge, en terme de stabilité, au système, et offrira à celui-ci la possibilité de rejeter d'éventuelles perturbations.

Enfin, il existe le critère de Nyquist, que nous allons détailler, et exploiter dans notre étude. Ce critère considère qu'un système dont la représentation de l'impédance spécifique dans le plan complexe reste à la droite du point (-1,0), quelque soit la fréquence, sera stable.

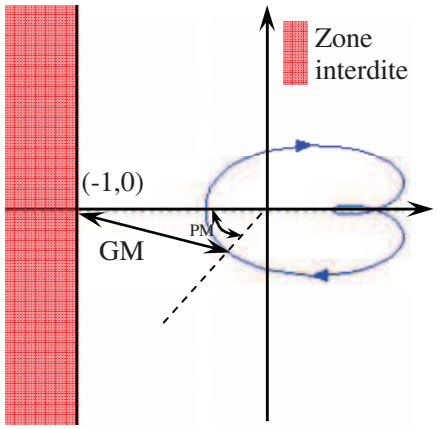


Figure 79-Critère de Nyquist : Représentation de la zone interdite

IV.3.4 Mesure de l'impédance de type « petit signal »

Nous considérons ici des impédances spécifiques, définies par la méthode de type « petit signal », puisque dans le domaine du courant continu, il n'y a pas de notion d'impédance complexe. Mais pour cette méthode, le signal injecté étant de forme sinusoïdale, l'impédance spécifique variera en fonction de la fréquence du signal injecté.

On utilise la méthode développée en [35]. L'idée de cette méthode est d'injecter de petits signaux sinusoïdaux dans le circuit que l'on souhaite analyser, puis, par analyse de la réponse du

système à cette excitation, en déduire les valeurs d'impédances d'interface.

L'injection de la petite perturbation peut-être classée en deux types : injection de tension et injection de courant. Le principe est représenté aux Figure 80 et Figure 81.

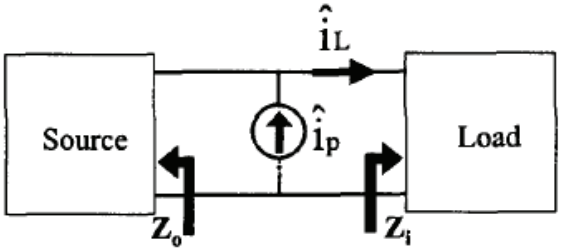


Figure 80-Méthode 1 : Injection d'un courant perturbateur

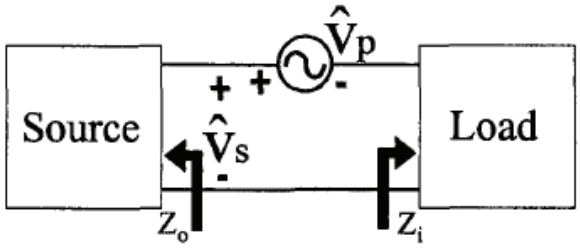


Figure 81-Méthode 2 : Injection d'une tension perturbatrice

Pour mesurer l'impédance d'interface en fonction de la fréquence (pour évaluer la caractéristique fréquentielle), on peut faire varier la fréquence du signal injecté dans certaines gammes de fréquence et mesurer la tension et le courant à la fréquence injectée pour mesurer l'impédance en fonction de la fréquence. L'amplitude du signal injecté ne doit pas être trop grande (on s'accorde à ne pas dépasser 5% de la valeur du courant continu [38], dans notre cas la valeur choisie est de 2%). Si l'amplitude du signal injecté est trop grande, il y a risque de s'écarter du point initial de fonctionnement, sur lequel porte l'étude.

Pour notre étude, nous n'utiliserons que la méthode par injection de tension, et l'impédance sera déterminée en procédant au rapport entre la variation de tension et la variation de courant. Le schéma d'implantation est donné à la Figure 82.

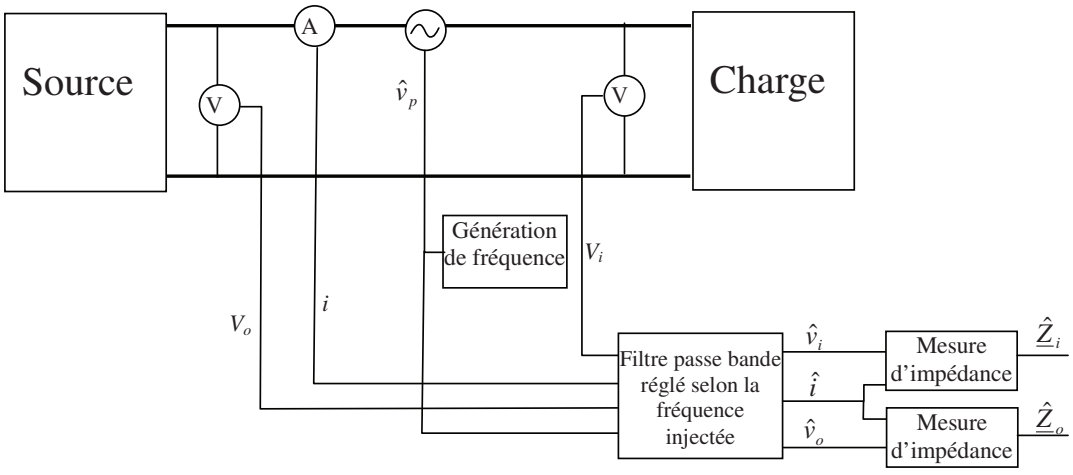


Figure 82-Mesure d'impédance spécifique en utilisant l'injection de tension

Nous allons, par la suite, appliquer cette méthode :

- Aux deux types de modèles de charges (résistive et à puissance constante),
- Pour deux points de fonctionnements distincts : 6kW et 17kW.

Les impédances déduites de ces essais seront :

- l'impédance de sortie de la génératrice, $\hat{Z}_o(s)$,
- l'impédance d'entrée de la charge résistive, $\hat{Z}_{iresi}(s)$,
- l'impédance d'entrée de la charge à puissance constante, $\hat{Z}_{ipui}(s)$.

IV.3.5 Résultats et analyse

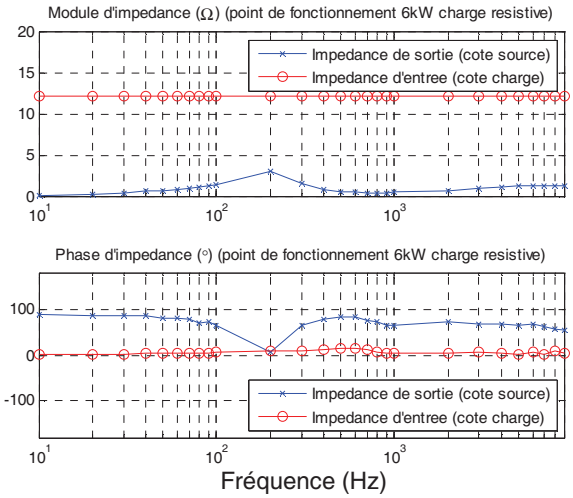
La méthode précédemment décrite a été implantée dans Matlab/Simulink afin de mener à bien les 3 groupes d'essais suivants :

1. Mesure pour le point de fonctionnement à 6kW avec les deux modèles de charge,
2. Mesure pour le point de fonctionnement à 17kW avec les deux modèles de charge,
3. Mesure pour les deux points de fonctionnement à 17kW et 6kW pour comparer l'impédance de sortie de la source.

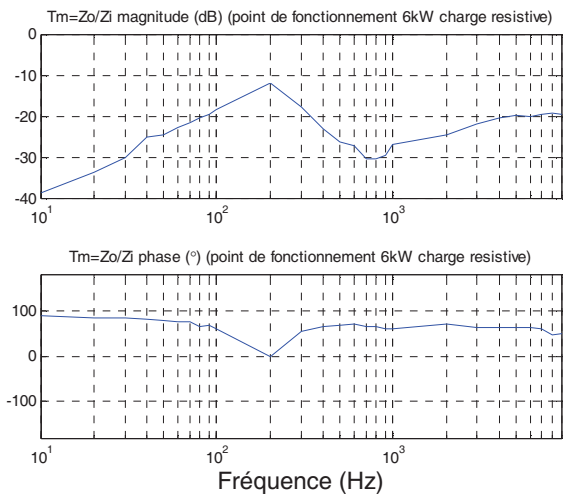
Pour chacun de ces essais, nous relèverons le gain et la phase de $\hat{Z}_o$, $\hat{Z}_i$, T_m (rapport des deux impédances), ainsi que le schéma polaire de T_m.

IV.3.5.A Point de fonctionnement : 6kW, avec les 2 modèles de charges

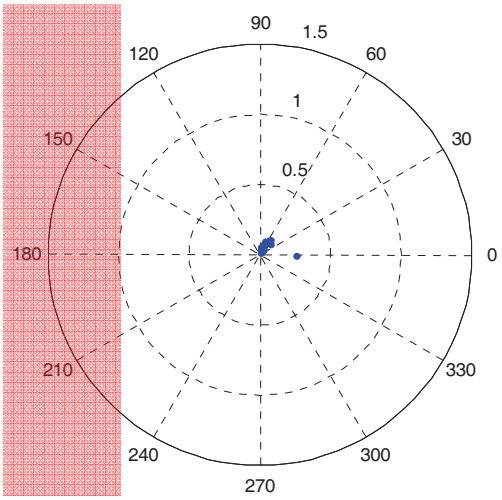
Les impédances respectives d'entrée de la charge, $\hat{z}_i$, de sortie de la source, $\hat{z}_o$, ainsi que le rapport des deux, T_m, déterminées pour le point de fonctionnement 6kW, sont présentées aux Figure 83 (pour le modèle de type « charge résistive ») et Figure 84 (pour le modèle de type « charge à puissance constante »).



a) Diagramme de Bode des impédances d'entrée $\hat{z}_i$ et de sortie $\hat{z}_o$

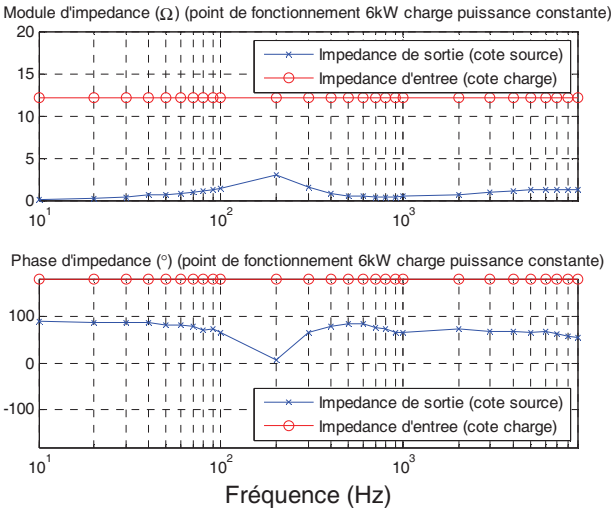


b) Diagramme de Bode du rapport d'impédance $T_m = \hat{z}_o / \hat{z}_i$

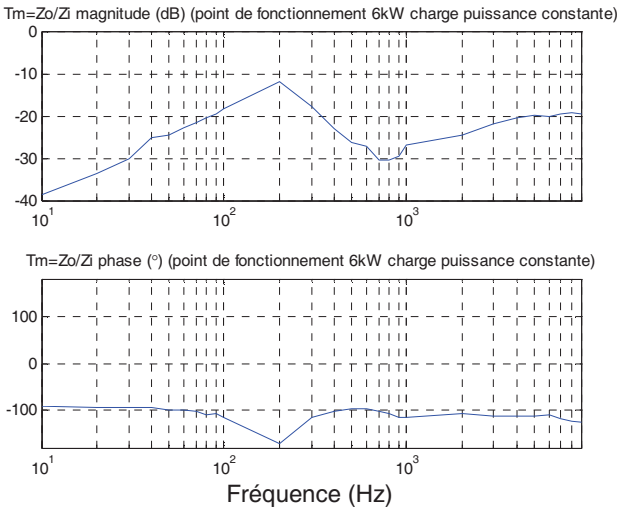


c) Représentation polaire du rapport d'impédance $T_m = \hat{z}_o / \hat{z}_i$

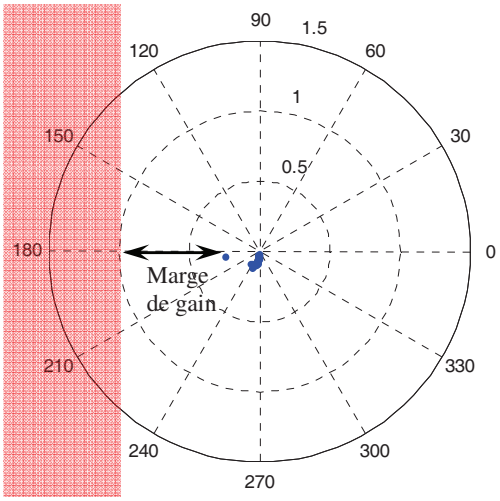
Figure 83-Analyse des impédances et rapport d'impédance pour le point de fonctionnement 6kW – Modèle de type « charge résistive »



a) Diagramme de Bode des impédances d'entrée $\hat{z}_i$ et de sortie $\hat{z}_o$



b) Diagramme de Bode du rapport d'impédance $T_m = \hat{z}_o / \hat{z}_i$



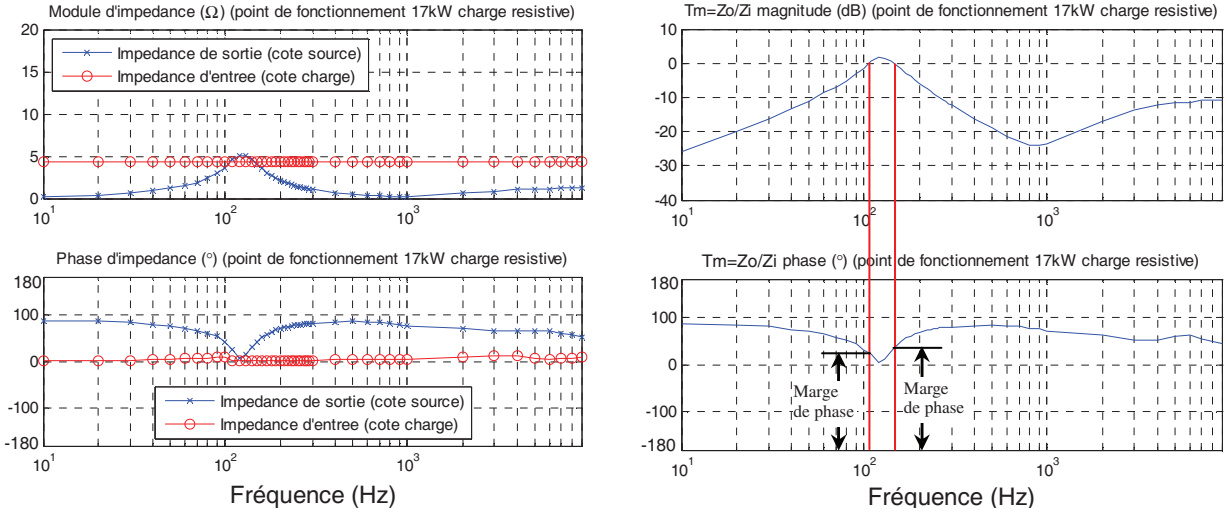
c) Représentation polaire du rapport d'impédance $T_m = \hat{z}_o / \hat{z}_i$

Figure 84-Analyse des impédances et rapport d'impédance pour le point de fonctionnement 6kW – Modèle de type « charge à puissance constante »

Dans les deux cas d'étude, la représentation polaire de T_m reste à la droite du point (-1,0). Bien que dans les deux cas, la marge de gain soit importante, et supérieure à 6 dB, on remarque toutefois que celle-ci est moins grande dans le cas d'un modèle de charge de type « charge à puissance constante » (Figure 83 *c* et Figure 84 *c*). Nous pouvons conclure que ces deux cas d'étude, correspondant au point de fonctionnement 6 kW, sont stables.

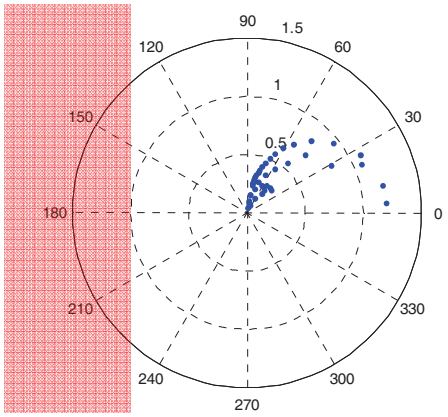
IV.3.5.B Point de fonctionnement : 17kW, avec les 2 modèles de charges

Les impédances respectives d'entrée de la charge, $\hat{z}_i$, de sortie de la source, $\hat{z}_o$, ainsi que le rapport des deux, T_m, déterminées pour le point de fonctionnement 17kW, sont présentées aux Figure 85 (pour le modèle de type « charge résistive ») et Figure 86 (pour le modèle de type « charge à puissance constante »).



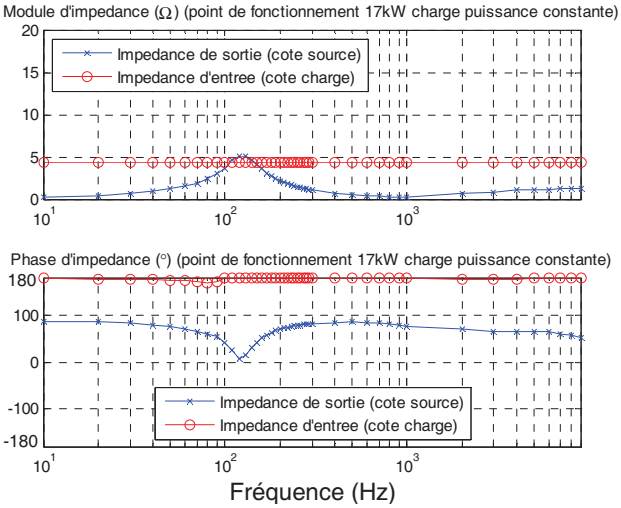
a) Diagramme de Bode des impédances d'entrée $\hat{z}_i$ et de sortie $\hat{z}_o$

b) Diagramme de Bode du rapport d'impédance $T_m = \hat{z}_o / \hat{z}_i$

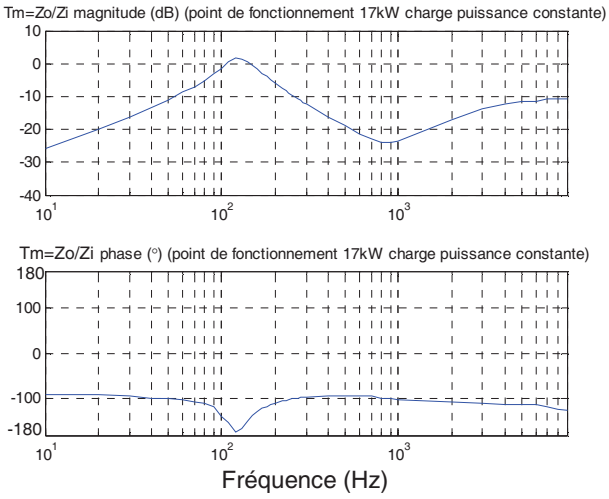


c) Représentation polaire du rapport d'impédance $T_m = \hat{z}_o / \hat{z}_i$

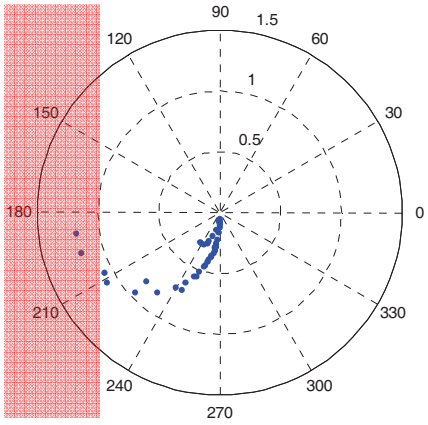
Figure 85-Analyse des impédances et rapport d'impédance pour le point de fonctionnement 17kW – Modèle de type « charge résistive »



a) Diagramme de Bode des impédances d'entrée $\hat{z}_i$ et de sortie $\hat{z}_o$



b) Diagramme de Bode du rapport d'impédance $T_m = \hat{z}_o / \hat{z}_i$



c) Représentation polaire du rapport d'impédance $T_m = \hat{z}_o / \hat{z}_i$

Figure 86-Analyse des impédances et rapport d'impédance pour le point de fonctionnement 17kW – Modèle de type « charge à puissance constante »

Nous constatons, pour les deux modèles de charges, une diminution de l'impédance d'entrée, en comparaison des résultats obtenus pour le point de fonctionnement 6 kW. Ceci est dû à l'augmentation de la puissance.

A la Figure 85, nous observons que certains points de la représentation de T_m, pour certaines valeurs de fréquence, dépassent le cercle unité (0 dB). Toutefois, la marge de phase étant suffisamment grande (Figure 85 *b*), les points demeurent à la droite du plan polaire (Figure 85 *c*), bien à l'extérieur de la zone interdite. En revanche, dans le cas du modèle de charge « à puissance constante », certains points dépassent le point (-1,0) du plan polaire (Figure 86 *c*), témoignant ainsi, à ces fréquences, d'une instabilité du système ; Ce que nous avions pu observer sur les résultats de simulation présentés à la Figure 69.

Il est intéressant de constater que dans le cas du modèle de charge résistive (Figure 85), si

nous devions appliquer le critère de Middlebrook (Figure 77), nous serions amenés à conclure à l'instabilité du système, des points de la représentation entrant dans la zone interdite ; Ce que contredisent les résultats de simulation présentés à la Figure 70. Ceci est lié à la nature plus restrictive du critère de Middlebrook.

Dans le cas d'une charge à puissance constante, le système demeure stable pour le point de fonctionnement 17kW, lorsque cette charge est alimentée par une source idéale. Mais lorsque ce type de charge est interconnecté avec d'autres charges ou sources, l'interaction entre les impédances de charges et de sources provoque l'instabilité du système global.

La différence entre les deux modèles de charge, du point de vue des impédances, réside dans la phase de T_m, dont l'expression est donnée par (13). Dans le cas de la charge à puissance constante, cette phase est, pour la plus grande partie de la gamme de fréquences, inférieure à -100 °. Les points sont donc plus proches du point (-1,0).

$$\angle T_m = \angle \hat{z}_o - \angle \hat{z}_i \qquad (13)$$

Pour certaines fréquences, la phase $\angle \hat{z}_i$ de la charge à puissance constante est proche de 180°. Dans ce cas, la phase de T_m est à la gauche du plan polaire.

En revanche, la phase $\angle \hat{z}_i$ de la charge résistive est proche de 0°. Dans ce cas, la phase du rapport d'impédance, $\angle T_m$, est proche de la phase d'impédance de sortie $\angle \hat{z}_o$: La représentation dans le plan polaire reste donc à la droite du plan polaire.

IV.3.5.C Détermination de l'impédance de sortie de la source pour les deux points de fonctionnement

Les résultats précédents, notamment ceux présentés de la Figure 83 *a)* à la Figure 86 *a)*, permettent bien de s'assurer de la variation de l'impédance d'entrée de la charge, $\hat{z}_i$, en fonction du point de fonctionnement étudié.

Nous proposons, dans cette partie, de nous intéresser à l'impédance de sortie de la source, $\hat{z}_o$, pour les deux points de fonctionnement précédemment envisagés, afin de compléter l'étude sur l'influence du point de fonctionnement sur la stabilité.

La Figure 87 montre la comparaison entre les valeurs de l'impédance de sortie pour les deux points de fonctionnement. On trouve que les deux impédances ne sont pas identiques. Pour le point de fonctionnement à 17kW, sur certaines fréquences basses, l'impédance est plus importante que celle pour le point à 6kW. Cela peut accélérer la tendance du système à devenir instable.

Différentes raisons, telles que saturation de la machine électrique, commande non-linéaire, … peuvent être à l'origine de ces différences.

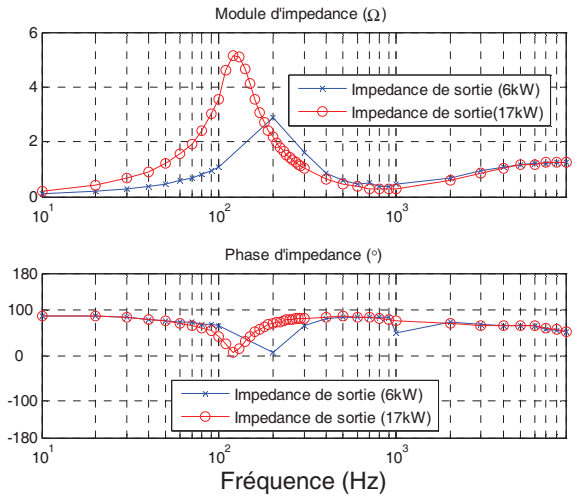


Figure 87-Comparaison de la valeur d'impédance de sortie de la source pour les deux points de fonctionnement

IV.3.5.D Conclusion de cette analyse

1. L'augmentation de la consommation des charges diminue la marge de stabilité (diminue la marge de gain et augmente la sensibilité de la phase)
2. Différents types de charges ont différentes caractéristiques fréquentielles. Cette différence peut provoquer un problème d'instabilité lorsque les charges sont interconnectées avec d'autres organes (la source ou d'autres charges). Ceci, même si les charges sont conçues de façon à être stables, individuellement, pour certains points de fonctionnement.
3. Selon le point de fonctionnement, les éléments non linéaires de la source (effet de saturation, commande non linéaire, …etc.) peuvent provoquer des comportements différents de celle-ci, notamment au niveau de la caractéristique fréquentielle. Cette caractéristique différente provoquera probablement l'instabilité du système à cause du changement d'impédance spécifique de la source.

IV.4 Proposition de solutions en vue d'améliorer la stabilité

Les solutions que nous proposons dans cette partie, élaborées en fonction de ce qui a été précédemment décrit, seront comparées et évaluées selon les critères définis au III.3.1.B.1 : critères de fiabilité, de masse et de polyvalence.

IV.4.1 Solution 1 : Agir sur les commandes des systèmes interconnectés

Comme montré précédemment, l'impédance de charge est importante dans la problématique de la stabilité. Même si une charge est conçue pour être stable pour certains points de fonctionnement, son interconnexion à d'autres systèmes (sources, charges) peut être à l'origine d'instabilités. Il est donc important de considérer la question de la stabilité de façon globale, en considérant le plus possible l'ensemble des éléments interconnectés. La bibliographie fournit certains éléments à ce sujet [31][33][34][35][36][37].

Les critères de Middlebrook, et MGMP introduits dans la partie IV.3.3 sont surtout destinés à la conception de commandes. L'objectif des améliorations proposées est de modifier les caractéristiques de phase et de module de l'impédance, afin que celles-ci remplissent les critères de stabilité.

Evaluons cette solution, reposant sur une action au niveau des commandes, selon les critères rappelés plus haut :

Fiabilité :

Cette solution n'apporte pas de possibilité d'augmenter la redondance.

Masse :

Puisque aucun équipement n'est ajouté, ce critère demeure inchangé.

Polyvalence :

Cette solution n'accroît pas la polyvalence.

IV.4.2 Solution 2 : Augmenter la capacité d'installation de la source principale

Nous avons vu précédemment que, pour certaines fréquences, l'impédance de la source pour le point de fonctionnement à 17kW est supérieure à celle correspondant au point de fonctionnement 6kW, ce qui entraîne l'instabilité du système. La capacité limitée, en termes de puissance, de la source, en est la raison (l'analyse de la limite de capacité est développée en annexe).

Au point de fonctionnement 17kW, la source principale entre donc dans une zone non linéaire (l'effet de saturation par exemple). Une solution pour répondre à ce problème est alors d'en accroître la capacité. Ainsi, pour le même point de fonctionnement à 17kW, le système ne se trouve plus en zone non linéaire, et retrouve donc sa stabilité.

Evaluons cette solution selon les critères rappelés plus haut :

Fiabilité :

Cette solution n'apporte pas de possibilité d'augmenter la redondance.

Masse :

Lorsque la capacité d'installation est augmentée, le poids de la source l'est également.

Polyvalence :

Cette solution n'accroît pas la polyvalence.

IV.4.3 Solution 3 : Ajouter une source auxiliaire

En menant une réflexion similaire à celle vue précédemment, on peut également envisager d'adjoindre une source auxiliaire parallèlement à la source principale.

La répartition de la demande de puissance entre les deux éléments, pour le point de fonctionnement à 17 kW, par exemple, permettrait alors de maintenir la source principale dans une zone de fonctionnement stable.

La source auxiliaire ainsi rajoutée, par sa contribution à la fourniture de puissance, modifie l'impédance en sortie de la source, pour le point de fonctionnement considéré. De sorte que l'on peut considérer ce nouvel élément comme tenant le rôle d'un ajusteur d'impédance. Si, de plus, la source auxiliaire est bidirectionnelle en puissance, elle peut alors prendre le rôle de source, mais aussi de charge, accroissant ainsi sa contribution.

Le réseau interconnecté ainsi constitué étant relativement complexe, il semble difficile

d'envisager une commande de la source auxiliaire reposant sur une connaissance, à chaque instant et pour chaque point de fonctionnement, du système complet. En revanche, il peut être intéressant de considérer une commande construite autour d'une mesure, en temps réel, de l'impédance à régler. La mise en œuvre d'une telle mesure étant alors un point important de cette méthode.

Evaluons cette solution selon les critères rappelés plus haut :

Fiabilité :

L'accroissement de la redondance, par cette solution, existe, et variera selon le dimensionnement de la source auxiliaire installée.

Masse :

Cette solution va augmenter le poids. Il est raisonnable de penser que, pour une même augmentation de capacité, l'augmentation de la masse sera ici plus importante que dans la solution 2. En effet, des dispositifs supplémentaires (par exemple électronique de puissance, machine, systèmes de refroidissement, …etc.) devront être rajoutés, en plus de la source auxiliaire.

Polyvalence :

Si la source auxiliaire est unidirectionnelle, elle n'offre pas de polyvalence, puisqu'elle ne peut tenir que ce rôle de source.

En revanche, si la source auxiliaire est bidirectionnelle, elle peut, bien sûr fonctionner en tant que source, mais elle peut également contribuer à :

1. Récupérer l'énergie renvoyée par les charges bidirectionnelle, et donc accroître globalement le rendement du système,
2. Amortir l'ondulation de courant transitoire pour maintenir la tension du bus continu (selon sa dynamique), et donc participer, par exemple, à un meilleur dimensionnement des condensateurs placés en entrée des charges.

IV.4.4 Choix de la solution

La solution que nous proposons de retenir pour contribuer à l'amélioration de la stabilité, est la solution 3. Pour mettre en œuvre cette solution, une supervision doit être mise en place, afin de répartir la fourniture de puissance entre les sources principale et auxiliaire, en tenant compte de l'évolution de l'impédance spécifique. Le dispositif est représenté à la Figure 88.

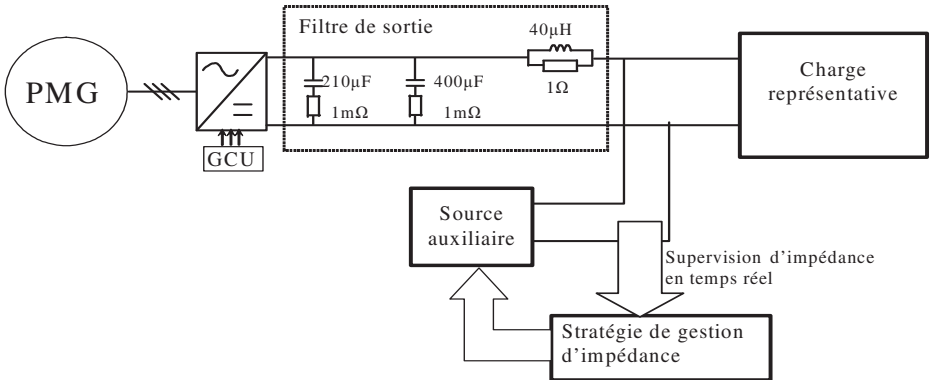


Figure 88-Solution retenue : Association de sources principale et auxiliaire, couplée à une supervision d'impédance en temps réel

La stratégie de gestion énergétique MP (**M**inimum supplied **P**ower) développée au cours du Chapitre III peut remplir cette fonction : superviser l'impédance et repartir les puissances fournies. En effet, l'impédance de la charge est liée à la puissance qu'elle demande, donc, on peut profiter de cette caractéristique pour superviser l'impédance indirectement. Dans cette stratégie MP, on supervise la puissance fournie par la source principale, pour connaître indirectement l'impédance de charge et le point de fonctionnement. Dans le cas où la source principale fournit une puissance importante (point de fonctionnement important et module de l'impédance de charge plus faible), la marge de stabilité diminue, comme cela a été vu dans la partie IV.3.5.B. Dans ce cas, la source auxiliaire participe à l'alimentation pour solliciter de façon moindre la source principale, afin d'assurer la stabilité du système.

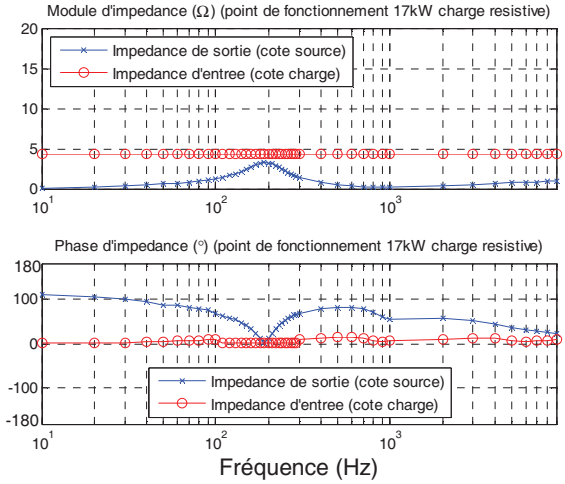
La solution technologique que nous retenons pour la mise en œuvre de cette solution, va reposer sur des super condensateurs, associés à la stratégie de supervision MP. Cette source pourra donc avoir un comportement bidirectionnel en puissance.

IV.5 Analyse de la contribution de la solution retenue

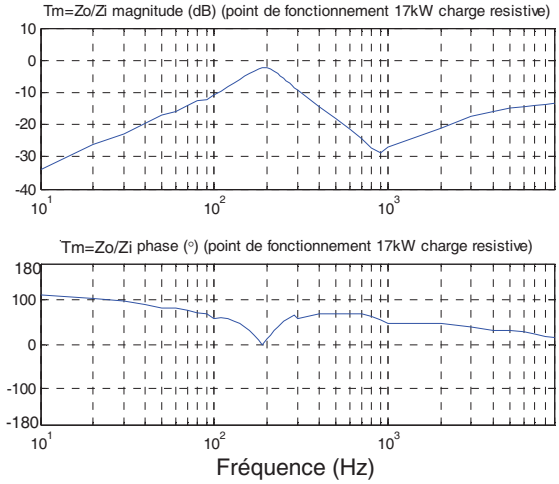
Nous allons, dans cette partie, procéder à une étude similaire à celle menée en III.5, mais avec cette fois-ci la solution 3 implantée, ainsi que la supervision MP.

L'analyse d'impédance sera effectuée au point de fonctionnement de 17kW, pour lequel apparaissait le problème d'instabilité. Les deux modèles de charge seront testés, et les résultats de détermination d'impédance seront comparés avec les résultats issus de la partie IV.3.5.

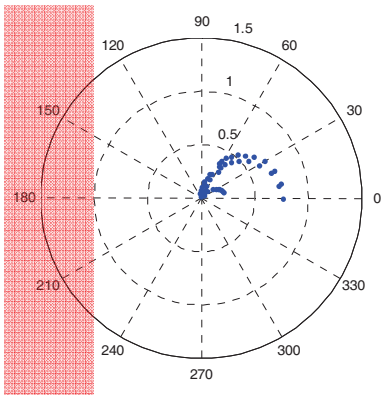
La Figure 89 fournit les résultats pour le modèle de charge résistive. Les Figure 90 et Figure 91 portent sur la comparaison, d'impédance de sortie et de rapport d'impédance, entre les cas sans et avec implantation de la solution 3.



a) Diagramme de Bode des impédances d'entrée $\hat{z}_i$ et de sortie $\hat{z}_o$



b) Diagramme de Bode du rapport d'impédance $T_m = \hat{z}_o / \hat{z}_i$



c) Représentation polaire du rapport d'impédance $T_m = \hat{z}_o / \hat{z}_i$

Figure 89-Analyse des impédances et rapport d'impédance pour le point de fonctionnement 17kW – Modèle de type « charge résistive », avec une source auxiliaire associée

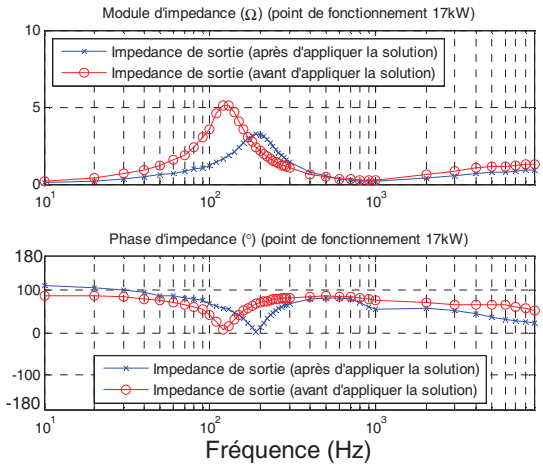
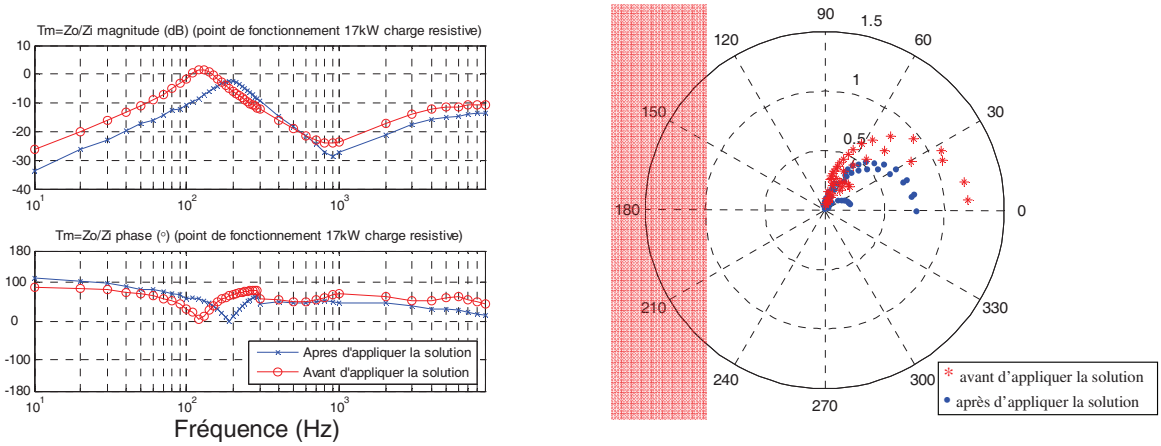


Figure 90-Comparaison des impédances de sortie avec et sans source auxiliaire

Diagramme de Bode pour le point de fonctionnement à 17kW



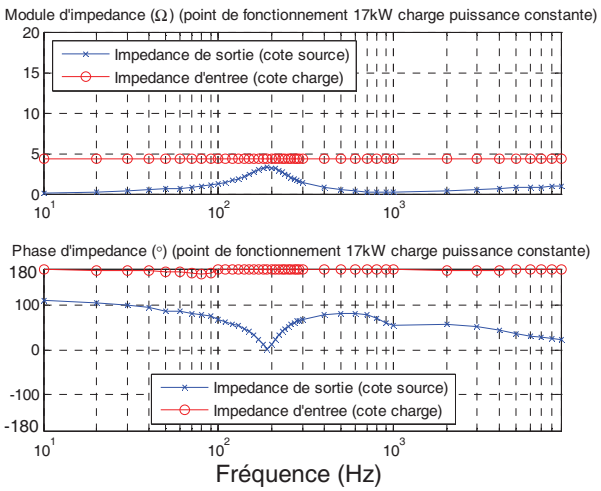
a) *b)*

Figure 91-Comparaison des rapports d'impédance avec et sans source auxiliaire

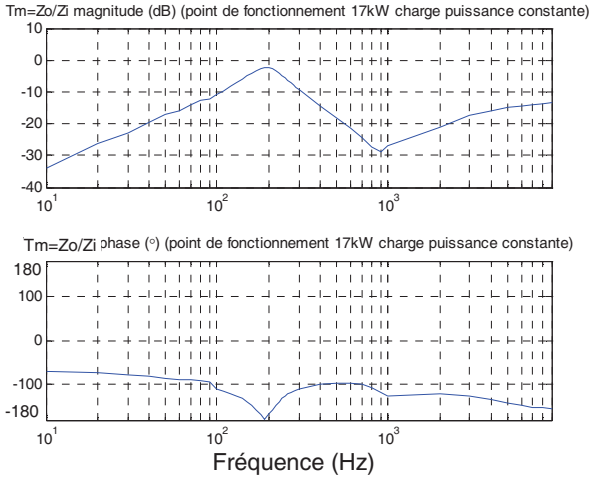
Diagramme de Bode et représentations polaires (charge résistive)

Ces résultats, que l'on peut en partie comparer à ceux de la Figure 85 *c*), montrent que la contribution de la source auxiliaire se concrétise par une diminution de l'impédance de sortie de la source (Figure 90), et donc par une diminution également du rapport d'impédance T_m, éloignant ainsi la représentation polaire de T_m du cercle unité (Figure 91 *b).*

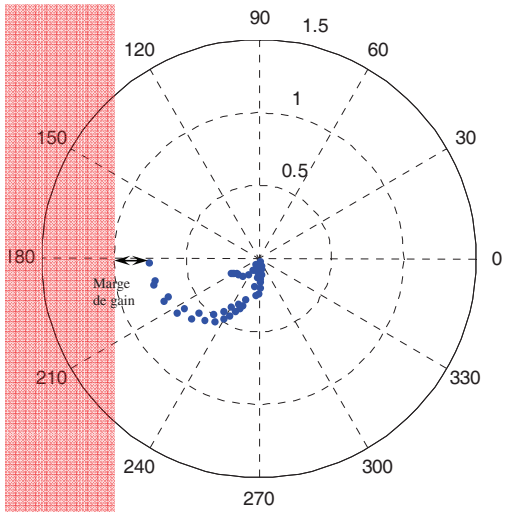
Les Figure 92 et Figure 93 nous indiquent des résultats pour une étude similaire (17kW), dans le cas d'un modèle de charge de type « puissance constante ».



a) Diagramme de Bode des impédances d'entrée $\hat{z}_i$ et de sortie $\hat{z}_o$

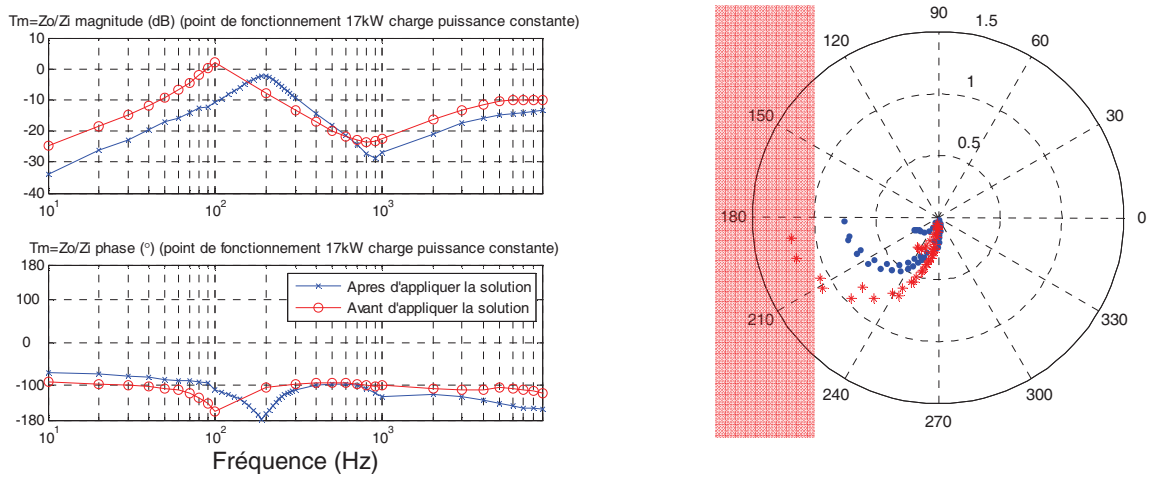


b) Diagramme de Bode du rapport d'impédance $T_m = \hat{z}_o / \hat{z}_i$



c) Représentation polaire du rapport d'impédance $T_m = \hat{z}_o / \hat{z}_i$

Figure 92-Analyse des impédances et rapport d'impédance pour le point de fonctionnement 17kW – Modèle de type « puissance constante », avec une source auxiliaire associée



a) *b)*

Figure 93-Comparaison des rapports d'impédance avec et sans source auxiliaire

Diagramme de Bode et représentations polaires (charge à puissance constante)

Une analyse similaire à celle menée précédemment peut être réalisée. Il est cependant utile de porter notre attention sur la Figure 28, et plus particulièrement la Figure 28 c). Nous y voyons ici très nettement la contribution de la source auxiliaire, puisque la représentation polaire de T_m est maintenant contenue dans le cercle unité, ce qui signifie que le fonctionnement du système est maintenant stable, pour un point de fonctionnement de 17kW, et un modèle de charge de type « à puissance constante ».

IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre, le phénomène du prolongement du régime transitoire d'essai ERT1_VRT5 constaté au cours du Chapitre II a été analysé et expliqué. Ce phénomène, témoignant d'une instabilité, a été étudié par la méthode de type « petit signal ». Les résultats montrent que la stabilité du système interconnecté dépend du point de fonctionnement, et qu'une puissance demandée à la source trop importante peut être à l'origine d'une instabilité. Elle dépend également de la caractéristique fréquentielle (phase et module de gain) de l'impédance spécifique. L'impédance spécifique peut être influencée par la charge et sa commande associée. Donc, améliorer la commande pour satisfaire le critère de stabilité est une solution envisageable.

Une autre solution, offrant d'avantage de perspectives d'utilisation, réside dans un système de stockage associé à une stratégie de gestion énergétique, de type celle présentée au Chapitre III, qui se comporterait alors comme un système régleur d'impédance spécifique.

Deuxième Partie : L'étude du réseau en défaut

Chapitre V: Protection contre le défaut de court-circuit

V.1 Introduction

Les liaisons en continu mises actuellement en œuvre dans les systèmes embarqués en aéronautique ne sont pas réversibles en puissance. La volonté de les rendre réversibles nécessite donc de revoir complètement les protections de ce type de réseau.

Un défaut de type de court-circuit est un des défauts les plus graves dans un système électrique. Il peut causer des dégâts sur le réseau électrique, comme enflammer les câbles de puissance, endommager les équipements, détériorer les autres organes sains, … etc.

Le principe de traitement d'un défaut de court-circuit est d'isoler le point de défaut avant qu'il ne cause des conséquences graves sur le réseau et les autres organes sains, et ce afin que la zone de défaut ne soit pas étendue.

Dans ce chapitre, on va analyser dans un premier temps les conséquences directes d'un défaut de court-circuit sous une condition de paramètres donnés dans le cas d'un réseau pouvant être bidirectionnel en puissance. Le comportement du réseau, équipé de protections conventionnelles de type protection thermique (mises en place pour éviter les surintensités de conduire à l'inflammation des harnais de puissance) est ensuite analysé. Il est montré que la protection thermique n'est pas suffisante pour protéger les organes sains lors d'un défaut en court-circuit.

Une méthode d'analyse du processus séquentiel de protection est proposée. Cette méthode nous aide à mettre en évidence les problèmes essentiels. Des solutions sont alors proposées, qui sont largement utilisées dans l'industrie [46][47][48][49]. Elles sont validées au moyen de simulations et montrent qu'elles sont capables de protéger le réseau dans le cas d'un défaut de type court-circuit.

V.2 Mise en évidence de la problématique

Lors d'un défaut de type court-circuit entre deux pôles, à cause de la faible valeur de l'impédance au point de défaut, le courant augmente anormalement et provoque un point chaud qui risque d'enflammer le câble. De plus, la chute de tension résultante influence les autres charges qui sont connectées sur le même bus.

Pour mettre en évidence la problématique du défaut en court-circuit, une modélisation du

système et une simulation sans aucune protection seront effectuées pour analyser le comportement et la conséquence du défaut en court-circuit.

V.2.1 Modélisation et analyse du défaut

V.2.1.A Modélisation du défaut de type court-circuit

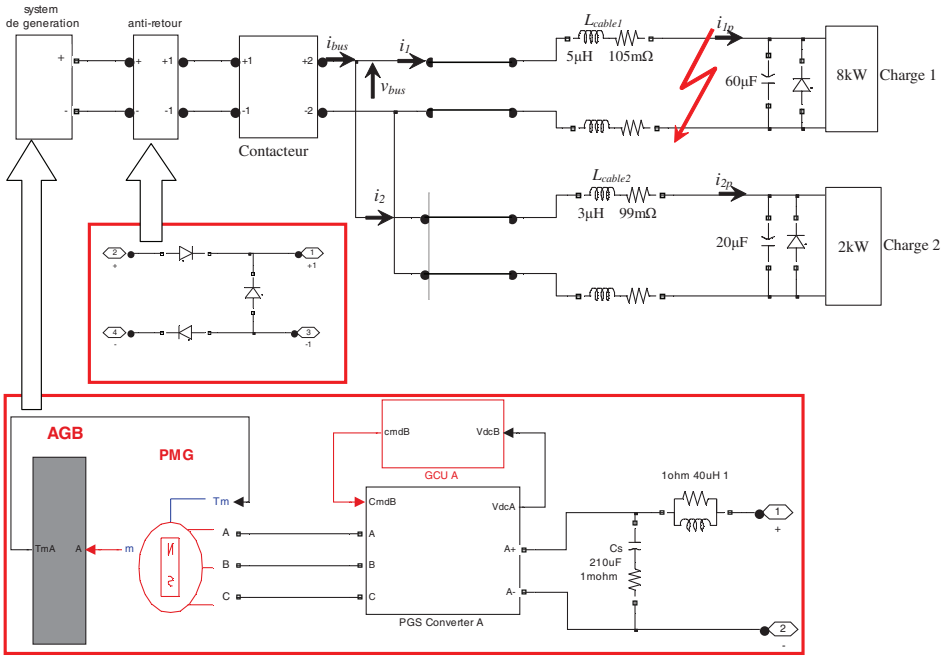


Figure 94-Définition du réseau d'étude en défaut de type court-circuit (sans protection)

La Figure 94 montre le point de défaut sur le réseau défini ; il n'y a que deux charges unidirectionnelles présentes dans ce réseau. La charge 1 consomme 8kW et la charge 2 consomme 2kW. Une charge résistive est utilisée pour présenter la consommation de puissance. La diode aux bornes des charges représente les diodes de roues libres des convertisseurs puisque généralement les charges sont connectées avec le réseau via un convertisseur statique.

A 0.2s, un court-circuit se produit aux bornes de la charge 1. Le courant débité par la génératrice, i_{bus}, la tension du bus continu, V_{bus}, le courant de la branche en défaut, i_1 et le courant de la branche saine, i_2 sont observés.

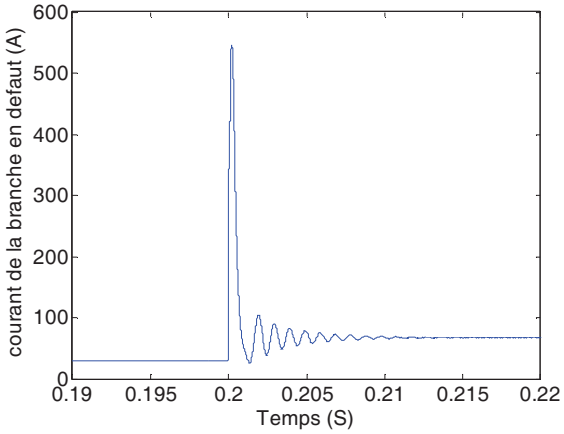


Figure 95-Le courant de ligne i_1 dans la branche en défaut (30ms)

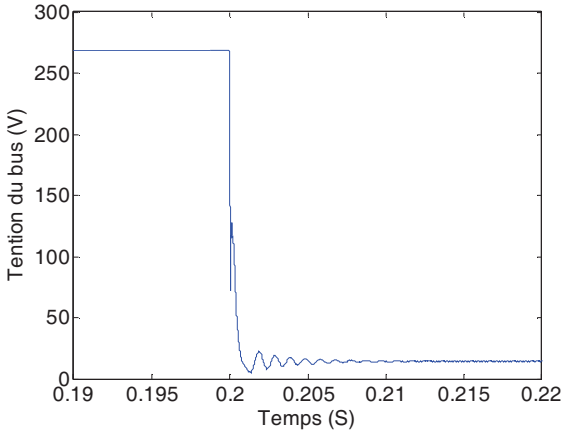


Figure 96-La tension du bus V_{bus} (30ms)

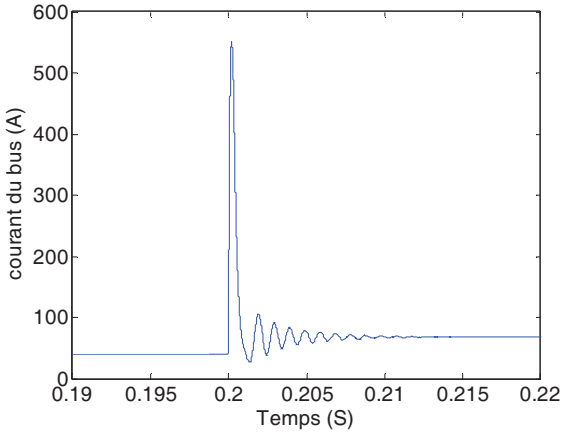


Figure 97-i_{bus} (30ms)

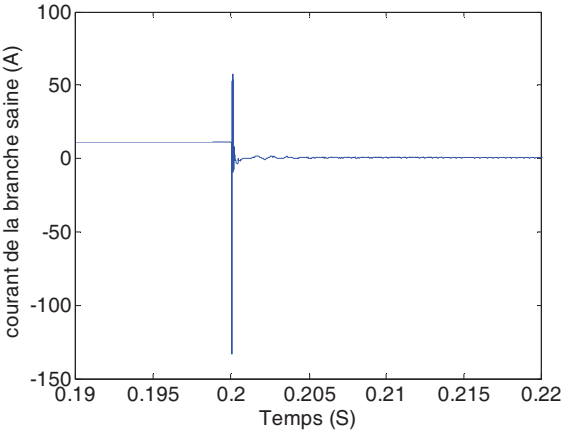


Figure 98-Le courant de ligne i_2 dans la branche saine (30ms)

V.2.1.B Analyse du comportement d'un défaut en court-circuit

A partir des résultats montrés ci-dessus, on va analyser le comportement et évoquer les conséquences du court-circuit.

Dans la branche en défaut, à cause de la faible impédance au point de défaut, le courant augmente fortement. Sa croissance est également très brutale à cause de la faible valeur de l'inductance de harnais. A la Figure 95, le courant monte jusqu'à 550A. Ce courant important va provoquer des points chauds et risquer d'enflammer le câble.

A cause du court-circuit entre pôles, la tension du bus continu chute (Figure 96). Cette chute de tension provoque la décharge des condensateurs qui sont connectées sur le bus continu. Par conséquent, le courant de décharge des condensateurs se trouve dans chaque branche saine (la branche de la charge 2 et la branche de la génératrice, comme montré aux Figure 97 et Figure 98). Le comportement du transitoire de court-circuit est déterminé par le circuit LC. Donc, la valeur

maximale du courant de chaque branche dépend de la valeur du condensateur, de l'inductance et de la résistance du câble.

Lorsque les condensateurs sont déchargés, le système retourne au régime permanent. La tension reste basse, la génératrice limite la puissance fournie et la charge saine ne peut pas continuer à fonctionner.

V.2.1.C Conséquence d'un défaut en court-circuit

Selon les résultats montrés et l'analyse effectuée précédemment, un défaut en court-circuit :

1. Provoque un (des) point(s) chaud(s) et peut enflammer le(s) câble(s).
2. Provoque une chute de tension sur le bus continu et crée un dysfonctionnement des charges saines.

V.2.2 Solution actuelle

Pour éviter d'enflammer le câble, actuellement, les harnais disposent de protections de type i^2t (thermique). Dans cette partie, on va analyser le comportement d'un défaut en court-circuit avec de telles protections. La position des protections est indiquée à la Figure 99.

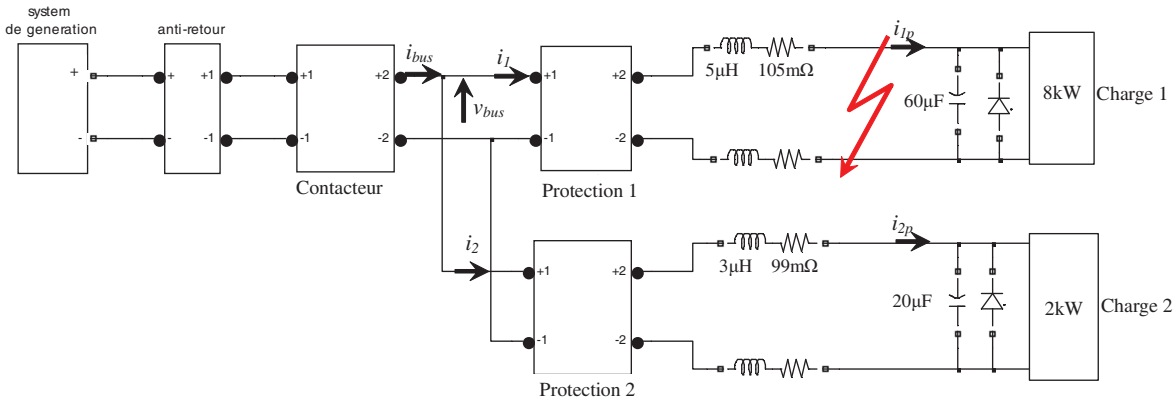


Figure 99-Définition du réseau d'étude en défaut de type court-circuit (avec protection)

V.2.2.A Analyse du comportement d'un défaut de court-circuit avec une protection de type i^2t

Le mécanisme de ce type de protection est d'estimer la chaleur qui est créée par le passage du courant. Si le produit i^2t dépasse un certain seuil, le disjoncteur agira [50][51][52][53]. Le

résultat du test de la protection à fonctionnement thermique est illustré à la Figure 100. Ici, le seuil de déclenchement instantané est configuré à 800% du courant nominal I_n.

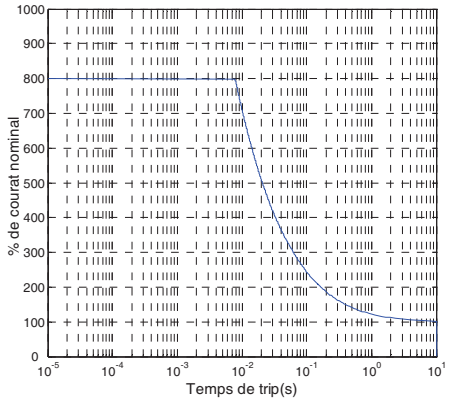


Figure 100-Courbe de seuil de courant en fonction du temps

Le modèle du réseau avec ces protections a été réalisé et la simulation d'un défaut en court-circuit a été effectuée. Les grandeurs détaillées précédemment sont illustrées de la Figure 101 à la Figure 104.

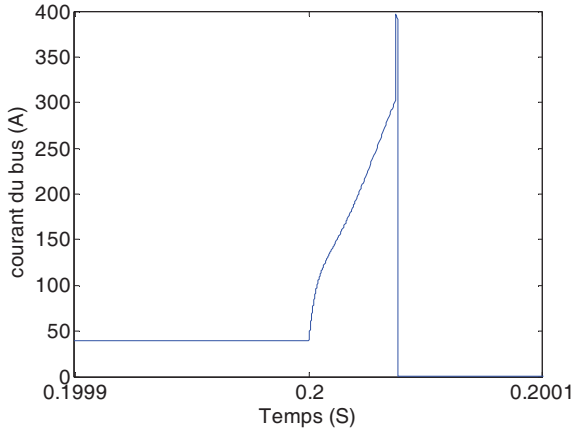


Figure 101-Courant alimenté par la génératrice i_{bus} (200µs)

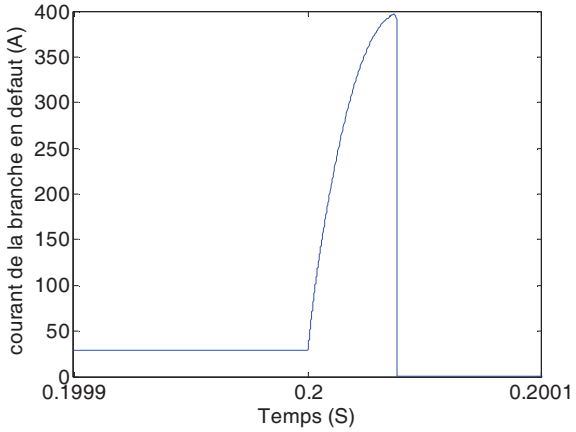


Figure 102-Le courant de la ligne i_1 dans la branche en défaut (200µs)

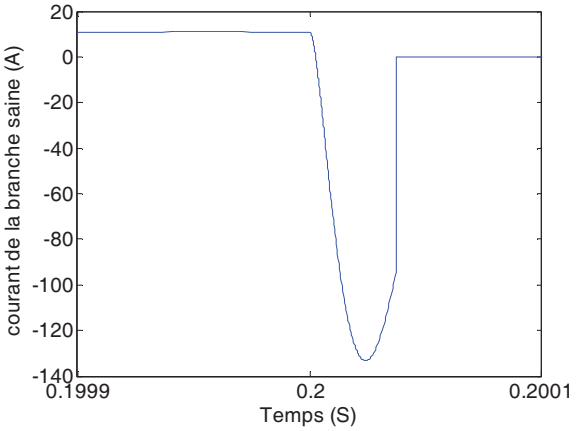


Figure 103-Le courant de la ligne i_2 dans la branche saine (200µs)

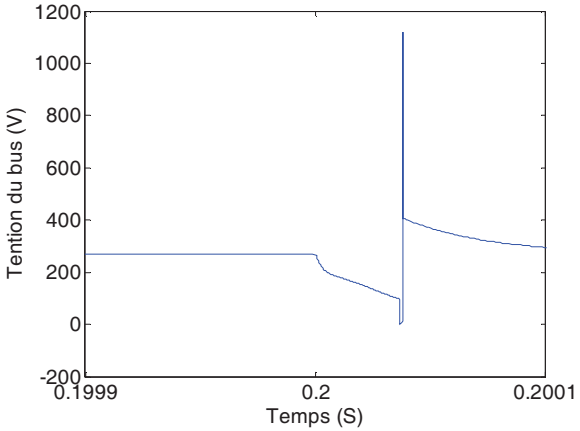


Figure 104-La tension du bus continu (200µs)

Avant de faire l'analyse des résultats de simulation, on introduit les différentes séquences pour expliquer la série des événements qui se produisent après le défaut. La Figure 105 montre la définition des différents délais de chaque événement.

Le délai de l'algorithme (la partie entre les points *a* et *b* dans la Figure 105) est la durée entre le moment où le défaut se produit et celui où la condition de déclenchement est atteinte. Ce délai dépend de l'algorithme de détection et des paramètres du réseau (temps de montée du courant par exemple).

Le délai de protection (la partie entre les points *b* et *c* dans la Figure 105) est dû à la durée du calcul de l'algorithme, le retard de mesure, le temps de montée du signal de déclenchement, …etc. Ce délai dépend de la rapidité de traitement du signal. Si la protection est traitée numériquement, ce délai dépend de la rapidité du microprocesseur, la complexité de l'algorithme de protection et de la fréquence d'échantillonnage. Si la protection est traitée analogiquement, ce délai dépend des constantes de temps et du déphasage induit par les composants (amplificateurs, condensateurs, résistances, …etc.). Puisque notre étude est basée sur l'outil de simulation, les caractéristiques du processeur et des autres composants ne sont pas modélisées ; ce délai de protection est donc pratiquement négligeable. On peut considérer la durée *ab* égale à la durée *ac*. Dans les études suivantes, le délai de protection *bc* n'est pas étudié, seules les durées *ac* et *cd* seront étudiées.

Le délai du contacteur (la partie entre les points *c* et *d* dans la Figure 105) est la durée entre le signal de déclenchement et l'ouverture du contacteur. Ce délai dépend des caractéristiques du contacteur. Le délai d'un contacteur électromécanique est beaucoup plus long que celui d'un contacteur électronique de puissance (semi-conducteur).

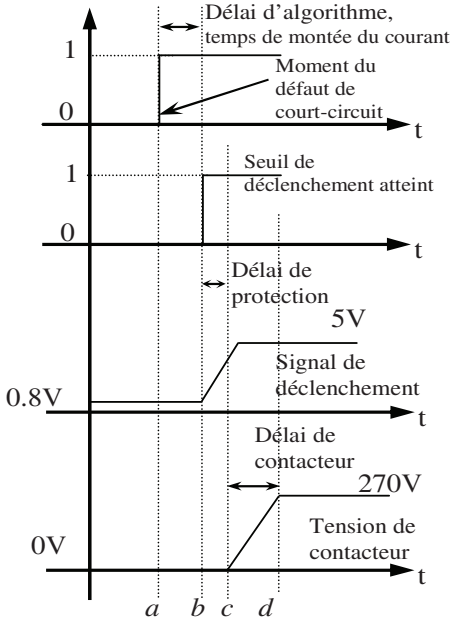


Figure 105-Définition des délais

Dans notre simulation, le délai entre les point *b* et *d* est de 25 µs [52][53]. Le défaut de court-circuit se produit à 0.2s. Les configurations des protections SSPC sont précisées ci-dessous :

- La branche en défaut (la branche qui alimente une charge de 8kW) : I_n=30A, l'instant "trip" (signal de déclenchement) est de 800%*I_n.
- La branche saine (la branche qui alimente une charge de 2kW) : I_n=10A, l'instant "trip" est de 800%*I_n.

Selon les résultats de simulation montrés de la Figure 101 à la Figure 104, on peut séparer les phénomènes de défaut en différentes phases : *ac* et *cd*. La définition des lettres est présentée à la Figure 105. Les indices représentent les événements dans les différentes branches. L'indice 1 représente la branche 1 qui alimente la charge 1, idem pour l'indice 2. L'instant *a* est le moment où le défaut se produit, il est identique pour les deux branches, mais *c1, c2, d1* et *d2* sont des moments différents qui dépendent de la protection de chaque branche.

Phase *ac* : cette phase se situe entre le moment où le défaut se produit et celui où la protection donne la décision du déclenchement. Cette phase correspond au délai de l'algorithme et au délai de la protection qui a été défini dans la Figure 105. Dans cette phase (*a~c1*), le courant de court-circuit dans la branche en défaut augmente jusqu'au seuil de "trip" instantané de la protection de la branche en défaut 240A (30A*800%) à l'instant *c1*. La protection de la branche en défaut prend alors la décision de déclenchement.

Les Figure 106 et Figure 107 montrent l'état des protections, des contacteurs, les courants des branches (la branche en défaut et la branche saine) et la tension du bus continu. A cause du défaut de court-circuit, la tension du bus chute (voir la Figure 107). Cet effet provoque la décharge de la capacité de la branche saine. Le courant de décharge de la capacité augmente jusqu'au seuil de "trip" instantané de la protection de la branche saine 80A (10A*800%) à l'instant *c2* (phase *a2~c2*). La protection de la branche saine prend alors la décision de déclenchement.

Dans cette phase, tous les composants passifs alimentent le point de défaut.

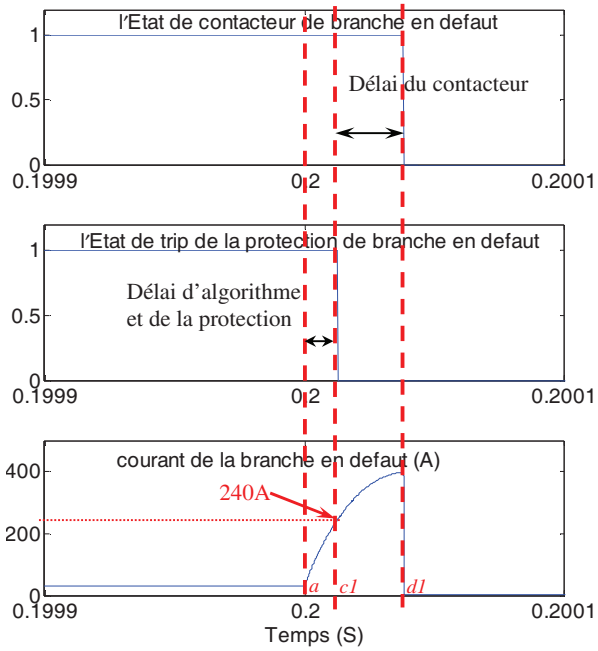


Figure 106-Le courant et l'état de la protection de la branche en défaut (200µs)

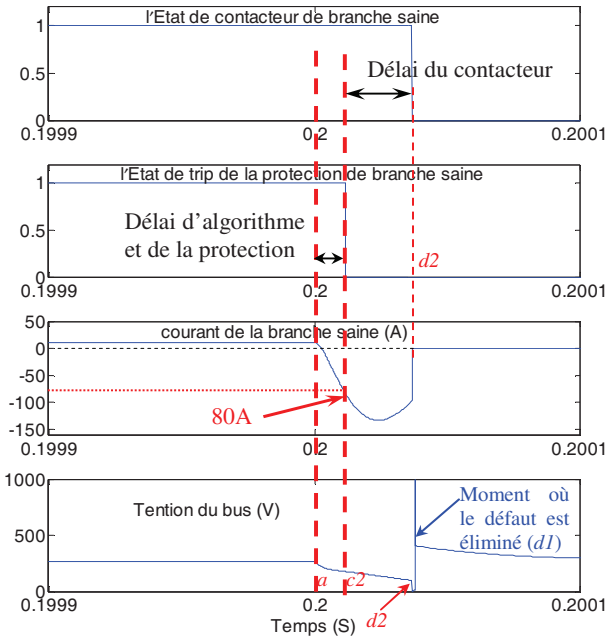


Figure 107-Le courant et l'état de la protection de la branche saine (200µs)

Phase *cd* : cette phase se situe entre le moment de la décision de déclenchement de la protection et le moment de l'ouverture du contacteur. Pendant la phase *a1~c1*, dans la branche en défaut, le courant de défaut de court-circuit augmente toujours. Pendant la phase *a2~c2*, dans la branche saine, le courant qui traverse le contacteur de la branche saine oscille en raison du comportement du circuit RLC. Puisque les instants *d2* et *d1* ne sont pas identiques, il y a un creux de tension entre les deux ouvertures de contacteur. Le même phénomène peut être observé aux Figure 101 et Figure 104.

Après l'ouverture du contacteur de la branche en défaut, à cause du courant important qui s'annule, il y aura une surtension sur le bus continu (voir Figure 104). Ce phénomène de surtension provoquera probablement des dommages sur les équipements ou sur les composants.

V.2.2.B Conclusion de l'analyse du comportement de la protection i^2t

1. Le défaut de court-circuit provoque la décharge des composants passifs qui sont connectés sur le bus. Le courant de décharge peut provoquer une ouverture intempestive de la branche saine.
2. A cause du délai du contacteur, dans la branche en défaut, la valeur du courant de coupure est plus importante que la valeur du seuil de déclenchement. Cela peut probablement provoquer le dysfonctionnement du contacteur. Le seuil de déclenchement ne peut pas être diminué parce que la protection i^2t permet le passage d'un courant de surcharge durant un temps court (par exemple, phase de démarrage,

phénomène transitoire, …etc.). La valeur de seuil doit être supérieure à cette valeur de courant de surcharge.

3. Au moment d'éliminer le défaut de court-circuit, à cause de la coupure brutale d'un courant important, une surtension peut être produite. Cette surtension peut endommager certains équipements ou composants.

V.3 Proposition de solutions

Comme montré dans la partie précédente, la protection i^2t n'est pas suffisante pour protéger le système dans le cas de défaut de court-circuit. Le point de défaut de court-circuit doit être isolé le plus vite possible dès que le défaut se produit pour éviter de mauvaises conséquences sur les autres branches saines. Cela veut dire que la durée entre *a1* et *d1* doit être minimisée lorsqu'un défaut de court-circuit se produit.

Le délai du contacteur (période *cd*) est une caractéristique physique du contacteur. Cette valeur est quasiment fixée, on ne peut rien faire pour diminuer cette durée. Par contre, la période *ac* (qui comprend les périodes *ab* et *bc* dans la Figure 105) peut être améliorée en modifiant l'algorithme de détection du défaut.

V.3.1 Ajuster les paramètres du réseau

Comme indiqué ci-dessus, le délai du contacteur est une caractéristique physique du contacteur, cette valeur est quasiment fixée. On ne peut pas améliorer cette caractéristique. Pour éviter l'ouverture de la protection dans la branche saine, il faut que la durée d'élimination du défaut soit plus rapide que la durée nécessaire au courant de la branche saine pour atteindre la valeur seuil de sa propre protection. On peut envisager de prolonger le temps de monter du courant (branche saine et branche en défaut) en changeant les paramètres du réseau, en augmentant la valeur de l'inductance par exemple.

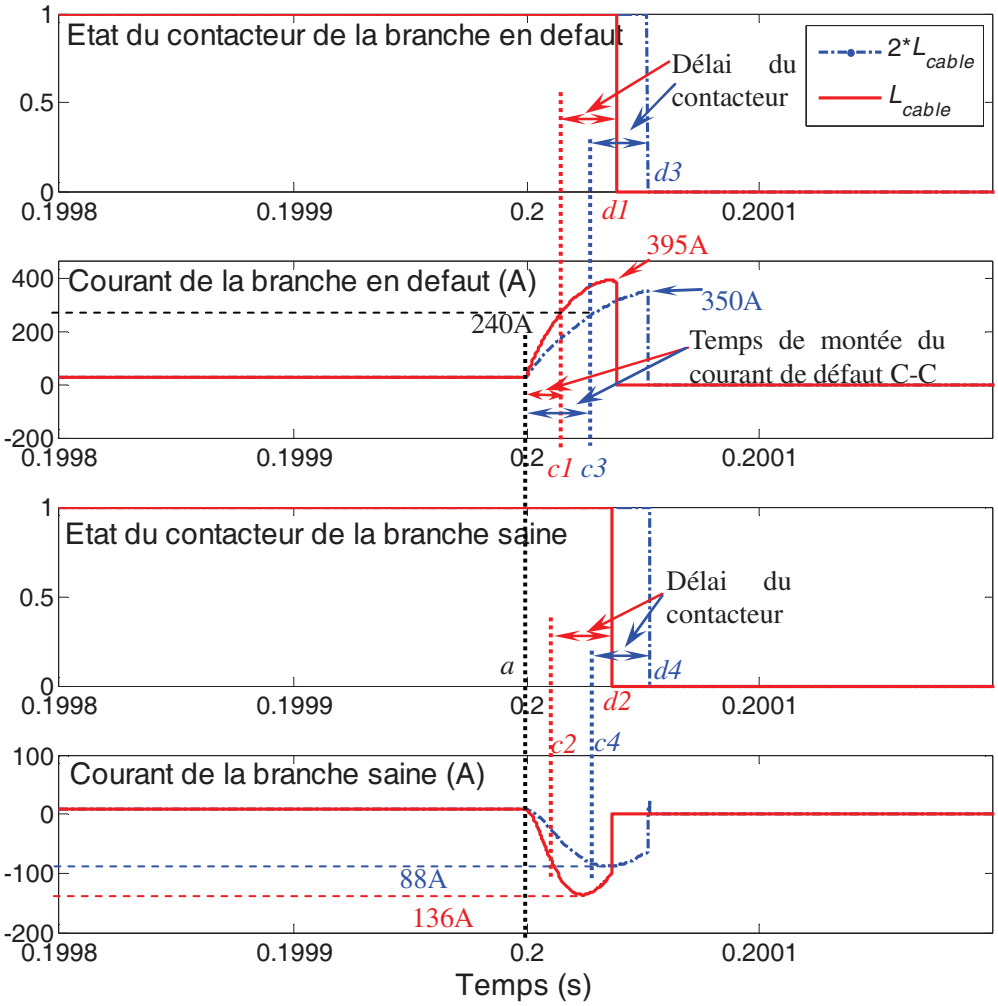


Figure 108-Comparaison de deux séries de paramètres des harnais (protection : i^2t)

La Figure 108 montre la comparaison de deux séries de paramètres des harnais. Les courbes en continus représentent les résultats de simulation avec les paramètres qui sont montrés à la Figure 94. Les courbes en pointillés bleus représentent les résultats de simulation avec les valeurs d'impédances de câble deux fois plus importantes. Les indices 1 et 3 représentent les événements dans la branche en défaut, et les indices 2 et 4 dans la branche saine.

Selon les résultats montrés à la Figure 108, on peut constater que dans l'essai avec $2*L_{cable}$, le temps de montée du courant de défaut est plus long que dans l'essai avec L_{cable}. Le courant de coupure est aussi plus faible que dans l'essai avec L_{cable} (350A par rapport à 395A).

On peut trouver le même phénomène dans la branche saine. L'impédance de câble limite la valeur maximale du courant de décharge du condensateur de la branche saine.

Avantage :

Une solution robuste.

Inconvénient :

- Puisque la valeur de l'inductance est augmentée, il y aura plus d'énergie stockée dans

l'inductance (harnais ou bobine), cela peut provoquer des surtensions lors d'une ouverture brutale du circuit. (Effet montré à la Figure 107)

- Si on ajoute volontairement une bobine, le poids sera augmenté.

V.3.2 Protection différentielle

Comme analysé dans la partie précédente, le délai d'un contacteur est difficile à améliorer. Pour isoler le point de défaut de court-circuit, on peut essayer de diminuer la durée de *ac* définie à la Figure 11. Dans ce cas, on a besoin de changer l'algorithme de détection du défaut de court-circuit. Une protection différentielle est proposée. La Figure 109 montre l'implantation de la protection différentielle.

La protection différentielle est basée sur la conservation du courant (loi de Kirchhoff) : la somme des courants qui traversent la frontière d'une portion de circuit doit être nulle à chaque instant. Si elle n'est pas nulle, c'est qu'un défaut a créé un chemin supplémentaire à travers la frontière, non pris en compte dans la mesure ; la somme des courants mesurés est alors égale au courant de défaut [46]. Ce type de protection est largement utilisé dans les installations industrielles [47][48][49].

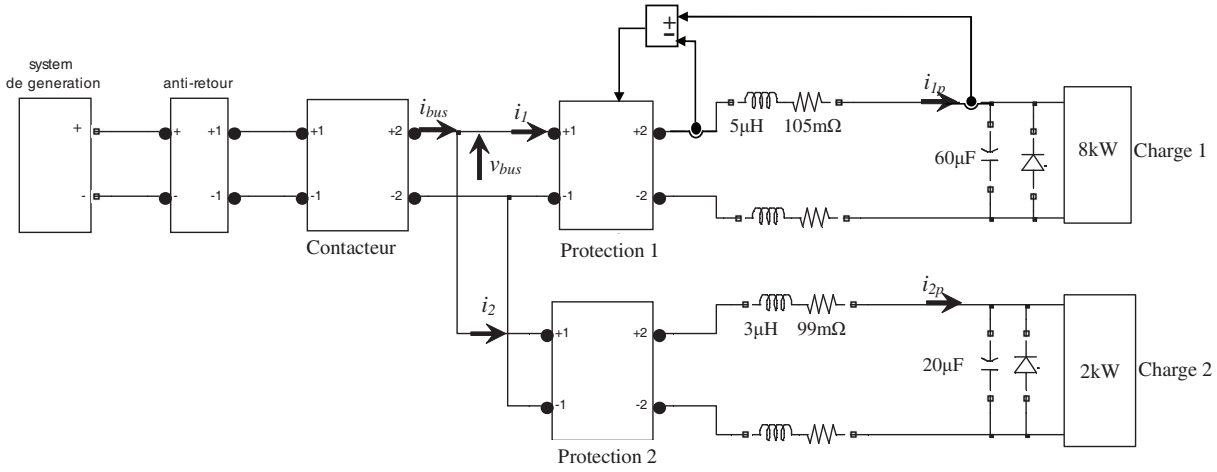


Figure 109-L'implantation de la protection différentielle

Dans le cas normal, la différence entre les deux courants i_1 et i_{1p} est nulle. Si un défaut de court-circuit se produit, la différence entre ces deux courants augmentera rapidement. Comme cette protection détecte la différence entre les courants, le seuil de détection peut être défini beaucoup plus bas que le seuil de la protection i^2t. La Figure 110 montre la comparaison entre le mécanisme de la protection i^2t et celui de la protection différentielle. L'indice 1 représente l'événement de la branche en défaut de la protection i^2t, l'indice 2 représente l'événement de la branche en défaut de la protection différentielle.

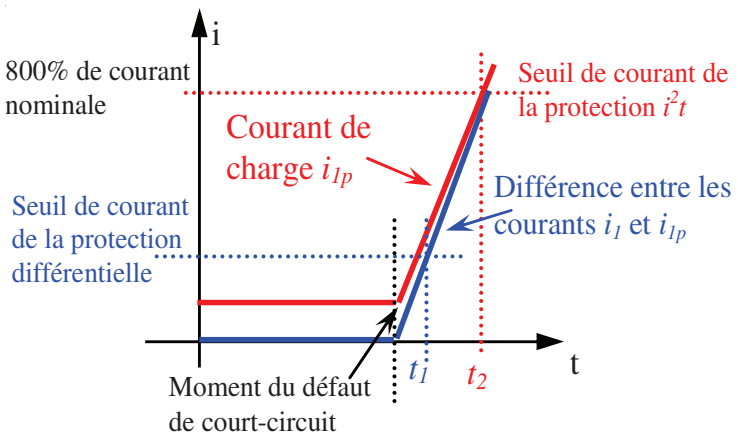


Figure 110-Comparaison des principes des protections i^2t et différentielle

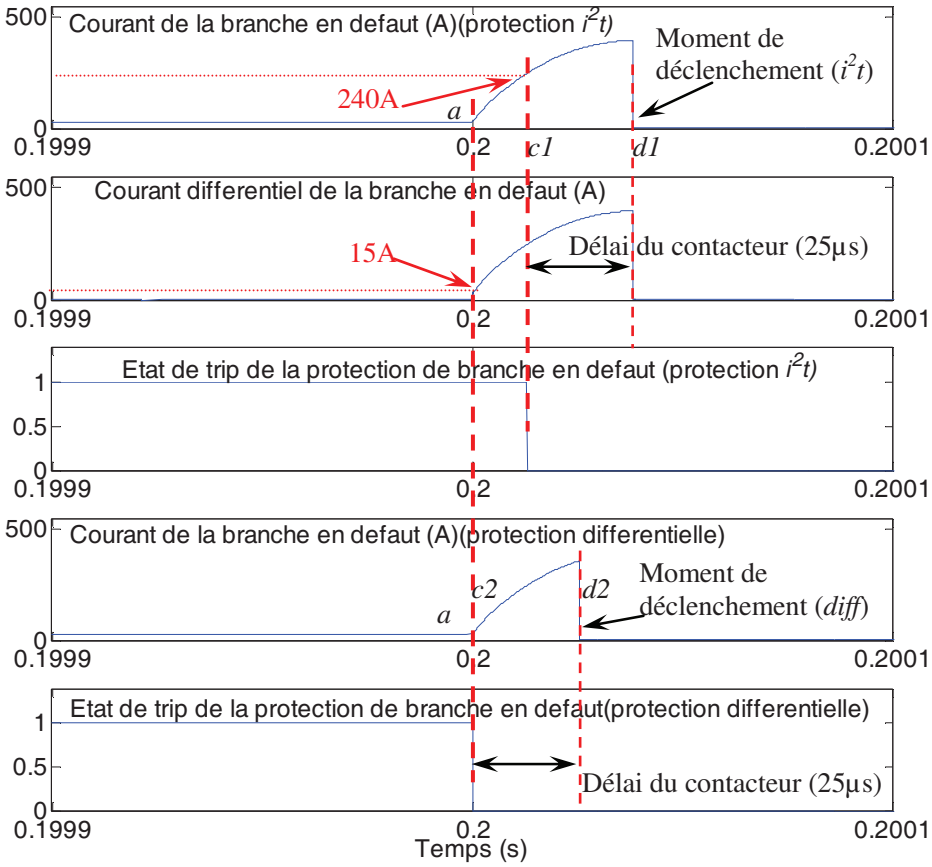


Figure 111-Comparaison de performances entre la protection i^2t et la protection différentielle

A la Figure 111, on voit bien que la protection différentielle donne la décision plus tôt que la protection i^2t, parce que le seuil de déclenchement peut être défini plus bas, la durée *a~c2* est alors quasiment nulle. Ce seuil de déclenchement ne peut pas être atteint dans le cas normal, le courant différentiel étant quasiment nul quelque soit la puissance consommée.

Avantage :

1. Une protection rapide spécialement pour le défaut de type court-circuit.
2. Il n'y aura pas d'ouverture intempestive dans le cas normal, le surcourant temporaire n'influence pas la protection.
3. Différent de la protection thermique i^2t, dans le cas du défaut, le courant de décharge du condensateur aux bornes de la charge n'est pas considéré comme un courant de défaut.

Inconvénient :

1. Puisque la protection différentielle est dépendante de la différence entre les valeurs des courants entrant et sortant du câble, elle a besoin de plusieurs (au moins deux) capteurs de courant, augmentant le risque de panne. La précision des capteurs est également très importante dans cette protection.
2. Les capteurs de courant ne sont pas installés dans un même endroit. Ils ont donc besoin d'une voie de communication entre eux (le troisième fil de la branche 1 dans la Figure 109). Si la communication est en défaut, cela provoquera le dysfonctionnement de cette protection. La rapidité de la communication est également importante. Puisqu'il y a encore plus d'éléments à ajouter, la fiabilité sera diminuée.
3. Pour diminuer le nombre de capteurs de courant, on peut envisager d'utiliser les capteurs de courant dans la charge pour estimer le courant de sortie. Dans cette configuration, en phase de démarrage, la protection différentielle doit être désactivée. Car entre deux points de mesure, il y a un condensateur en plus, le courant de recharge du condensateur peut être considéré comme un courant de défaut. Un système de précharge pour diminuer l'appel de courant peut être une solution envisageable. On peut également mesurer la tension du condensateur pour calculer le courant qui traverse le condensateur afin de le compenser.

V.3.3 Protection de chute de tension

Une fois que le défaut de court-circuit se produit, la tension du bus continu chute. Cela provoque la décharge de la capacité de la branche saine. On peut envisager une protection de chute de tension pour empêcher le retour du courant vers le point de défaut. Lorsque la tension du bus continu chute en dessous du niveau recommandé par la norme (Figure *7*), on déclenche le contacteur pour empêcher la décharge de la capacité et garder la tension de la capacité. Lorsque le défaut de court-circuit est éliminé, la tension du bus continu remonte à la valeur initiale, on referme alors le contacteur de la branche saine. La protection de chute de tension permet alors de

diminuer l'appel de courant.

La nature de la protection de chute de tension est différente de celle de la protection différentielle. Si la protection différentielle agit, il est certain qu'il y a un point de défaut dans sa zone de protection, le contacteur ne doit pas se refermer même si la condition de déclenchement (le courant différentiel dépasse le seuil) a disparu. Cette règle peut être exprimée comme suit : « Si le signal de défaut apparaît après l'ouverture de contacteur, le contacteur ne peut pas se refermer » ; « Si le signal de défaut apparaît avant l'ouverture de contacteur, même si le contacteur s'ouvre pour d'autres raisons, il ne doit pas être refermé ». Néanmoins, si la protection de chute de tension se déclenche, ceci peut être dû à un défaut extérieur à sa zone de protection. Lorsque la condition de déclenchement disparaît (la tension du bus revient à sa valeur nominale), le contacteur peut se fermer. La protection ne bloque pas le contacteur à l'ouverture.

Une simulation a été effectuée pour expliquer le mécanisme de la protection de chute de tension. La branche en défaut dispose d'une protection i^2t, c'est la seule protection qui peut déclencher le contacteur dans cette simulation. Une protection de chute de tension est aussi installée, mais pour éclairer le mécanisme de cette protection, elle ne contrôle pas le contacteur. Lorsque la condition de déclenchement de la protection de chute de tension est satisfaite, on ne peut visualiser que le signal de déclenchement. L'objectif de cette disposition est d'observer le comportement de cette protection de chute de tension selon l'état du bus continu afin de mieux comprendre son mécanisme.

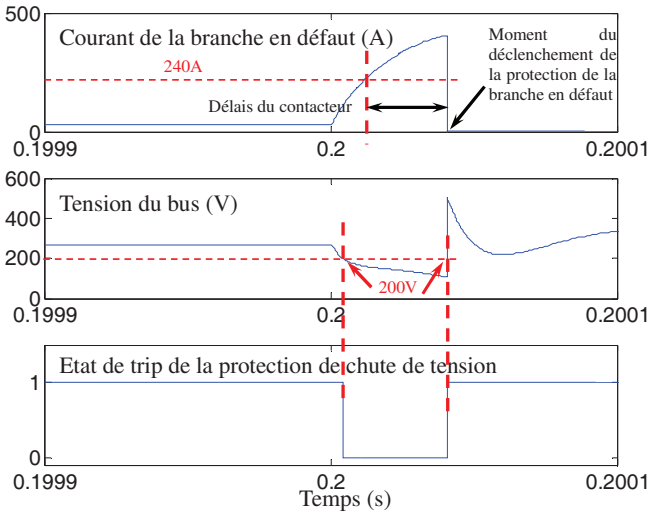


Figure 112-Protection de chute de tension

La Figure 112 montre la séquence des "trip" des protections de chute de tension. Lorsque le défaut de court-circuit se produit, la tension du bus chute. Avant que le courant de défaut n'atteigne le seuil de déclenchement, la tension du bus chute en dessous de 200V. La protection de chute de tension donne donc la décision de disjoncter afin d'empêcher la décharge du condensateur de la branche saine. Lorsque la tension du bus revient, la protection de chute de

tension referme le contacteur.

Avantage :

C'est une solution qui permet de garder un maximum de tension aux bornes du condensateur de la branche saine. De ce fait, la charge saine influe moins sur le défaut de court-circuit de l'autre branche.

Inconvénient :

Un défaut de court-circuit peut provoquer le déclenchement de toutes les charges. Ces contacteurs des branches saines doivent se refermer après que la tension soit revenue. Ces enclenchements collectifs (s'il y a plusieurs charges) peuvent probablement provoquer un appel de courant important. Un système de recharge des condensateurs peut être envisagé.

V.3.4 Protection contre la surtension

Comme indiqué dans la partie V.2.2.A, quand le défaut de court-circuit est éliminé, la coupure brutale d'un courant important peut provoquer une surtension (voir Figure 104). Cette surtension peut endommager des composants ou dégrader l'isolant.

Une diode Zener associée avec une résistance est envisagée pour résoudre ce type de problème.

Les diodes Zener sont des composants de type limiteur de tension qui permettent de laisser passer un courant très important (limitées par les possibilités de dissipation) en maintenant à leurs bornes une différence de potentiel constante [54].

Comme montré à la Figure 113 [55], lorsque la tension de la diode Zener atteint V_z, le courant inverse I_i augmente très rapidement. Cette caractéristique peut être utilisée pour limiter la surtension due à l'ouverture brutale des inductances. L'énergie stockée dans les inductances peut être dissipée dans la résistance associée à la diode Zener.

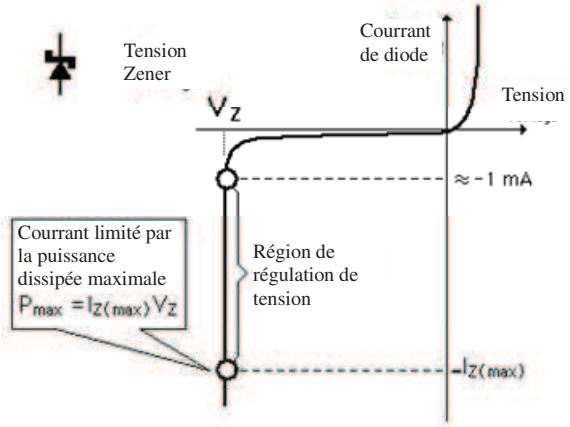


Figure 113-La caractéristique V-I d'une diode Zener

Les Figure 114 et Figure 115 montrent respectivement le modèle de la diode Zener simulé sous Matlab/Simulink, et la caractéristique de cette diode. Pour la visualiser plus clairement, le seuil de la diode Zener est configuré à 0.1V.

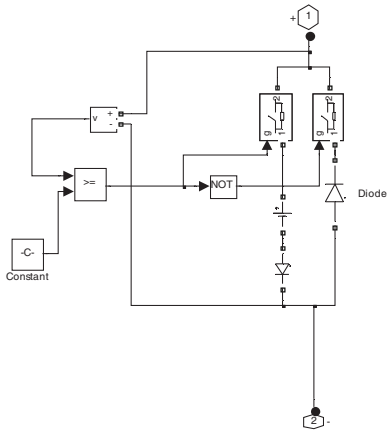


Figure 114-Modèle de diode Zener sous Matlab Simulink

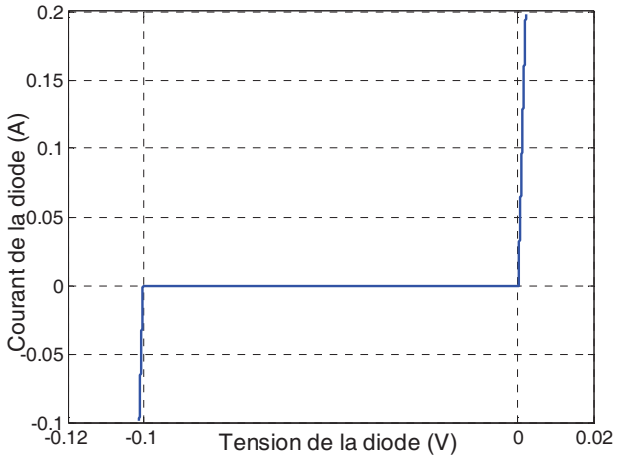


Figure 115-Caractéristique du modèle de diode Zener de 0.1V

La Figure 116 et la Figure 117 montrent la comparaison des résultats de simulation avec et sans la diode Zener. Dans la simulation de la Figure 117, une diode Zener à 400V est utilisée ; la tension du bus continu est bien limitée autour de 400V. La partie supérieure à 400V est due à la chute de tension de la résistance de dissipation.

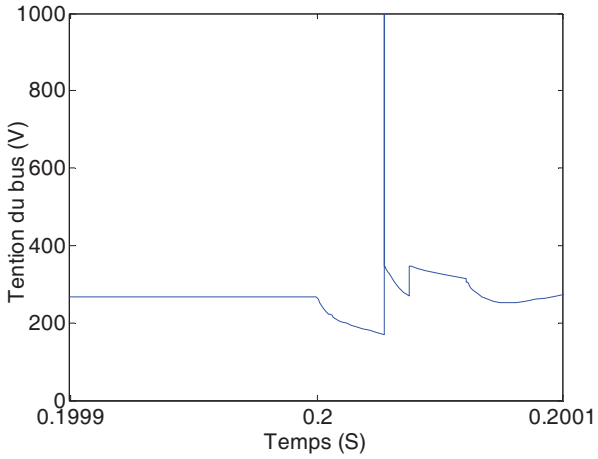


Figure 116-Tension du bus continu sans diode Zener

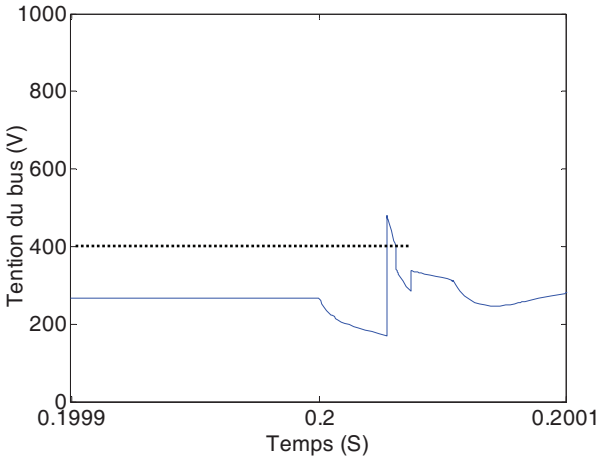


Figure 117-Tension du bus continu avec diode Zener et une résistance de dissipation

La résistance de dissipation doit être dimensionnée en puissance pour qu'elle puisse dissiper les énergies dans les inductances. La valeur de la résistance doit être choisie pour que la tension transitoire ne dépasse pas la limite imposée par la norme.

V.3.5 Comparaison entre la protection i^2t et les solutions proposées

V.3.5.A Sans changement des paramètres du réseau

Dans un premier temps, on va combiner toutes les protections proposées ensemble pour comparer avec la protection i^2t sans changer les paramètres du réseau.

La Figure 118 montre les courants et la tension dans le cas de la protection i^2t seule. Ce sont les mêmes résultats que ceux montrés de la Figure 102 à la Figure 104, sauf qu'ils sont intégrés dans un seul schéma et que l'on observe, dans la Figure 118, le courant différentiel en plus.

Les résultats obtenus dans le cas de la combinaison des protections proposées sont montrés de la Figure 119 à la Figure 122 ; ils sont intégrés à la Figure 123

La définition des indices, de la Figure 119 à la Figure 123, est la suivante :

Le chiffre en indice représente le numéro de branche, *cd* et *dd* représentent les événements *c* et *d* définis à la Figure 105 pour la protection différentielle, *ct* et *dt* représentent les événements *c* et *d* de la protection chute de tension, *ci* représente l'événement *c* de la protection i^2t.

Comme analysé précédemment, à la Figure 118, le réseau ne disposant que de la protection i^2t, à cause du court temps de montée et du délai du contacteur, lorsque le défaut de court-circuit est éliminé, la branche saine est ouverte intempestivement. C'est un problème majeur d'un réseau DC dans le cas d'un défaut de court-circuit.

Dans les résultats montrés de la Figure 119 à la Figure 123, la combinaison des protections proposées, sans changer les paramètres du réseau, n'empêche pas la branche saine d'être ouverte intempestivement.

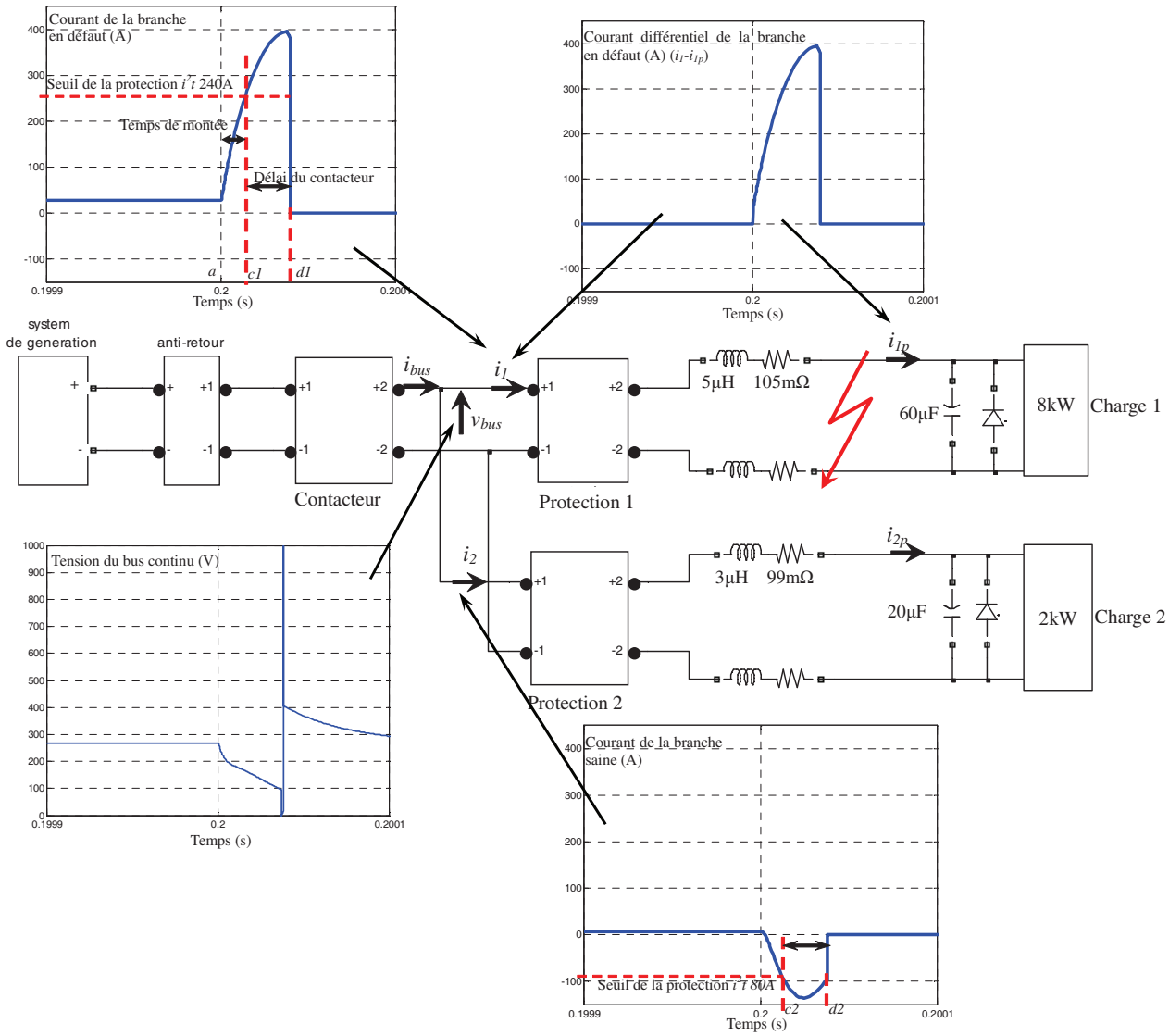


Figure 118-Résultat de simulation du défaut de court-circuit avec la protection i^2t (sans changement des paramètres)

Lorsque le défaut de court-circuit se produit dans la branche 1, la protection différentielle de la branche 1 agit. Elle envoie un signal de déclenchement à l'instant *cd1* (Figure 120). En attendant le déclenchement du contacteur (délai de contacteur), le courant de défaut de la branche en défaut continue à augmenter. Mais grâce à la rapidité de la détection d'un défaut de court-circuit (la durée *a-cd1* de la Figure 120 est moins importante que la durée *a-c1* de la Figure 118), le courant de coupure est plus faible que dans le cas précédant avec la protection i^2t (Figure 102).

Durant le délai de déclenchement du contacteur de la branche 1, la tension du bus chute. Lorsque la valeur de tension du bus chute au-dessous de la valeur seuil, la condition de déclenchement de la protection de chute de tension est atteinte (200V par exemple), la protection de chute de tension envoie un signal de déclenchement à tous les contacteurs de branches pour éviter la décharge des condensateurs (l'instant *ct* de la Figure 121). Comme la protection de

chute de tension ne localise pas l'endroit du défaut, ce signal de déclenchement ne bloque pas le contacteur. Comme expliqué dans la partie V.3.3, lorsque la condition de déclenchement de la protection de chute de tension disparaît (la tension revient à sa valeur nominale), les contacteurs peuvent être fermés pour continuer à alimenter les charges.

Comme le contacteur de la branche 1 a reçu un signal de déclenchement de type «défaut» de la protection différentielle, même si la protection de chute de tension envoie un signal de déclenchement au contacteur, la protection différentielle bloque toujours le contacteur 1 à l'ouverture même si la condition de déclenchement disparaît. Le signal de déclenchement de la protection de chute de tension est d'une priorité moindre que la protection différentielle. Donc, la protection de chute de tension n'influence pas l'action du contacteur 1.

Au contraire, si le contacteur de la branche saine (branche 2) n'a pas reçu un signal de nature « défaut », la protection de chute de tension a le droit de contrôler le contacteur de cette branche saine à la fermeture si la tension du bus continu revient. C'est le principe de priorisation des protections. Dans une branche, il n'y a qu'un contacteur, mais plusieurs protections. C'est toujours la protection qui est la plus prioritaire qui contrôle le contacteur s'il y a plusieurs protections. La protection qui est la moins prioritaire peut contrôler le contacteur sous la condition que la protection la plus prioritaire n'ait pas été actionnée. Dans la branche saine, comme la protection différentielle, qui est la plus prioritaire, n'a pas été actionnée, le contacteur peut être contrôlé par la protection de chute de tension, qui est moins prioritaire. C'est pareil pour toutes les autres branches saines. En attendant que le contacteur ne déclenche le circuit, le courant peut toujours circuler dans les branches saines ou en défaut. Pour la branche saine (branche 2), en attendant que le contacteur déclenche (délai du contacteur) suite à la protection de chute de tension, le courant oscille. La valeur maximale de cette oscillation dépasse la valeur seuil de la protection i^2t de la branche saine. De ce fait, la nature du déclenchement du contacteur de la branche 2 devient de type « défaut » ; il ne peut plus être fermé sous l'ordre de la protection chute de tension même si la tension revient à la valeur nominale parce que la protection i^2t considère qu'il y a un défaut de court-circuit dans la branche 2 qui n'existe pas en réalité. La protection i^2t bloque le contacteur à l'ouverture.

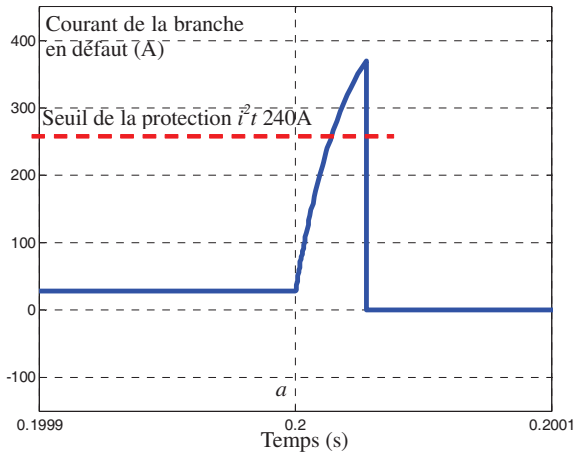


Figure 119-Courant de la branche en défaut avec les protections différentielles, i^2t, de chute de tension et de surtension combinées (sans changement des paramètres) (200µs)

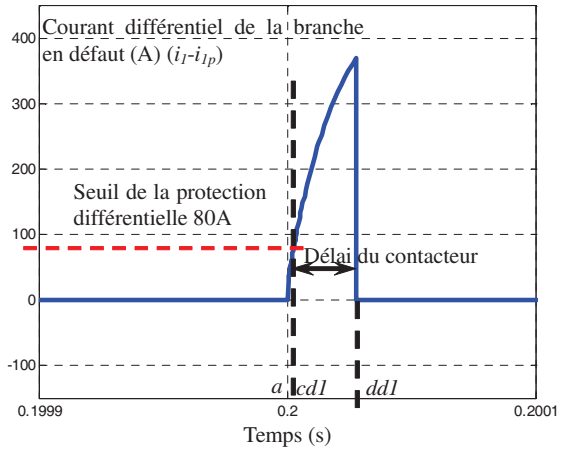


Figure 120-Courant différentiel de la branche en défaut avec les protections différentielles, i^2t, de chute de tension et de surtension combinées (sans changement des paramètres) (200µs)

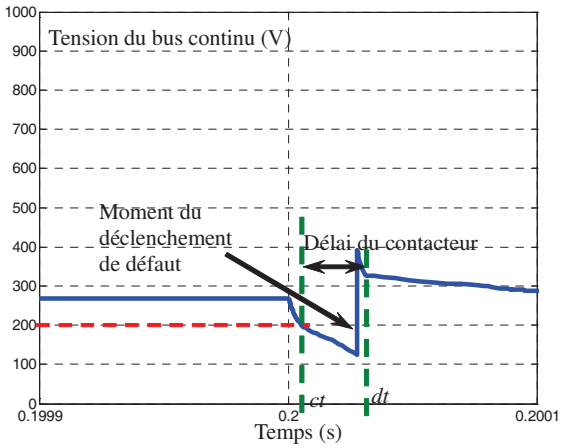


Figure 121-La tension du bus avec les protections différentielles, i^2t, de chute de tension et de surtension combinées (sans changement des paramètres) (200µs)

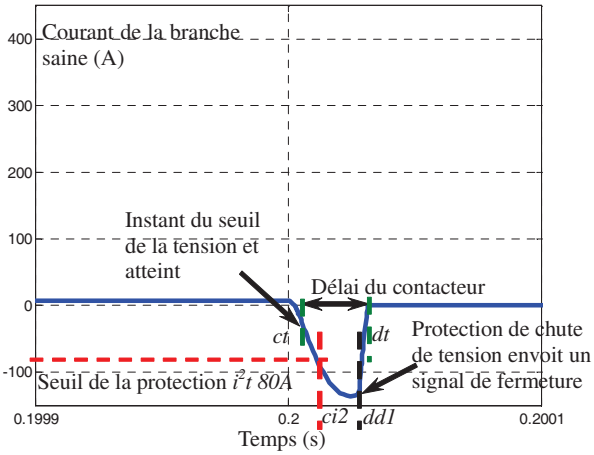


Figure 122-Courant de la branche saine avec les protections différentielles, i^2t, de chute de tension et de surtension combinées (sans changement des paramètres) (200µs)

Dans cette comparaison, on constate que, même si on combine les protections proposées, à cause des paramètres du réseau et du délai de contacteur inadapté, il y a une ouverture intempestive dans la branche saine. Mais les protections proposées montrent quand même un certain avantage : le courant de coupure de la branche en défaut est plus faible que dans le cas précédant (avec une protection i^2t seule), et il n'y a plus une surtension au moment du déclenchement du défaut de court-circuit.

En effet, le phénomène de défaut de court-circuit dans un réseau DC est un comportement de type circuit RLC. Les paramètres du réseau influencent la valeur maximale de l'oscillation, le temps de montée du courant, …etc. L'analyse paramétrique est développée en annexe.

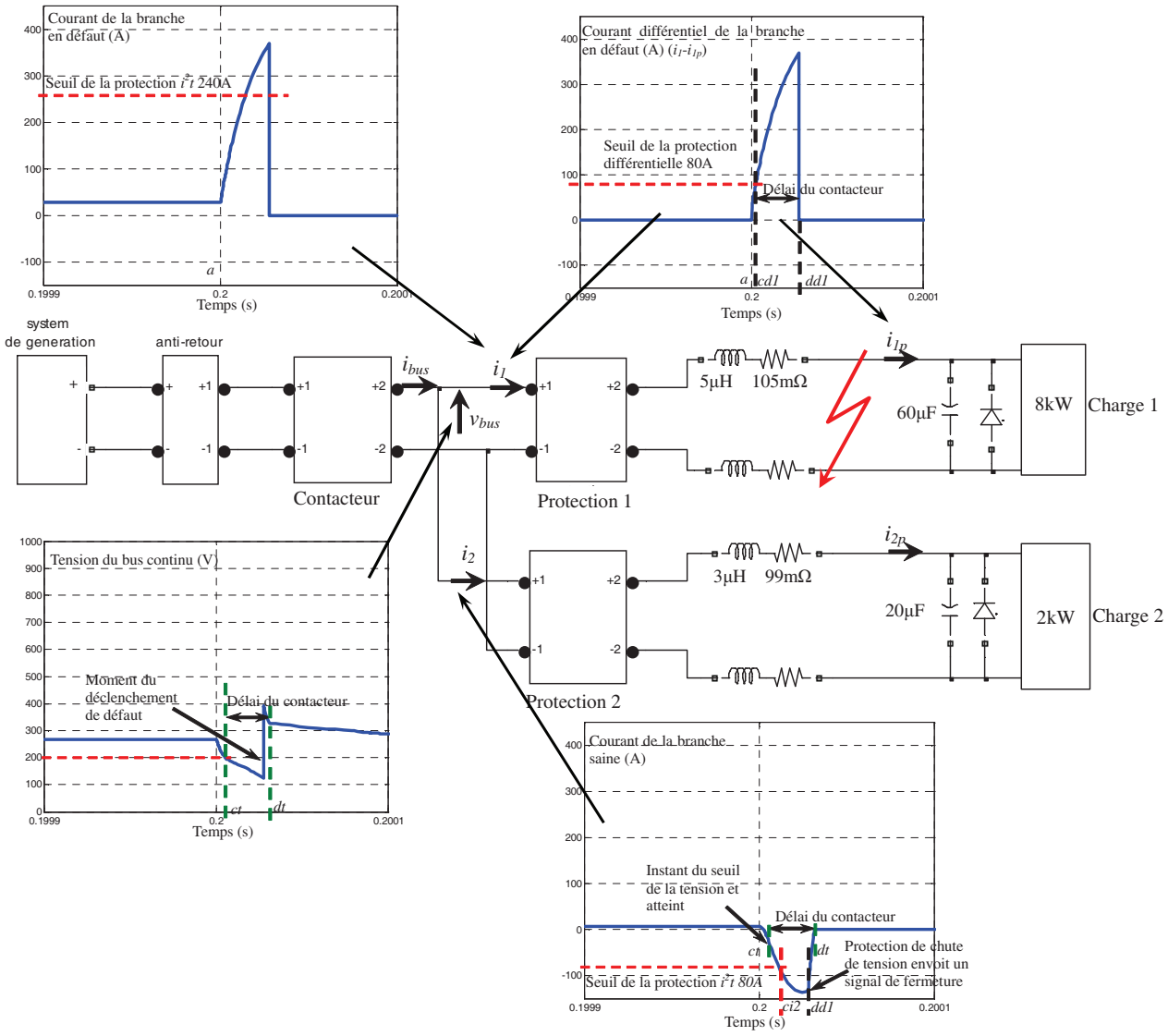


Figure 123-Résultat de simulation du défaut de court-circuit avec les protections différentielles, i^2t, de chute de tension et de surtension combinées (sans changement des paramètres)

V.3.5.B Avec changement des paramètres du réseau

Comme montré dans la partie précédente, à cause d'un délai de contacteur et d'un temps de montée du courant inadaptés, il y a ouverture intempestive de la branche saine. Intégrer seulement les protections proposées sans changer des paramètres du réseau n'est pas suffisant.

Dans cette partie, on va comparer les résultats de simulation obtenus avec la protection i^2t et avec toutes les protections proposées lorsque les paramètres des inductances de câble sont choisis 3 fois supérieurs aux valeurs montrées à la Figure 94. Le défaut de court-circuit se

produit en t=0.2s

La Figure 124 montre le résultat de simulation avec la protection i^2t seule. La définition des indices est la même qu'aux Figure 106 et Figure 107. On constate que même si la protection i^2t déclenche la branche 1 où le défaut de court-circuit se produit, la branche saine est également déclenchée par sa propre protection i^2t. Ainsi, la charge saine de 2kW ne fonctionne plus après le défaut de court-circuit.

Comme montré à la Figure 124, la condition de déclenchement de la protection i^2t est la valeur des courants de charge (i_1, i_2). Dans le cas du défaut de court-circuit, lorsque i_1 augmente (période *ac1*), le courant dans la branche saine augmente également. Lorsque le contacteur déclenche à l'instant *d1*, le courant de la branche saine n'atteint pas la valeur seuil de sa protection i^2t, mais à cause du retour de la tension, l'appel de courant dépasse la valeur seuil de sa protection i^2t à l'instant *c2*. Le contacteur déclenche alors à instant *d2*.

Par ailleurs, lorsque le défaut est éliminé, l'ouverture brutale du circuit inductif provoque une surtension sur le bus continu.

Donc, même si les paramètres du réseau sont modifiés, la protection i^2t ne convient pas pour le défaut de court-circuit.

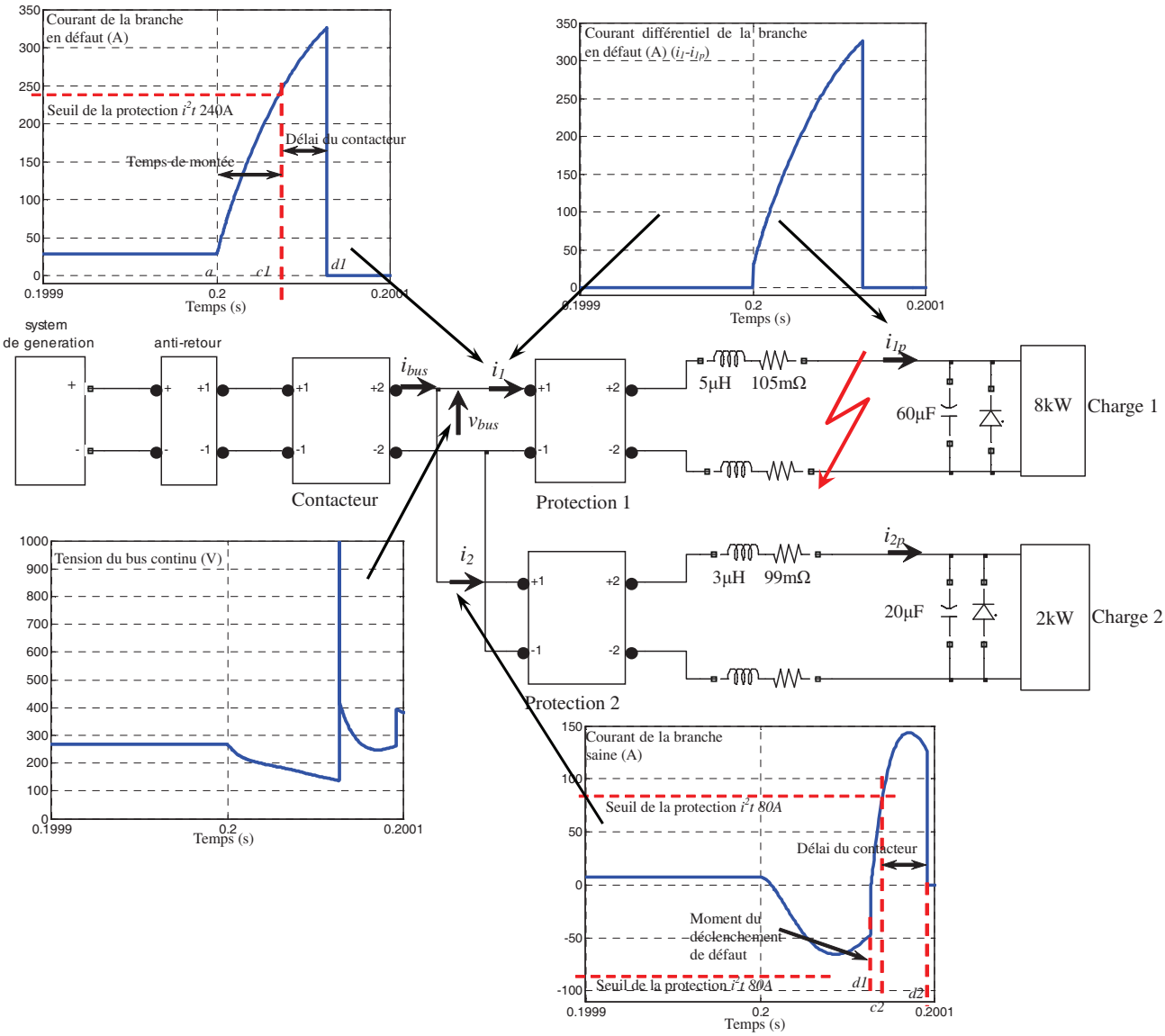


Figure 124-Résultat de simulation du défaut de court-circuit avec la protection i^2t (avec le changement des paramètres)

La Figure 125 montre le résultat de simulation d'un défaut de court-circuit avec les protections i^2t, différentielle, de chute de tension et de surtension combinées. Les deux branches disposent de ces protections. L'indice 3 représente les événements de la branche en défaut et l'indice 4 représente ceux de la branche saine. On constate que lorsque le défaut de court-circuit est éliminé, la charge saine continue à fonctionner (courant non nul).

Par rapport à la protection i^2t, la protection différentielle agit beaucoup plus vite (la durée *ac3<ac1*). Lorsque le contacteur de la branche en défaut déclenche la branche, le courant de la branche saine n'est pas arrivé au seuil de sa protection i^2t. Par contre, le seuil de la protection de chute de tension est atteint à l'instant *c4* et le contacteur s'ouvre à l'instant *d4*. Mais cette protection permet de refermer le contacteur lorsque la tension du bus revient à sa valeur nominale.

Dans cette comparaison, on voit bien l'importance de l'algorithme de la protection, ainsi que des différents délais. Le délai du contacteur dépend de la caractéristique physique de ce contacteur. Le contacteur électromécanique ne peut pas ouvrir le circuit en 25µs, seul le contacteur électronique de puissance (semi conducteur) peut atteindre ce délai.

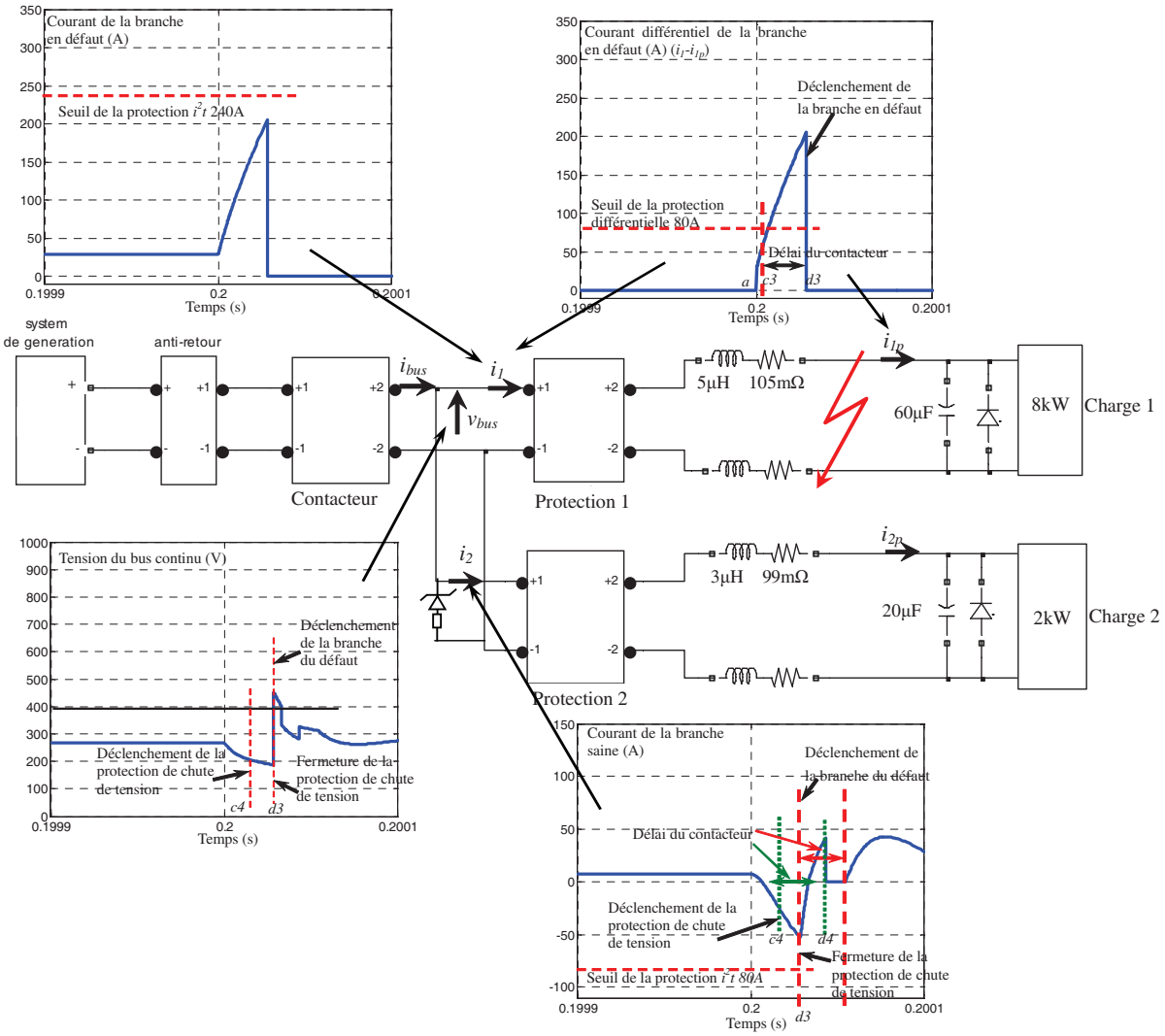


Figure 125-Résultat de simulation du défaut de court-circuit avec les protections différentielle, i^2t, de chute de tension et de surtension combinées (avec le changement des paramètres)

Le Tableau 13 montre les avantages et inconvénients des différentes solutions.

Description de la solution	Pour résoudre le problème	Equipement supplémentaire nécessaire	Avantage	Inconvénient
Ajuster les paramètres du réseau	Prolonger les temps de montrée du courant	Changer la jauge d'harnais et ajouter des bobines	Solution la plus robuste.	1. Plus d'énergie stockée dans l'inductance peut provoquer des surtensions lorsque de défaut est éliminé 2. Le fait d'ajouter des bobines augmente le poids
Protection différentielle	Mesurer et comparer des courants entrant et sortant du harnais	Une mesure du courant sortant du harnais, équipement de communication	1. Protection rapide. 2. Pas d'ouverture intempestive dans la branche saine	1. Mesure d'un courant supplémentaire 2. Dépend de la communication 3. Précision des capteurs importante
Protection de chute de tension	Eviter la décharge de la capacité	Mesure de tension et comparateur	1. Eviter la décharge de la capacité 2. Diminuer l'appel de courant	Refermer les contacteurs ensemble provoquera un appel de courant important
Protection de surtension	Protection contre la surtension	Zener et résistance de dissipation	Solution robuste contre la surtension	Elément ajouté entre deux pôles, un risque de court-circuit supplementaire.

Tableau 13-Comparaison des solutions proposées

V.4 Conclusion et perspectives

Le défaut de court-circuit provoque un courant très important au point de défaut et une chute de tension sur le bus continu. Cela va provoquer des points chauds qui risquent d'enflammer le câble. De plus, la chute de tension résultante influence les autres charges saines qui sont connectées sur le même bus.

Une protection thermique i^2t est prévue pour éviter d'enflammer de câble. Mais il est montré qu'elle n'est pas suffisante pour protéger le système en cas de défaut de court-circuit. Celui-ci provoquera des ouvertures intempestives des autres branches saines. Par ailleurs, le déclenchement de circuit inductif provoquera une surtension importante qui peut endommager les équipements et les isolants.

L'analyse des différentes étapes du processus de protection permet d'identifier les différents délais. La définition des délais aide l'analyse et l'amélioration de la protection.

Des solutions sont proposées pour résoudre les problèmes évoqués ci-dessus. Les solutions sont testées et comparées avec la protection i^2t. Pour chaque branche, les solutions proposées

sont installées. Différents types de protection ciblent différents types de problème. Les résultats de simulation montrent que les solutions proposées peuvent améliorer les performances du système de distribution dans le cas d'un défaut de court-circuit.

Dans cette étude, seule une charge résistive a été considérée. Dans les futures études, des charges bidirectionnelles devront être considérées et le comportement des protections dans la phase de restitution d'énergie devra être particulièrement étudié.

Chapitre VI: Protection contre le défaut d'isolation

VI.1 Introduction

Un défaut d'isolation se trouvé souvent dans un réseau continu. La définition du défaut d'isolation est le court-circuit entre le pôle et la masse. Il peut être dû à un isolement dégradé. Un défaut d'isolation est facile à détecter, mais difficile à localiser. Comme le réseau DC défini est symétrique par rapport à la masse, on peut trouver un déséquilibre de tension pôle-masse. Comme le déséquilibre de tension se trouve partout pareille dans ce réseau, cette information n'est pas suffisante pour sélectionner la branche en défaut. Dans ce chapitre, on va analyser le comportement d'un défaut d'isolation, mettre en évidence la problématique et la difficulté de la sélection de la branche en défaut. Une nouvelle méthode de détection sera proposée dans ce chapitre. Le principe de cette méthode est validé sous Matlab/Simulink, le dispositif de détection d'un défaut d'isolation avec le modèle de composant réaliste est conçu et validé sous Saber. Cette méthode de détection est validée.

VI.2 Mise en évidence de la problématique

Le réseau DC défini dans notre étude est un réseau symétrique avec 2 pôles (+ et -). Un défaut d'isolation des câbles de puissance est toléré, parce que le potentiel entre deux pôles n'est pas changé. Mais s'il y a deux défauts d'isolation, on aura probablement un court-circuit entre pôle. Donc il faut détecter et localiser le défaut d'isolation lorsque le premier défaut se produit, et l'éliminer.

VI.2.1 Modélisation du défaut d'isolation

La Figure 126 montre la définition d'un réseau pour l'étude en défaut d'isolation. On utilise deux condensateurs de 10nF pour simuler la capacité en mode commun entre le câble et la masse (valeur donnée par le partenaire industriel). Les résistances de 100MΩ représentent la résistance d'isolement (valeur choisie pour la résistance d'isolation >> la résistance de point de défaut). On suppose qu'elles sont symétriques.

Le réseau est séparé et numéroté en cinq zones : une branche d'alimentation, trois branches

de charges et la zone de bus. Chaque branche (charge et alimentation) dispose de deux mesures de courant, une pour mesurer le courant de pôle positif et l'autre pour celui du pôle négatif. Le sens positif du courant est défini à la Figure 127.

Le défaut d'isolation est modélisé par un court-circuit entre pôle et masse. Ici, on modélise un défaut d'isolation franc (résistance de défaut faible, 0.1Ω). Le défaut d'isolation peut se produire dans une des zones définie (1 à 5) et un des pôles (positif ou négatif). Comme montré à la Figure 126, on choisit un défaut d'isolation qui se produit dans la zone 2, sur le pôle positif pour modéliser un défaut d'isolation de la jonction des bornes du condensateur.

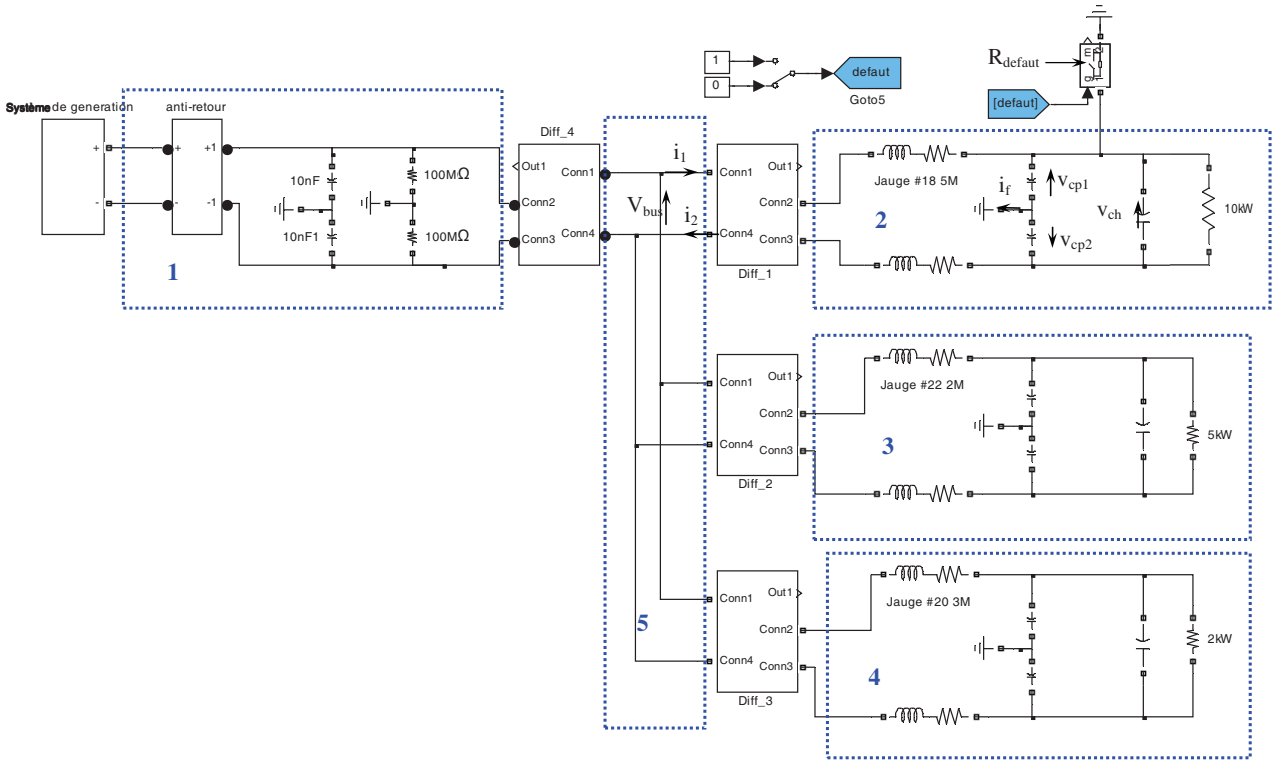


Figure 126-Définition du réseau, des capacités en mode commun et de la résistance d'isolation

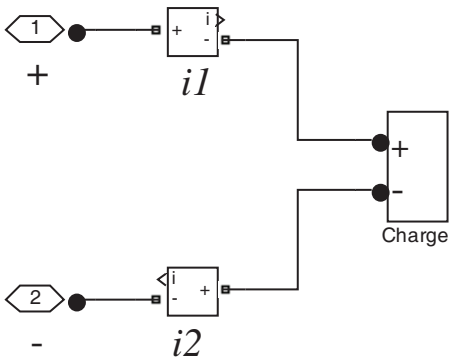


Figure 127-Définition du sens positif de la mesure de courant dans le défaut d'isolation

VI.2.2 Résultat de modélisation

Le défaut d'isolation se produit à l'instant 0.02s. Les Figure 128 et Figure 129 montrent les courants d'aller et de retour de la branche en défaut et la tension du bus continu. Selon les résultats, on peut constater que la tension du bus continu ne varie pas. Mais il y a un phénomène transitoire très court.

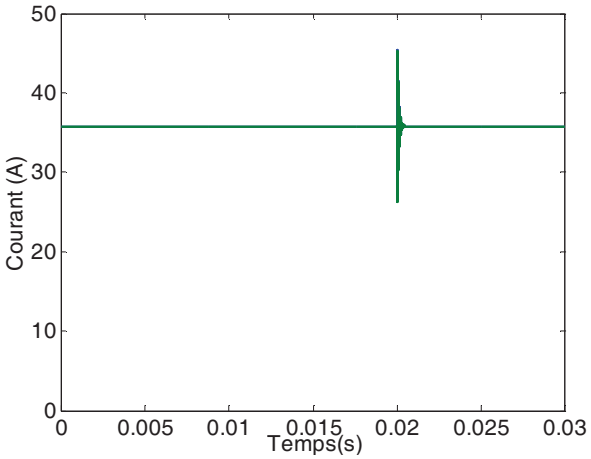


Figure 128-i_1, i_2 dans la branche 1 (branche en défaut) (30ms)

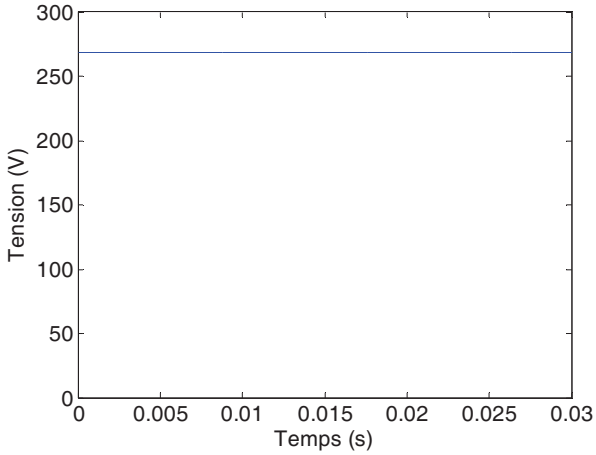


Figure 129-V_{bus} (30ms)

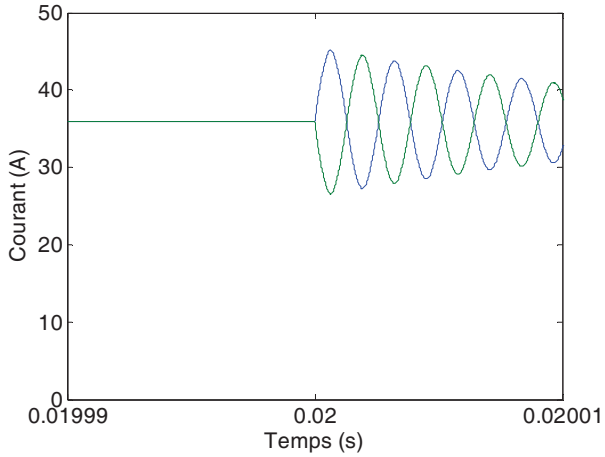


Figure 130-Zoom de la Figure 128 (20µs)

Le phénomène transitoire du courant de la ligne ayant un défaut d'isolation est rapide, la fréquence de ce phénomène est liée à la capacité de mode commun et à l'inductance de ligne. La durée de ce phénomène transitoire est liée aux deux éléments et à la résistance de ligne. Comme la capacité en mode commun et l'inductance de ligne ont des valeurs faibles, le phénomène transitoire de cette oscillation est en haute fréquence et sa durée est très courte. La mesure directe

pour détecter le défaut d'isolation est donc difficile. Mais on constate que les allures de courant d'aller et de retour sont symétriques par rapport à la valeur de courant de la charge.

Il existe des moyens de mesure indirecte pour détecter le défaut à la masse :

1. Déclencher chaque branche, observer la tension par rapport à la masse.

Inconvénient : Coupure intempestive des branches saines.

2. Injecter des impulsions dans le réseau pour localiser l'endroit du défaut.

Des brevets existent :

- WO 00/55826: localiser le défaut d'isolation dans un réseau alternatif en injectant un signal périodique [57]
- EP 0391812A1: Injecter des signaux alternatifs dans le circuit continu pour détecter le défaut d'isolement [58]
- United States Patent 4739275: injecter un signal impulsionnel dans le réseau continu pour localiser le défaut d'isolation [59]

Inconvénient : l'injection des signaux périodiques provoque l'injection de perturbations dans le réseau de distribution.

VI.3 Solution proposée pour sélectionner la branche en défaut d'isolation

Comme montré dans la partie précédente, le phénomène transitoire du défaut d'isolation n'est pas bien évident à détecter. On a proposé une nouvelle protection pour détecter le défaut d'isolation et sélectionner la branche en défaut.

VI.3.1 Mécanisme de cette nouvelle protection

Pour mieux comprendre le phénomène transitoire d'un défaut d'isolation, on va observer les tensions des deux pôles par rapport à la masse, v_{cp1} et v_{cp2} qui sont définies précédemment, à la Figure 131 et la différence des courants d'aller et de retour i_1-i_2 à la Figure 132. La Figure 133 montre le zoom de i_1-i_2 des 4 branches.

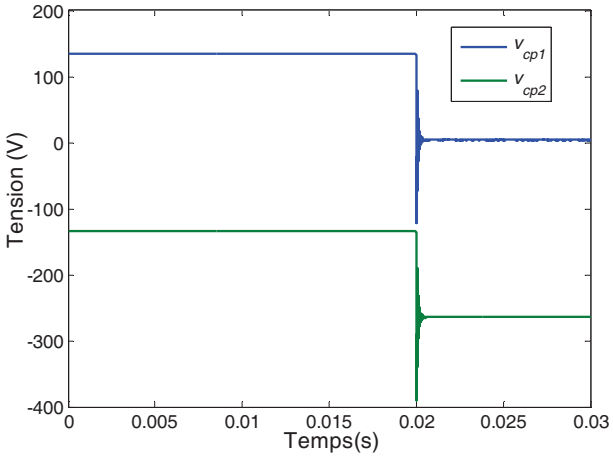


Figure 131-Les tensions des deux pôles par rapport à la masse (30ms)

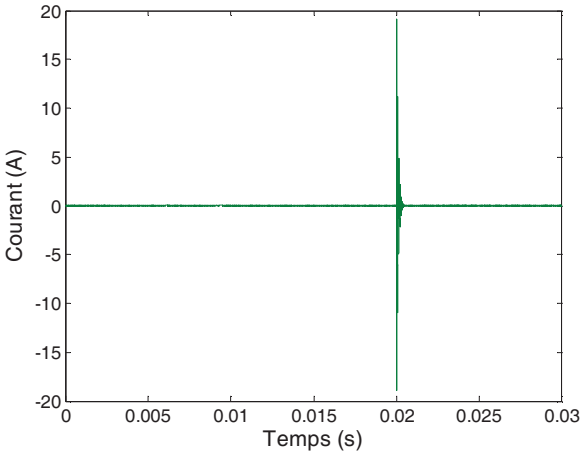


Figure 132-La différence de courant d'aller et de retour (branche en défaut)(30ms)

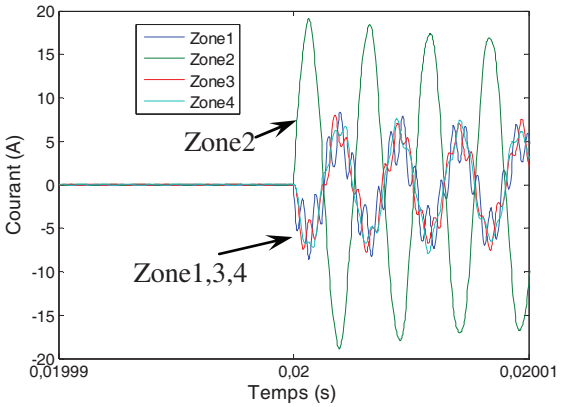


Figure 133-Zoom de la différence de courant d'aller et de retour (i_1-i_2) des 4 branches (20µs)

D'abord, le défaut d'isolation influence l'équilibre des tensions par rapport à la masse. Comme remarqué à la Figure 131, avant que le défaut d'isolation ne se produise, les tensions des deux pôles par rapport à la masse sont équilibrées. Dès que le défaut d'isolation se produit, la tension de la branche en défaut devient zéro. Mais le potentiel entre les deux pôles ne changera pas, donc, la tension de l'autre pôle par rapport à la masse est doublée. Par exemple, à la Figure 131, avant que le défaut d'isolation ne se produise, les deux tensions v_{cp1}, v_{cp2} sont symétriques par rapport à 0 (±135V). Lorsque le pôle positif est en défaut, sa tension par rapport à la masse (v_{cp1}) s'annule, la tension de l'autre pole (v_{cp2}) est doublée jusqu'à -270V. Ils ne sont plus équilibrés par rapport à 0.

Ensuite, comme nous l'avons constaté à la Figure 130, les allures de courant d'aller et de retour sont symétriques par rapport à la valeur de courant de la charge. On peut profiter de ce phénomène pour avoir une oscillation autour de 0. La différence entre les deux courants (i_1-i_2)

oscille autour de 0 (voir Figure 132 et Figure 133).

Plus précisément à la Figure 133, on constate que le courant différentiel de la branche en défaut d'isolation (différent du courant différentiel de la ligne dans le Chapitre V) est en opposition déphasé par rapport aux autres courants différentiels de la branche. De plus, l'amplitude du courant de la branche en défaut est plus importante que celle des branches saines.

On analyse ce phénomène de défaut d'isolation à la Figure 134. Lorsque le défaut d'isolation se produit entre le pôle positif et la masse, la tension v_{cp1} s'annule, les condensateurs en mode commun entre pôle positif et la masse se déchargent. Par conséquent, les condensateurs entre le pôle négatif et la masse se chargent pour garder le même potentiel entre deux pôles. Le courant de fuite i_f est deux fois plus important que le courant de décharge.

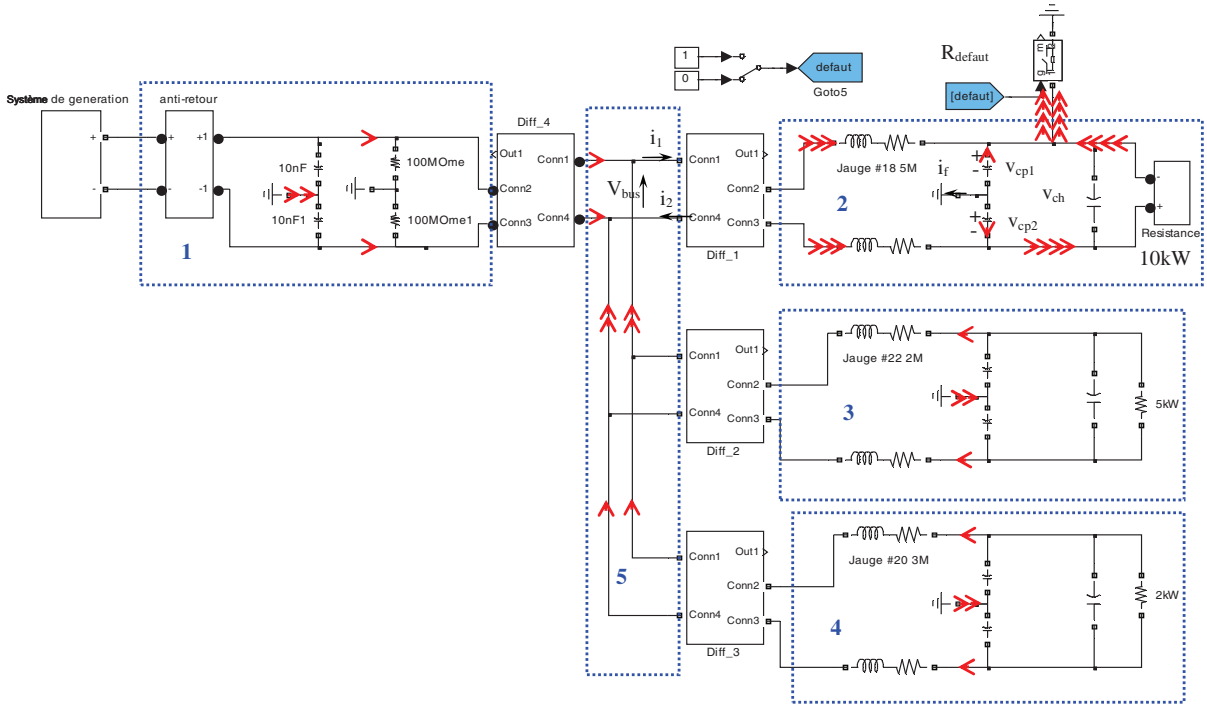


Figure 134-Analyse d'un défaut d'isolation

Comme remarqué à la Figure 134, les phénomènes de charge et décharge provoqueront des courants de même sens dans les pôles positif et négatif. Ces courants peuvent être mesurés par la mesure du courant différentiel (i_1-i_2). Ces courants sont retournés par le point de défaut. A la Figure 134, le nombre de flèche représente quantitativement la valeur de courant de charge et de décharge des condensateurs.

La phase et l'amplitude des oscillations du courant différentiel de la branche en défaut sont différentes de celles des branches saines, comme montré à la Figure 133. On peut profiter de cette caractéristique pour déterminer la branche en défaut.

Donc, on peut synthétiser le mécanisme de la sélection de la branche en défaut d'isolation :

1. Le déséquilibre des tensions de deux pôles par rapport la masse signifie qu'un défaut d'isolation se produit. Mais cette information n'est pas suffisante pour sélectionner la branche en défaut.
2. Au moment du défaut, en raison des condensateurs de mode commun et de l'inductance de câble, les courants différentiels des branches oscillent. Les sens des courants sont opposés. Les caractéristiques des courants de la branche en défaut différent des branches saines. Dans le cas contraire, le défaut se situe au niveau du bus (zone 5 à la Figure 134).
3. Une fois que la branche en défaut est identifiée, le signe d'intégration du courant montre le pôle en défaut (une valeur d'intégration positive montre le pôle positif en défaut, et vice-versa). Si le bus continu est en défaut, le pôle en défaut est au contraire de signe opposé à celui de la valeur d'intégration des autres branches (valeur d'intégration négative si le pôle positif du bus est en défaut).

VI.3.2 Amélioration de la méthode de détection d'un défaut d'isolation

VI.3.2.A Amélioration de la mesure du phénomène transitoire à haute fréquence et rapide

Pour mettre en œuvre cette méthode de détection d'un défaut d'isolation, une mesure de courant différentiel est proposée, comme indiqué à la Figure 135. Généralement, une mesure de courant dispose d'une caractéristique de bande passante limitée. Pour les signaux à haute fréquence dépassant la limite de la bande passante, la mesure du courant agit comme un filtre. Dans ce cas, l'allure du courant de défaut n'est pas facile à identifier, comme indiqué à la Figure 136(a), la courbe en pointillés bleus représente le courant original, mais après avoir passé la mesure dont la bande passante est de 16kHz, l'allure du courant n'est plus évidente à reconnaître comme le courant de défaut (courbe en trait continu rouge).

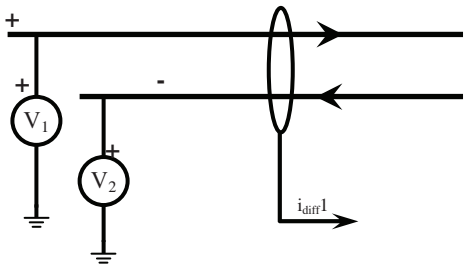


Figure 135-Dispositif de la mesure du courant différentiel

Cette méthode étant basée sur la direction du courant, la valeur de ce courant est moins importante. On peut donc envisager d'utiliser un intégrateur pour identifier le sens du courant au moment du défaut, comme montré à la Figure 136 (b). De plus, après avoir passé l'intégrateur, lors du retour au régime permanant, la valeur d'intégration va rester inchangée. Cet effet, que l'on ne retrouve pas dans une méthode utilisant une mesure directe, rend la détection du défaut plus facile.[56]

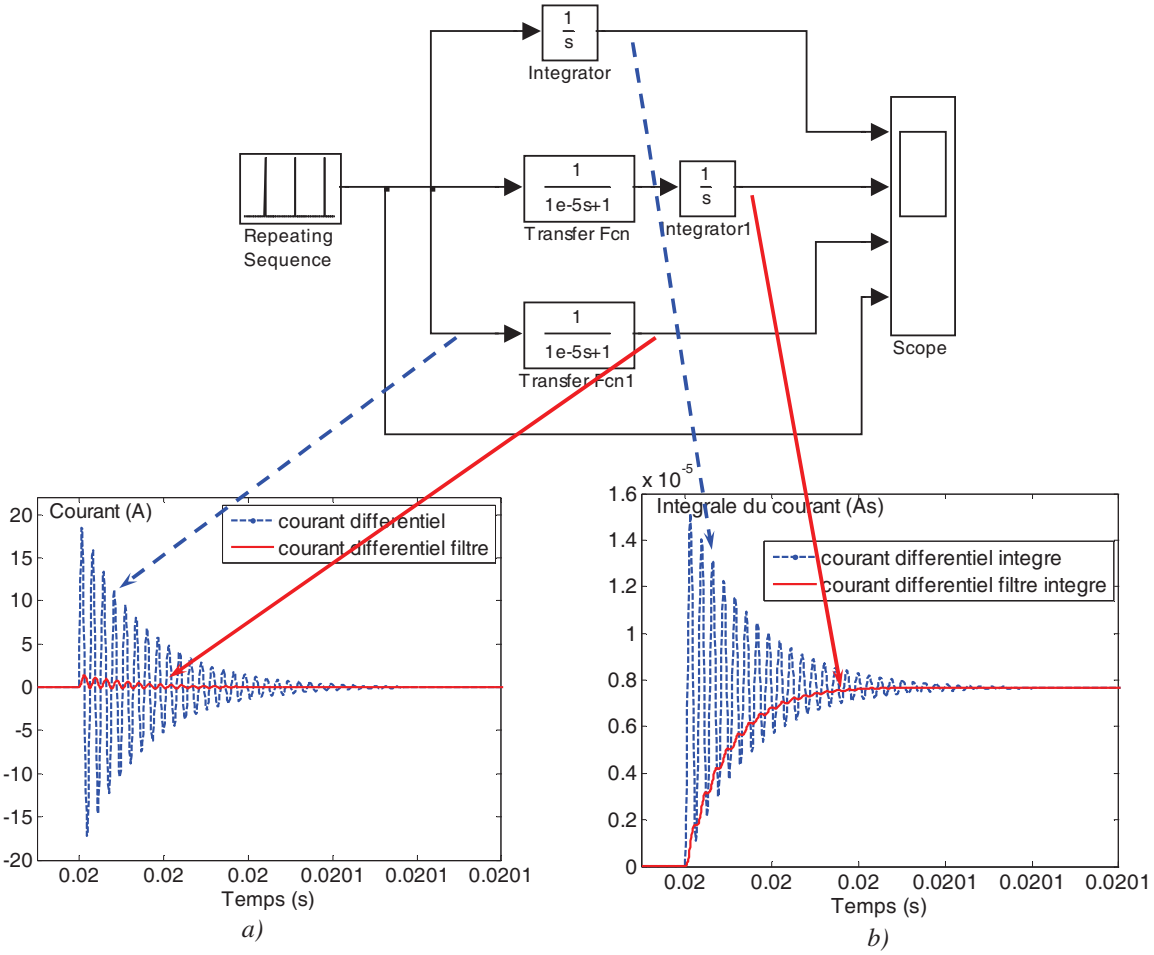


Figure 136-Comparaison d'allure de courant amont et aval du filtre et intégrateur, échelle de temps : 100µs

VI.3.2.B Amélioration pour rejeter l'influence du bruit

Dans les cas réels, il y a plusieurs types de bruit qui peuvent perturber la protection. Ces types de bruit comprennent : l'erreur de mesure (±0.2%~±1%), les bruits blancs, les perturbations CEM, la fuite de courant (gamme du µA à mA), …etc.

Dans l'environnement perturbé, si on utilise seulement un intégrateur, l'allure du courant intégré sera perturbé et donc ne sera plus reconnu.

La Figure 137, montre une simulation de cette méthode de détection, en présence de perturbations ; les conditions de simulations sont listées ci-dessous :

Moment du défaut d'isolation : 0.02s

Amplitude maximale de bruit blanc : ±0.5A

Précision de mesure : 1%

Calibre de mesure de courant : 20A

Bande passante du dispositif de mesure : 16kHz

Dans ce cas là, le courant de défaut est beaucoup plus amorti par rapport au bruit (Figure 137 *b)*). Si on utilise un intégrateur simple pour intégrer le courant de défaut, le signal ne sera pas reconnu pour identifier le défaut parce que le rapport signal sur bruit est diminué à cause de la mesure (un filtre équivalent).

Même si la valeur de bruit est aléatoire, statistiquement, celui-ci est autour de l'axe zéro. L'intégration du bruit ne s'écarte pas beaucoup de l'axe zéro. Par contre, le courant de défaut n'est pas symétrique par rapport zéro (Figure 137 *b)*). Donc, on peut profiter de cette caractéristique pour diminuer l'effet de bruit.

Un intégrateur réinitialisé périodiquement est envisagé. L'intégrateur commence la réinitialisation périodique à l'instant du défaut d'isolation (0.02s dans l'exemple, peut être identifié par le moment de déséquilibre de tension). La Figure 137 *a)* montre le vrai courant perturbé. La Figure 137 *b)* présente le courant mesuré qui prend en compte la bande passante et la précision de mesure. Le résultat issu de cet intégrateur est montré à la Figure 137 *d)* et *f)*. Le courant de défaut perturbé est reconnu par cette méthode de détection. La Figure 137 *c)* et *e)* est le résultat issu d'un intégrateur simple, au moment de défaut, l'allure du courant intégré n'est pas particulièrement différente de ce qu'elle est à d'autres moments. Il est difficile d'identifier le moment de défaut.

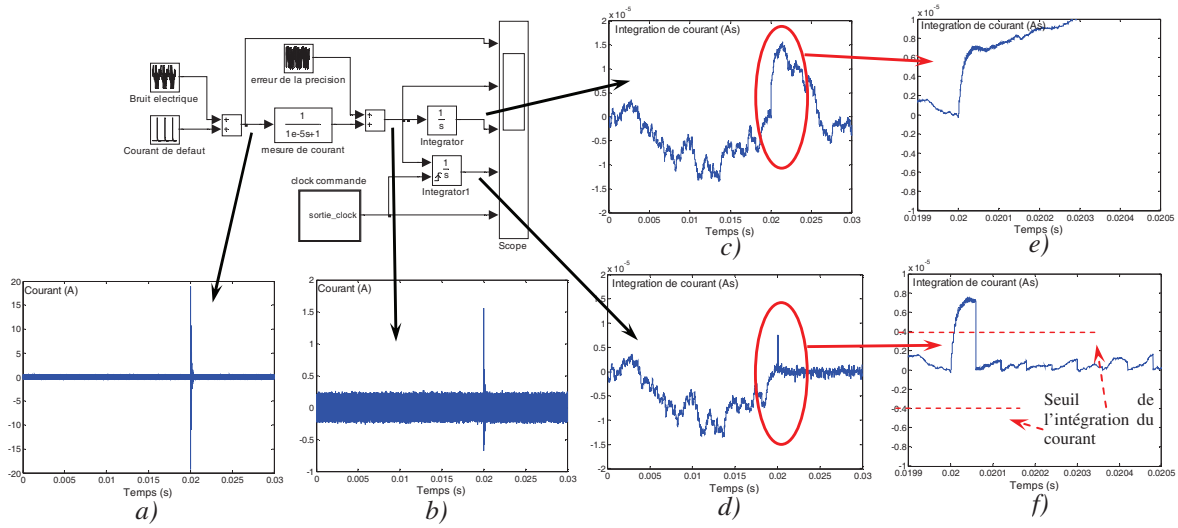


Figure 137-Comparaison des résultats de différents intégrateurs (avec et sans réinitialisation) dans l'environnement perturbé, échelle de temps : 30ms et 600µs

VI.3.3 Etude les influences des paramètres de composant

Comme cette méthode est destinée à mesurer un phénomène rapide et à haute fréquence, les paramètres de composants qui se présentent dans cette méthode sont importants (par exemple la mesure de courant, l'intégrateur, …etc.). Dans cette partie, on va étudier l'influence de différents paramètres de composant. La bande passante de mesure, la précision de mesure, la fréquence d'échantillonnage, la fréquence de réinitialisation de l'intégrateur.

VI.3.3.A Influence de la bande passante de la mesure du courant différentiel

Comme expliqué précédemment, la mesure du courant différentiel agit comme un filtre passe bas. Pour mesurer le courant de défaut directement, la bande passante est importante. Grace à l'intégrateur, l'influence de la bande passante est moindre.

La Figure 138 montre la comparaison de différentes bandes passantes de mesure de courant. On applique la bande passante de la mesure de courant à 160kHz, 16kHz et 1.6kHz (constante de temps équivalente à un filtre de 1µs, 10µs et 100µs). Les autres conditions de simulation sont listées ci-dessous :

Moment de défaut d'isolation : 0.02s

Amplitude maximale de bruit blanc : ±0.5A

Précision de mesure : 1%

Calibre de mesure de courant : 20A

Période de réinitialisation de l'intégrateur : 60µs

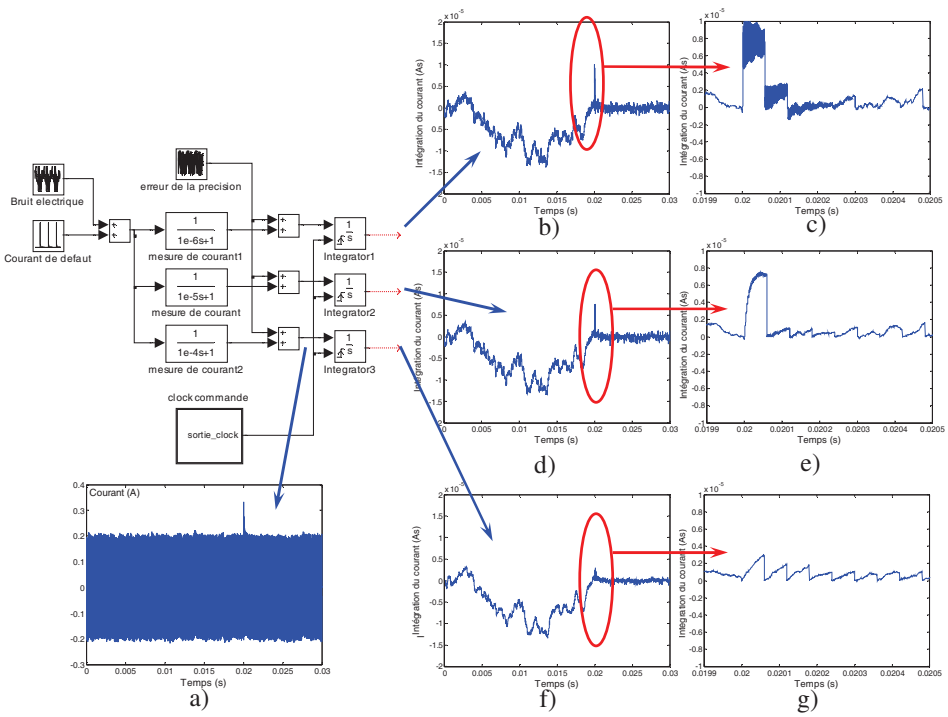


Figure 138-Comparaison des résultats de bandes passantes de mesure à 160kHz, 16kHz et 1.6kHz dans l'ambiance perturbée, échelle de temps : 30ms et 600µs

Les Figure 138 *b)* et *c)* sont le résultat pour 160kHz, Figure 138 *d)* et *e)* pour 16kHz, Figure 138 *f)* et *g)* pour 1.6kHz. On constate que dans le cas de la bande passante de mesure à 1.6kHz, le résultat est moins évident à distinguer. C'est parce que le filtre augmente le temps de monter de l'intégration du courant de défaut, alors que la période de réinitialisation de l'intégrateur est plus rapide que ce temps de montée. Le courant de défaut n'est donc pas assez intégré avant d'être réinitialisé.

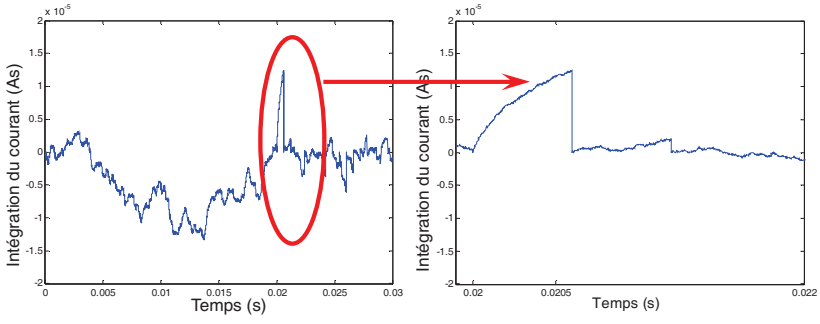


Figure 139-Influence de la période de réinitialisation de l'intégrateur (600µs), échelle de temps : 30ms et 2.1ms

Pour améliorer la performance dans le cas de la bande passante à 1.6kHz, on peut envisager d'augmenter la période de réinitialisation de l'intégrateur comme indiqué à la Figure 139.

Comme la perturbation de précision n'est pas filtrée, qu'elle est différente du bruit blanc,

l'amplitude de la perturbation de précision n'est pas amortie. Cela diminue le rapport signal sur bruit, l'information de défaut est alors plus difficile à distinguer (Figure 138 *a)*). Comme on peut le constater à la Figure 139, on augmente la période de réinitialisation de l'intégrateur, mais les bruits sont aussi intégrés. La valeur d'intégration du courant dans le cas sans défaut est plus importante qu'à la Figure 138.

VI.3.3.B L'influence de la précision de la mesure de courant différentiel

On a déjà évoqué plus ou moins l'influence de la précision de mesure du courant différentiel. Elle est considérée comme une perturbation non filtrée, donc, la précision influence directement le résultat de la détection du défaut.

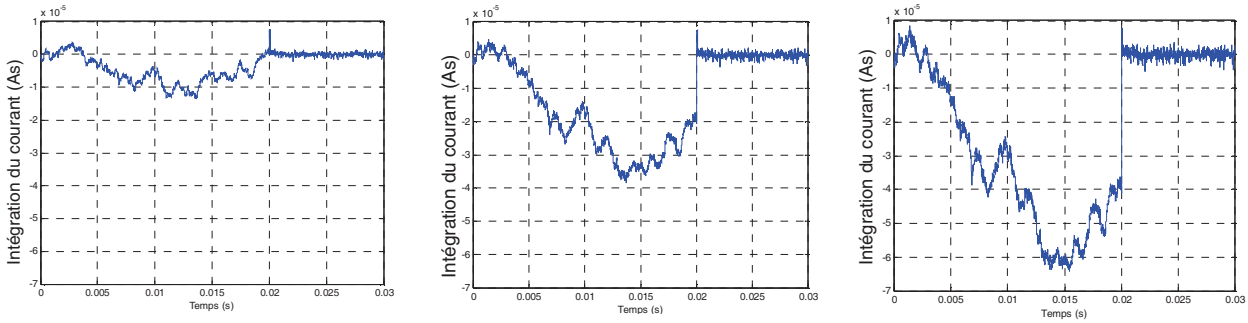
On va tester trois catégories de précision de la mesure : 1%, 3% et 5% pour simuler différentes classes de l'appareil de mesure. Les autres conditions de simulation sont listées ci-dessous:

Moment du défaut d'isolation : 0.02s

Amplitude maximale du bruit blanc : ±0.5A

Bande passante de la mesure : 16kHz

Calibre de la mesure du courant : 20A



a) 1% b) 3% c) 5%

Figure 140-Influence de différentes précisions de mesure du courant différentiel

On constate que, plus la précision diminue, plus le bruit est important : Le rapport signal sur bruit d'intégration de courant diminue. Mais dans le cas de la précision à 5%, l'intégration du courant de défaut est quand même perceptible.

Comme constaté à la Figure 138, l'amplitude d'intégration issue d'une mesure de bande passante plus large est plus importante. Car la perturbation de la précision ne change pas la valeur maximale d'intégration du courant de défaut. Si on utilise une mesure de bande passante plus large (160kHz par exemple), la capacité à rejeter les perturbations est plus élevée, cette

méthode est plus robuste.

VI.3.3.C L'influence de la fréquence d'échantillonnage de numérisation

Pour programmer la protection, la mesure doit être numérisée sous une certaine fréquence d'échantillonnage. Au cours de cette partie, nous allons étudier l'influence de cette fréquence d'échantillonnage sur la mesure directe du courant et l'intégrale du courant.

On va tester trois fréquences d'échantillonnage de l'étage de conversion analogique-numérique : 10MHz, 1MHz, 100kHZ (la fréquence du phénomène transitoire est dans la gamme de 500kHz, voir Figure 136). Les autres conditions de simulation sont listées ci-dessous:

Moment du défaut d'isolation : 0.02s

Amplitude maximale du bruit blanc : ±0.5A

Précision de la mesure : 1%

Calibre de mesure de courant : 20A

Bande passante de la mesure : 16kHz

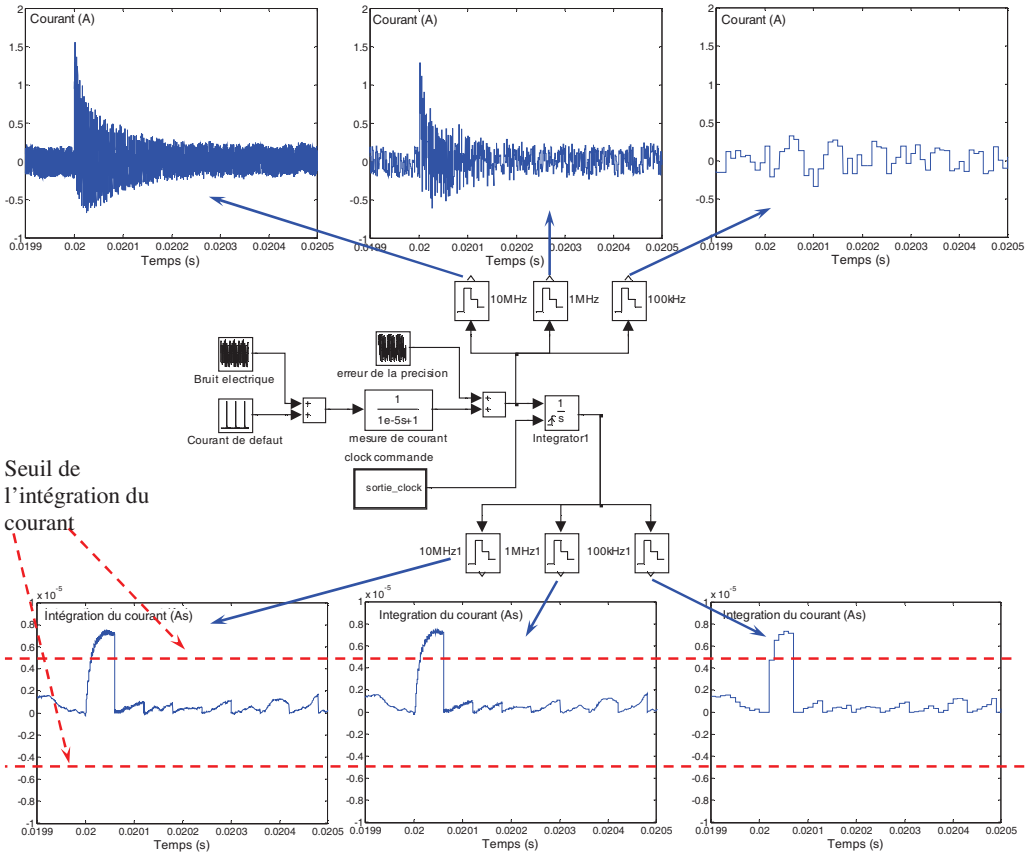


Figure 141-Influence de différentes fréquences d'échantillonnage de numérisation

A la Figure 141, les courbes du haut sont les courants numérisés pour les trois fréquences envisagées. Une fréquence d'échantillonnage trop faible déforme le courant obtenu. Normalement si la fréquence d'échantillonnage est inférieure à la fréquence d'oscillation du courant de défaut, l'allure échantillonnée du courant ne peut pas être retenue.

Les courbes en bas de la Figure 141 montrent le résultat d'intégration du courant pour les différentes fréquences d'échantillonnage. On constate que même si il y a des distorsions de l'allure de l'intégration du courant à cause de la période d'échantillonnage plus longue, la valeur maximale de l'intégration est bien conservée. Parce qu'il n'y a plus d'oscillation en haute fréquence et rapide comme le courant de défaut. Une valeur seuil peut être définie pour distinguer le courant de défaut.

Donc, l'intégrateur présente l'avantage d'être insensible à la fréquence d'échantillonnage. Par contre, pour s'assurer d'intégrer tout le courant de défaut, il faut utiliser un intégrateur analogique. En effet, un intégrateur numérique pose le même problème lié à la fréquence d'échantillonnage, que celui évoqué précédemment.

VI.3.3.D Influence de la période de réinitialisation de l'intégrateur

Comme cela a été évoqué dans la partie VI.3.3.A, la période de réinitialisation de l'intégrateur est un paramètre important qui influence le résultat d'intégration.

La Figure 142 montre les résultats pour trois gammes de période de réinitialisation : *a)* 10µs, *b)* 60µs et *c)* 120µs. Les autres conditions de simulation sont listées ci-dessous:

Amplitude maximale du bruit blanc : ±0.5A

Précision de la mesure : 1%

Calibre de mesure du courant : 20A

Bande passante de la mesure : 16kHz

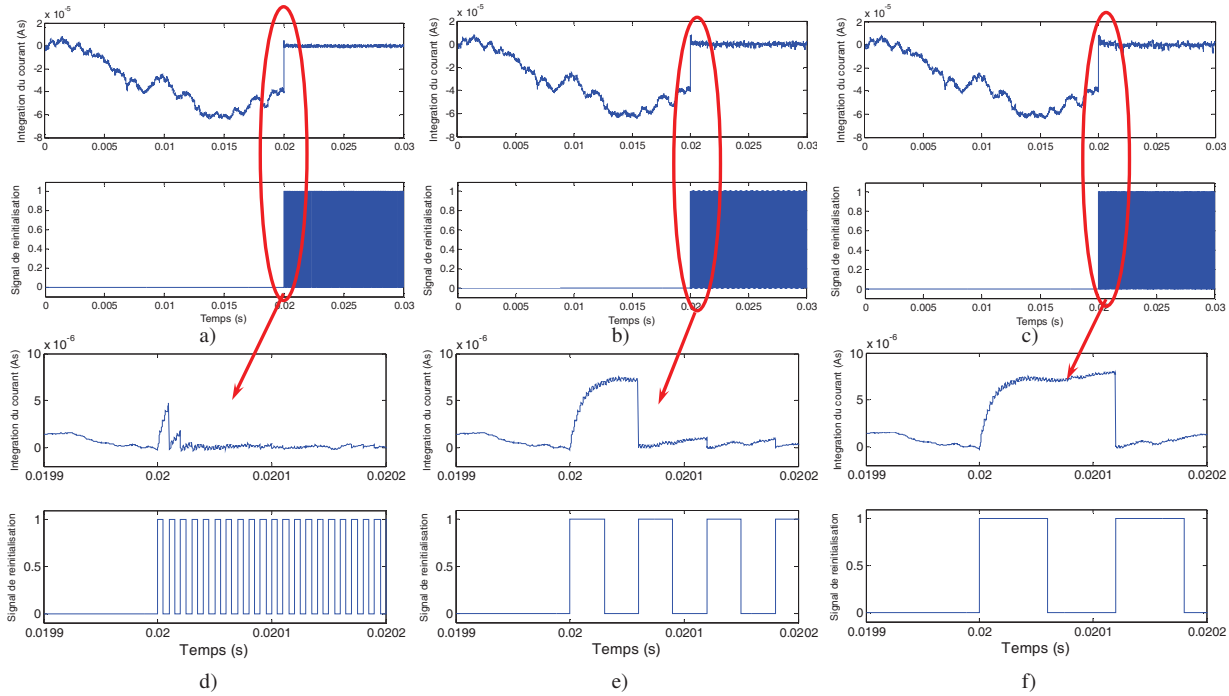


Figure 142-L'influence de différentes périodes de réinitialisation

Selon ces résultats, on constate que :

1. Si la période de réinitialisation est plus courte (10µs) que le temps de réponse de la mesure (bande passante à 16kHz, soit temps de réponse à 30µs), le courant de défaut ne peut pas être totalement intégré. La valeur d'intégration est moins importante que dans les autres cas. D'ailleurs, la valeur maximale du bruit est moins importante aussi. De toute façon, la valeur absolue ne sert qu'à distinguer l'allure du courant de défaut du bruit. C'est le signe de l'intégration qui est le plus important pour sélectionner la branche en défaut.
2. Si la période de réinitialisation est beaucoup plus longue (120µs) par rapport au temps de réponse de la mesure (16kHz, 30µs), la valeur d'intégration n'est pas augmentée par rapport à celle du cas à 60µs, parce que la durée du phénomène transitoire de courant de défaut est courte (66µs, voir Figure 136 *a)*) par rapport la période de réinitialisation. Ce prolongement de la durée d'intégration ne contribue pas à intégrer plus de courant de défaut. Par ailleurs, le bruit sera plus intégré, la valeur maximale de bruit sera plus importante par rapport aux autre cas (10µs et 60µs). Ce phénomène peut être retrouvé à la Figure 142 *c)*.
3. La période de réinitialisation doit correspondre à la durée du phénomène transitoire du courant de défaut et au temps de réponse (bande passante) de la mesure. Elle doit être supérieure au temps de réponse de la mesure et la plus proche de la durée du phénomène transitoire du courant de défaut. Dans les résultats de simulation, le cas

de 60µs apparaît bien comme un bon compromis. Il intègre la plupart du courant de défaut, maximise la valeur d'intégration, mais l'intégration du bruit est limitée.

4. Il faut noter que l'instant où débute l'intégration est important aussi. L'intégrateur doit commencer à intégrer le courant du défaut au moment du défaut. Donc, le déséquilibre de tension sert à synchroniser les intégrateurs pour qu'ils intègrent au bon moment.

VI.3.4 Mise en œuvre de la détection d'un défaut d'isolation

VI.3.4.A Dispositif et processus de détection

Dans cette partie, on va préciser la mise en œuvre et le processus de cette méthode de détection d'un défaut d'isolation.

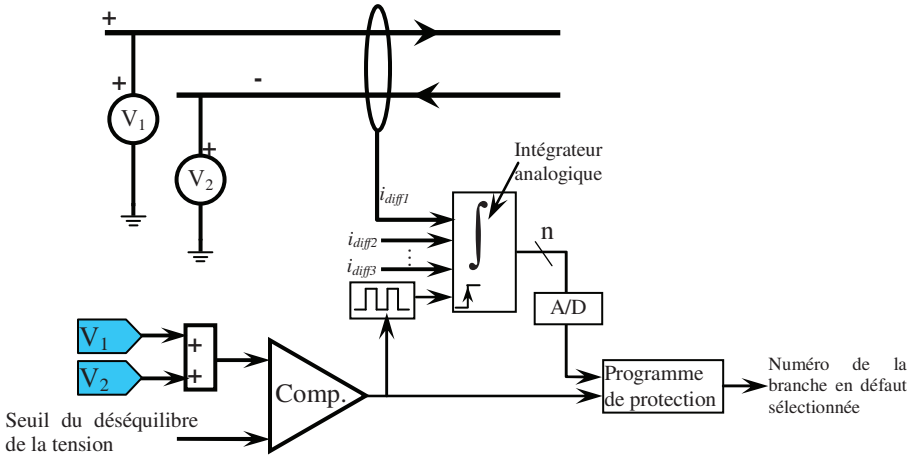


Figure 143-Mise en œuvre de la protection de défaut d'isolation

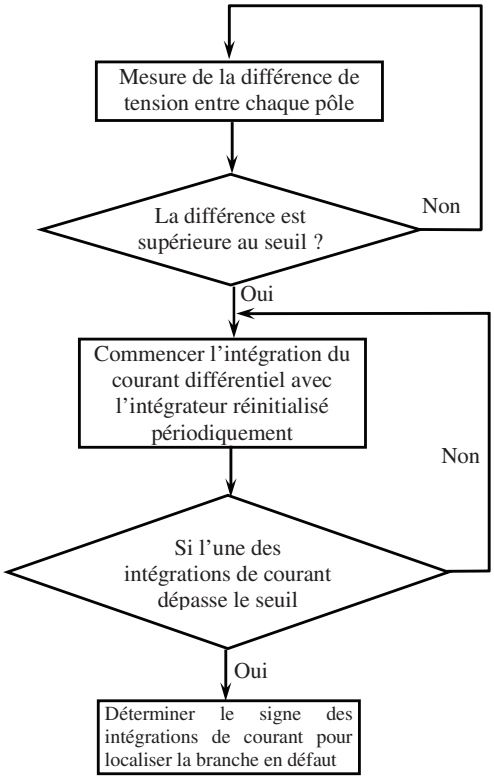


Figure 144-Organigramme du processus de la détection d'un défaut d'isolation

La Figure 143 montre le couplage des dispositifs et la Figure 144 montre l'organigramme du processus de détection d'un défaut d'isolation. La détection du déséquilibre de tension sert à synchroniser les intégrateurs pour commencer l'intégration à l'instant du défaut.

VI.3.4.B Résultat de simulation sous MATLAB/Simulink

L'intérêt d'utiliser MATLAB/Simulink est de valider le principe et l'étude théorique de cette méthode. Un défaut d'isolation sur plusieurs endroits du réseau va être simulé.

Les conditions de simulation et les paramètres des composants sont listés ci-dessous :

Moment du défaut d'isolation : 0.02s

Amplitude maximale de bruit blanc : ±0.5A

Précision de mesure : 1%

Calibre de mesure de courant : 20A

Bande passante de la mesure : 16kHz

Période de réinitialisation de l'intégrateur : 60µs

On a simulé 3 cas de défaut d'isolation: zone 2, pôle positif ; zone 1, pôle négatif et zone 5, pôle positif (pour la définition des zones, voir Figure 126 et Figure 134), le choix de ce point de défaut est pour essayer de produire le défaut d'isolation à tous les points possibles (charge, source, bus continu). Les résultats sont montrés de la Figure 145 à la Figure 147.

Comme synthétisé au VI.3.1, la règle pour choisir la branche en défaut proposée par cette méthode est : la branche qui a l'intégration de courant différentiel différent que les autres branches est la branche en défaut. Si les signes d'intégration de courant différentiel sont identiques au moment du défaut, c'est le bus continu qui est en défaut. On va analyser ces résultats selon cette règle.

Au 0.02s, lorsque les tensions de deux pôles par rapport à la masse sont déséquilibrées (Figure 131), le système commence à intégrer le courant différentiel. Lorsqu'une des intégrations de courant différentiel dépasse le seuil de détection (2μAs), on est assuré que l'intégration de courant résulte du courant de défaut, et non du bruit et de l'incertitude de la mesure. A ce moment là, les signes des intégrations de courant sont comparés.

A la Figure 145, comme la valeur d'intégration de la branche 2 est différent des autres, on peut décider que la branche 2 est en défaut. La valeur d'intégration montre que le pôle positif est en défaut.

Selon le même principe, on peut analyser la Figure 146. Le signe d'intégration de la branche 1 est différent des autres, donc la branche 1 est en défaut. Le signe d'intégration montre que le pôle en défaut est le pôle négatif.

Pour la Figure 147, comme les valeurs d'intégration sont identiques, selon la règle, c'est la zone 5 (Figure 134), soit la partie du bus continu, qui est en défaut. Le pôle en défaut est contraire au signe de la valeur d'intégration de chaque branche, c'est-à-dire que le pôle positif est en défaut.

Les résultats de simulation sont cohérents par rapport aux points de défaut choisis. Ils montrent que cette méthode de détection peut sélectionner la branche ayant un défaut d'isolation.

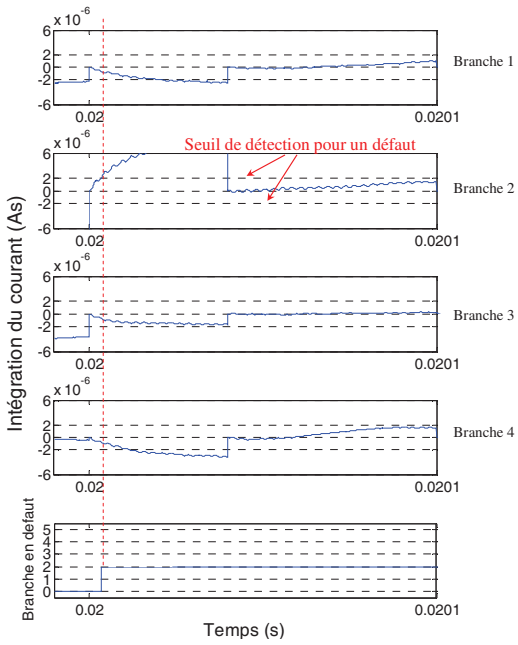


Figure 145-Résultat de la détection de défaut, cas de défaut : zone 2, pôle +

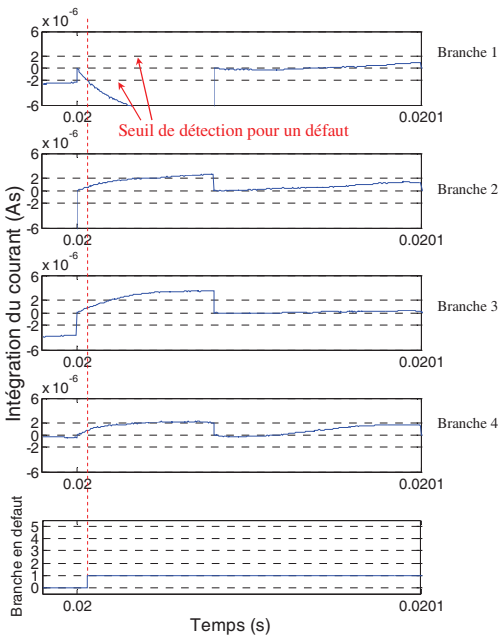


Figure 146-Résultat de la détection de défaut, cas de défaut : zone 1, pôle -

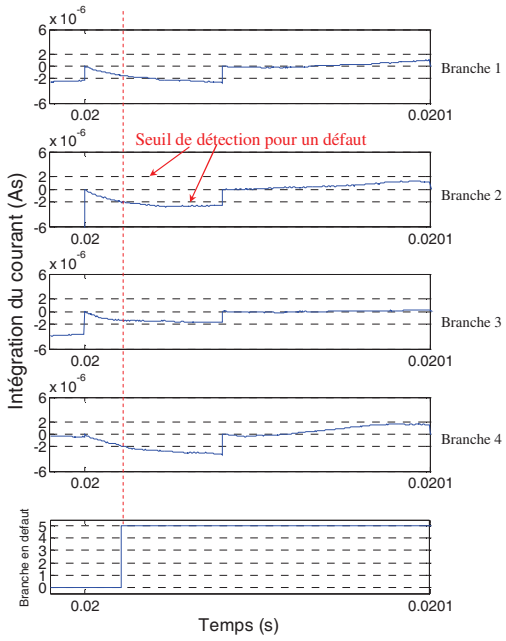


Figure 147-Résultat de la détection de défaut, cas de défaut : zone 5, pôle +

VI.4 Conception et validation d'un dispositif de détection sous Saber

VI.4.1 Intérêt du logiciel Saber pour valider cette méthode

Saber est un outil de simulation puissant. Il supporte le modèle d'un système complexe avec signaux mixtes, multi-niveau et multi-domaine. Grâce à l'algorithme de simulation performant, le temps de simulation est rapide mais garde la précision des résultats de simulation.

Grâce à ses caractéristiques, le composant peut être simulé plus finement sous Saber, et le résultat est ainsi proche de la réalité.

Notre démarche consiste à concevoir le système en simulation, avec les composants réels, afin de montrer que cette méthode est réalisable, en donnant les résultats escomptés. Une telle étape devrait permettre une meilleure anticipation des difficultés liées à une éventuelle phase de validation expérimentale.

VI.4.2 Conception sous Saber

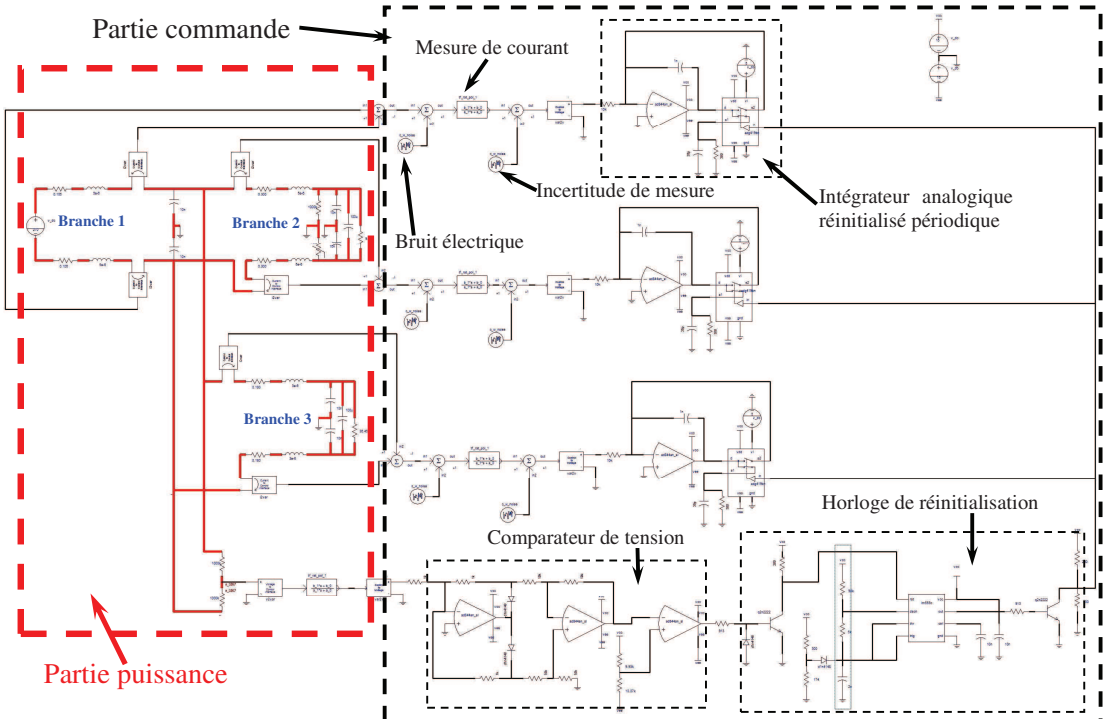


Figure 148-Conception de la détection du défaut d'isolation sous Saber

La Figure 148 montre la conception de la détection du défaut d'isolation sous Saber. La partie encadrée en rouge pointillé est le circuit puissance. Il y a deux charges résistives. Les puissances de charges sont de 8kW et 2kW respectivement.

La partie encadrée en noir pointillé est le circuit commande. Il s'agit de quatre circuits, trois circuits servent à mesurer et intégrer le courant différentiel des deux branches, un circuit sert à mesurer l'équilibre de tension et créer le signal de réinitialisation de l'intégrateur.

VI.4.3 Validation de cette conception

Dans cette partie, en profitant de la bibliothèque de composants disponibles sous Saber, nous allons valider la conception décrite dans la partie précédente, afin de montrer que cette méthode de détection d'un défaut d'isolation est réalisable. Comme pour la simulation sous Matlab/Simulink, on varie brutalement la résistance d'isolation dans une branche pour simuler un défaut d'isolation. Contrairement à la simulation sous Matlab/Simulink, dans la partie de détection de défaut, au lieu d'utiliser des modèles mathématiques idéaux, les modèles des composants issus de bibliothèques, de type amplificateur, condensateur, résistance, sont utilisés pour construire l'intégrateur, le comparateur, l'horloge de réinitialisation, …etc. Les comportements des composants pour cette conception sont ainsi plus réalistes.

Les conditions de cette validation sont :

Amplitude maximale de bruit blanc : ±0.5A

Précision de mesure : 1%

Calibre de mesure de courant : 20A

Bande passante de la mesure : 16kHz

Période de réinitialisation de l'intégrateur : 139µs

On a simulé un réseau DC qui comporte une source et deux charges comme montré à la Figure 148. La branche 1 est la branche de source, les branche 2 et 3 sont les charges résistives à 8kW et 2kW respectivement. On simule un défaut d'isolation sur le pôle négatif de la branche 2 à 500µs, en changeant la valeur de la résistance d'isolement.

La Figure 149 représente les allures du courant mesuré, de la résistance d'isolation, des intégrations de courants, du déséquilibre de tension et le signal de réinitialisation de l'intégrateur.

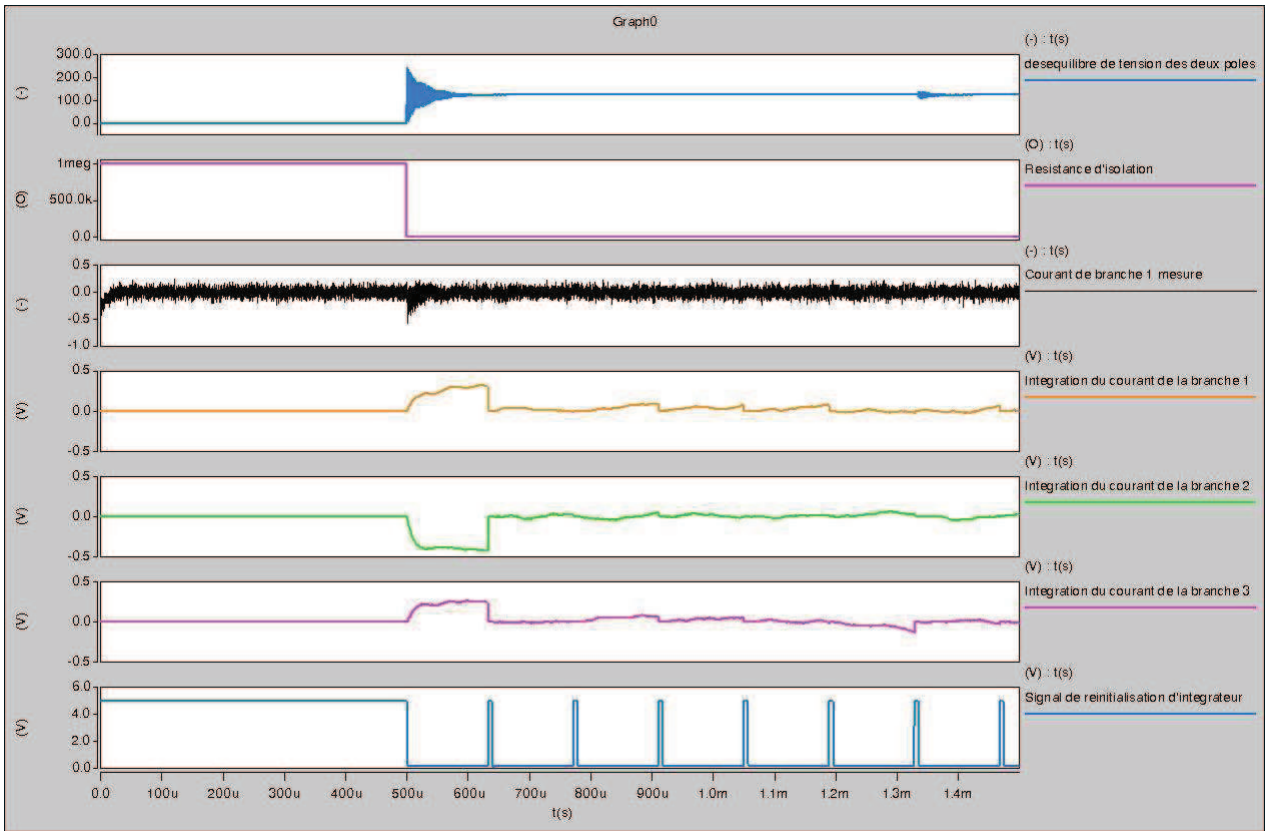


Figure 149-Résultat de la validation sous Saber

A 500µs, la résistance d'isolation du pôle négatif de la branche 2 est diminuée brutalement pour simuler un défaut d'isolation. On constate que les tensions de deux pôles ne sont plus équilibrées (la différence de deux tensions augmente – cf. première courbe). Cette augmentation du déséquilibre des tensions enclenche l'horloge de réinitialisation pour permettre à l'intégrateur une mise à zéro périodique (cf. dernière courbe).

La troisième courbe est une des mesures de courant différentiel. A cause de la limite de bande passante, du bruit et de l'incertitude de la mesure, le courant de défaut est difficile à reconnaître pour identifier la branche en défaut. Ici seul un exemple est montré, les autres branches aura la même difficulté.

Les quatrième, cinquième et sixième courbes sont les intégrations des courants différentiels des branche 1, branche 2 et branche 3 respectivement. On constate qu'en utilisant les intégrateurs, les influences du bruit et de la bande passante sont beaucoup diminuées dans les intégrations des courants de défaut. Comme le résultat de l'intégration garde le sens du courant de défaut au premier moment, on peut distinguer facilement la branche en défaut en utilisant la règle montrée au VI.3.1.

Dans cet exemple, on trouve que le sens du courant de la branche 2 est différent de celui des autres branches. On peut donc dire que c'est la branche 2 qui est en défaut. En plus, l'intégration du courant de la branche 2 est négative, on peut donc aussi déterminer que c'est le pôle négatif

qui est en défaut d'isolation. Ces conclusions sont cohérentes avec le cas simulé.

Grâce à cette conception et à la validation sous Saber, il pourrait être envisagé de réaliser une maquette d'essai, afin de poursuivre la validation entamée.

VI.5 Conclusion

Les phénomènes transitoires qui se produisent lors d'un défaut d'isolation dans le réseau continu sont de courte durée (au niveau de 10µs à 100µs) et à haute fréquence. Ce temps court en rend d'autant plus difficile la mesure et la détection. La méthode que nous proposons repose sur l'intégration du courant pour mesurer indirectement le courant de défaut.

L'utilisation d'intégrateurs présente certains avantages parmi lesquels :

1. La robustesse dans la capacité à rejeter le bruit.
2. L'augmentation de l'insensibilité à la bande passante, à la précision de mesure et à la fréquence d'échantillonnage de numérisation. Cette méthode est plus réalisable.
3. La sélection de la branche en défaut est basée sur un critère de direction de courant, cela dépend moins de la précision des composants. C'est aussi une preuve de la robustesse de cette méthode.

Le principe de cette méthode est validé sous Matlab/Simulink. Avant de passer à la phase de validation expérimentale, un dispositif modélisé à l'aide de composants réalistes est effectué sous Saber. Les résultats semblent prouver l'intérêt de cette méthode.

Conclusion Générale

L'évolution vers des systèmes toujours plus électriques concerne tous les moyens de transport. En particulier, les prochaines générations d'avions commerciaux. Cette tendance, amorcée avec l'Airbus A380 et le Boeing 787, devrait se poursuivre et s'amplifier. Un avion de constitution plus électrique, où l'axe de transmission principal de puissance de nature électrique se substituerait, au moins en partie, aux axes de types pneumatique, hydraulique et mécanique, pourrait être source d'amélioration au regard de critères écologiques et économiques (gain en masse, accroissement de l'efficacité énergétique, réduction des coûts de maintenance, etc.).

Le développement de réseaux électriques locaux, de type continu à échange d'énergie, pourrait favoriser cette démarche. Des sources locales de production d'électricité, des charges bidirectionnelles en puissance, ainsi que des systèmes de stockage d'énergie et de dissipation, seraient alors interconnectés par un bus continu de tension, associés à des protections électriques adaptées.

Cette thèse est consacrée à l'étude de ce type de réseau à échanges d'énergie suivant deux axes : réseau sain et réseau en défaut.

Dans l'étude du réseau sain, deux aspects ont été abordés : stratégies de gestion énergétique et l'étude de la stabilité. Dans l'étude du réseau en défaut, deux aspects ont aussi été abordés : l'étude du défaut de court-circuit et l'étude du défaut d'isolation.

A cause de l'unidirectionnalité de la source principale, le réacteur d'avion, l'énergie régénérée par les charges bidirectionnelle est actuellement dissipée dans une résistance de freinage associée. Sinon, l'énergie en surplus va être stockée dans les condensateurs associés avec les convertisseurs, ce quoi provoque une surtension du bus continu. Afin d'augmenter l'efficacité globale de ce système en diminuant l'énergie dissipée, et en considérant l'équilibre entre puissance fournie et récupérée, une solution basée sur un système hybride de stockage et de dissipation est proposée. Plusieurs stratégies de gestion énergétique pour contrôler ce système hybride sont proposées, simulées, comparées et validées expérimentalement. Des stratégies multi objectif effectuées par logique floue permettent d'atteindre plusieurs objectifs. Ces stratégies sont comparées selon des critères de comparaison qui correspondent aux objectifs envisagés. Les validations expérimentales montrent la faisabilité de ces stratégies en temps réel et valident les résultats obtenu en simulations.

Dans un réseau continu, chaque équipement est conçu individuellement, afin de fonctionner

de façon stable autour de son point de fonctionnement. Mais lorsque les équipements sont interconnectés par un réseau, le problème de stabilité devient plus compliqué. L'effet d'interconnexion peut probablement dégrader la stabilité. Dans cette thèse, on a discuté du problème de la stabilité dans un réseau continu interconnecté. Une méthode pour analyser la stabilité de systèmes interconnectés est appliquée. Deux modèles de charge sont modélisés et les différents comportements de stabilité de ces modèles de charges dus aux différentes réponses fréquentielles de charges sont analysés. Ces modèles et la simulation basée sur ces modèles valident cette méthode d'analyse. En plus, le réseau intégrant la solution de système hybride qu'on a proposée dans le Chapitre III est testé en appliquant cette méthode d'analyse. Cette analyse montre que le système hybride et sa stratégie de gestion énergétique peuvent contribuer à l'augmentation de la stabilité dans un réseau interconnecté.

Le deuxième axe d'étude est le réseau en défaut. Cet axe d'étude est séparé en deux parties : défaut de court-circuit et défaut d'isolation.

Dans le cas d'un défaut de court-circuit, à cause de la bidirectionnalité du réseau d'échange d'énergie, la protection sera réétudiée. Selon le résultat de la simulation, la protection conventionnelle, protection thermique i^2t, n'est pas assez rapide pour protéger le réseau dans le cas de défaut de court-circuit, parce que la bidirectionnalité du réseau permet des courants inversés qui peuvent influencer les branches saines dans le cas de défaut (par exemple, ouverture intempestive de contacteur de la branche saine à cause du déchargement des condensateurs aux bornes des convertisseurs des charges, lorsque la tension de bus chute dans le cas de défaut de court-circuit).

Plusieurs solutions de protection ont été proposées dans cette thèse. Une protection différentielle qui permet de détecter le défaut de court-circuit le plus rapide possible, une protection de chute de tension qui permet de se protéger du déchargement des condensateurs des branches saines et une protection de surtension sont combinées avec la protection conventionnelle, protection thermique i^2t, pour protéger correctement le réseau dans le cas de défaut de court-circuit (il n'y aura plus de déclenchement intempestif du contacteur de la branche saine). Des résultats de simulation ont validé ces propositions de solutions.

Le deuxième aspect de l'étude du réseau en défaut est le défaut d'isolation. Dans un réseau continu d'étude, les pôles positif et négatif sont isolés par rapport à la masse. Lorsqu'un défaut d'isolation se produit entre un pôle et la masse, il n'y aura pas de mauvaise conséquence. Mais, si le défaut n'a pas été localisé, lorsque le deuxième défaut d'isolation arrive, un défaut de court-circuit se produit. Donc, le premier défaut d'isolation doit être localisé et éliminé dès que possible. Comme le défaut d'isolation ne provoque pas de mauvaises conséquences, la détection

de ce type de défaut est difficile. Il y a des méthodes pour détecter et localiser le défaut d'isolation, mais ces méthodes ne conviennent pas pour le domaine aéronautique (ouverture de branche saine intempestive ou injection des perturbations).

Une nouvelle méthode pour détecter un défaut d'isolation est proposée dans cette thèse. Cette méthode évite d'ouvrir la branche saine de façon intempestive et d'injecter des perturbations. Le phénomène transitoire de défaut d'isolation est analysé dans cette méthode et le sens du courant transitoire est utilisé pour détecter la branche en défaut.

Afin que cette méthode soit plus robuste dans la réalité, des dispositifs pour rejeter les perturbations d'ambiance sont conçus. Le principe de cette méthode et la façon de rejeter les perturbations sont validés sous Matlab/Simulink.

Avant de passer à la validation expérimentale, un outil de simulation est utilisé : Saber, un outil de simulation qui permet de simuler les caractéristiques de composants réels, a été utilisé pour cela. La conception sous Saber avec les modèles de composants réels a été réalisée. La simulation sous Saber a validé la faisabilité de cette méthode de détection.

Cette thèse a étudié plusieurs aspects d'un réseau continu à échanges d'énergie. La gestion énergétique de flux de puissance bidirectionnelle, la stabilité d'un réseau interconnecté, la protection contre le défaut de court-circuit et la protection pour détecter le défaut d'isolation. Grâce à l'évolution de l'électronique de puissance et des systèmes de stockage, un réseau continu bidirectionnel est de plus en plus appliqué dans d'autres domaines d'applications, tels que les véhicules électriques ou hybrides, les systèmes ferroviaires, …etc.

Dans les futurs travaux, plusieurs axes pourraient être développés.

En ce qui concerne la gestion énergétique, l'étude de l'implantation des systèmes de stockage et de dissipation, leur mutualisation ou non, pourrait être menée. L'association de différentes technologies de stockage, offrant des dynamiques et autres caractéristiques différentes, devrait être approfondie. La généralisation de la méthodologie proposée pour le développement de stratégies de supervision énergétique est également un axe à développer, tout comme l'influence de ces stratégies sur le dimensionnement des différents systèmes interconnectés. La recherche d'une optimisation des paramètres des superviseurs à logique floue développés dans cette thèse sera poursuivie. Le perfectionnement des indicateurs proposés, comme le développement de nouveaux, devra être entrepris également, toujours en correspondance avec les objectifs que cherchent à atteindre les stratégies développées. Ainsi, par exemple, il pourrait être utile de mettre en place un indicateur informant sur la capacité du stockage, selon les différentes fonctions que l'on peut lui demander de tenir.

Concernant la stabilité, une mesure d'impédance en ligne peut être envisagée afin de réaliser un ajusteur d'impédance pour assurer la marge de la stabilité du système en temps réel.

Concernant l'étude en défaut du réseau, on peut envisager de valider expérimentalement la solution proposée pour détecter et sélectionner la branche en défaut d'isolation. D'autres types de défauts pourraient aussi être considérés. Par exemple étudier l'impact d'un défaut d'un convertisseur qui alimente un moteur.

Références

[1] Langlois, O.; Foch, E.; Roboam, X. & H.Piquet "De l'avion plus électrique à l'avion tout électrique : état de l'art et prospective sur les réseaux de bord " *Journées 2004 de la section électrotechnique du club EEA*, 18-19 mars 2004, Cergy-Pontoise, France

[2] Cloyd, J.S. "Status of the united states air force's more electric aircraft initiative" *Aerospace and Electronic Systems Magazine, IEEE,* April 1998*, Volume 13, Issue 4,*, Page(s):17 - 22

[3] Weimer, J.A. "The Role of Electric Machines and Drives in the More Electric Aircraft" *Electric Machines and Drives Conference, 2003. IEMDC'03. IEEE International,* 1-4 June 2003, Volume 1, 11 - 15 vol.1

[4] Emadi, A. & Ehsani, M. "Aircraft power systems: technology state of the art, and future trends" *Aerospace and Electronic Systems Magazine, IEEE,* Jan. 2000*, Volume 15, Issue 1,*, Page(s):28 - 32

[5] Weimer, J.A. "electrical power technology for the more electric aircraft" *Digital Avionics Systems Conference, 1993. 12th DASC., AIAA/IEEE,* 25-28 Oct. 1993, Page(s):445 - 450

[6] Rosero, J.A.; Ortega, J.A.; Aldabas, E. & Romeral, L. "Moving towards a more electric aircraft" *Aerospace and Electronic Systems Magazine, IEEE,* March 2007*, Volume 22, Issue 3,*, Page(s):3 - 9

[7] Zhang H.; Saudemont C.; Robyns B. & Petit M.. "Comparison of Technical Features between a More Electric Aircraft and a Hybrid Electric Vehicle", *2008 IEEE Vehicle Power And Propulsion Conference.* Harbin China, 3-5 Sept. 2008

[8] He ZHANG; Christophe SAUDEMONT; Benoit ROBYNS; Marc PETIT; "Electrical Features comparison between More Electric Aircrafts and Hybrid Electric Vehicles", *Electromotion Journal Vol. 16/2009 pages:111-119*

[9] Van Den Bossche D., "More Electric Control Surface Actuation" *EPE, 2-4 Septembre 2003 Toulouse, france*

[10] Baumann C., Piquet H., Régnier J., Roboam X, « Architecture des réseaux électriques continus en aéronautique », *Revu Internationale de génie électrique*, Volume 10 - n°3-4/2007 pages :259-283.

[11] Patin N., Monmasson E., Louis J-P, Vido L, « Architectures de générateurs électriques pour l'aviation », *Revu Internationale de génie électrique*, Volume 10 - n°3-4/2007 pages :343-372.

[12] Bühler H., Réglage par logique floue, Presses polytechniques et universitaires romandes, 1994.

[13] Borne P., Rozinoer J., Dieulot J.-Y., Dubois L., *Introduction à la commande floue*, Technip (1998).

[14] Leclercq L., Robyns B., Grave J., "Control based on fuzzy logic of a flywheel energy storage system associated with wind and diesel generators", *Mathematics and Computers in Simulation,* N. 63, Juin 2003 pages. 271-280,.

[15] Department of Defense of United States of America, "Department of Defense Interface Standard – Aircraft Electric Power Characteristics", *Military Standard of USA, 12 Mars 2004*

[16] Cimuca G. O., Saudemont C., Robyns B., Radulescu M., "Control and performance evaluation of a flywheel energy storage system associated to a variable speed wind generator", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 53, N. 4, Août 2006 pages. 1074-1085,

[17] Courtecuisse V., EL Mokadem M., Robyns B., Francois B., Petit M., Deuse J., "Association of wind turbine based dispersed generators and storage systems to participate in primary frequency control", *12th Conference EPE 2007*, *Septembre 2-5 2007, Aalborg, Denmark*

[18] Karunarathne L.,; Economou J.T., & Knowles K., "Fuzzy Logic Control Strategy for Fuel Cell/Battery Aerospace Propulsion System" *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), Septembre 3-5, 2008, Harbin, China*

[19] W. Lhomme, P. Delarue, A.Bouscayrol and P. Le Moigne, "Control Strategies for Maximum Storage of Supercapacitor System", *ESSCAP'06,* November 2-3 2006 Lausanne, Switzerland, CD-ROM,

[20] S.M. Lukic, J. Cao, R.C. Bansal, F. Rodriguez and A. Emadi "Energy Storage Systems for Automotive Applications", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 55, Issue 6, pp:2258 – 2267, June 2008.

[21] A.A. Ferreira, J.A. Pomilio, G. Spiazzi and L. de Araujo Silva, "Energy Management Fuzzy Logic Supervisory for Electric Vehicle Power Supplies System", *IEEE Transactions on Power Electronics,* vol. 23, no. 1, pp.107 – 115, January 2008

[22] J. Moreno, M.E. Ortuzar and J.W. Dixon "Energy-management system for a hybrid electric vehicle, using ultracapacitors and neural networks", *IEEE Transactions on Industrial Electronics,* vol. 53, no. 2, pp.614 – 622, April 2006

[23] P. Thounthong, S. Raël, and B. Davat, “Control Strategy of Fuel Cell and Supercapacitors Association for a Distributed Generation System”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics,* vol. 54, no. 6, pp.3225 – 3233, December 2007

[24] He ZHANG; Hicham FAKHAM; Christophe SAUDEMONT & Benoît ROBYNS. “Power management strategies in a local DC Power Distribution System of More Electric Aircraft with the help of hybrid storage and dissipation systems”, *8th International Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems. Lille France, 1-3 June 2009*

[25] He ZHANG; Christophe SAUDEMONT; Benoît ROBYNS. “Gestion énergétique d’un réseau local DC à récupération d’énergie au sein d’un avion plus électrique”, *Revu International de Génie Electrique (RIGE)*

[26] He ZHANG; Fabien MOLLET; Christophe SAUDEMONT & Benoit ROBYNS. “Experimental validation of Power management strategies in a local DC Power Distribution System of More Electric Aircraft by using hybrid storage and dissipation systems”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*

[27] He ZHANG; Christophe SAUDEMONT; Benoît ROBYNS; Régis MEURET; “Comparison of different DC voltage supervision strategies in a local Power Distribution System of More Electric Aircraft”, *Elsevier Editorial System™ for Mathematics and Computers in Simulation*

[28] He ZHANG; Christophe SAUDEMONT; Benoît ROBYNS; Nicolas HUTTIN & Régis MEURET. "Comparison of different DC voltage supervision strategies in a local Power Distribution System of More Electric Aircraft", *9th International Conference on Modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems, ELECTRIMACS 2008, 9-11 juin 2008, Québec, 6-2008*

[29] Massachusetts Institute of Technology “6.002 Circuits and Electronics, Fall 2000, Amplifiers -- Small Signal Model” *MIT(Massachusetts Institute of Technology) Open Course Ware, 2000 autumn*

[30] Massachusetts Institute of Technology “6.002 Circuits and Electronics, Fall 2000 Small Signal Circuits” *MIT(Massachusetts Institute of Technology) Open Course Ware, 2000 autumn*

[31] Wildrick, C.M.; Lee, F.C.; Cho, B.H. & Choi, B. “A method of defining the load impedance specification for a stable distributed power system” *IEEE Transactions on power electronics, Vol.10,No. 3, May 1995*

[32] Liutanakul, P. « Stabilité Des Réseaux Embarqués Interaction Puissance – Structure – Commande » *L’Institut National Polytechnique de Lorraine, 2007*

[33] Middlebrook R. D. « Input Filter Considerations in Design and Application of Switching Regulators » *in IEEE Proc. IAS'76 Annual Meeting, pp. 366-382, 1976.*

[34] Middlebrook R. D. « Design Techniques for Preventing Input-Filter Oscillations in Switched-Mode Regulators » *in Proc. Powercon 5, pp. A3-1 to A3-16, 1978*

[35] Feng, X. & Lee, F.C. "On-line Measurement on Stability Margin 0f DC Distributed Power System" *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2000. APEC 2000. Fifteenth Annual IEEE, , Volume 2, 6-10 Feb 2000, Page(s): 1190 - 1196*

[36] Feng, X.; Liu, J. & Lee, F.C. "Impedance Specifications for Stable DC Distributed Power Systems", *IEEE Transaction on Power Electronics, Vol. 17, No. 2, March 2002*

[37] Liu, J.; Feng, X.; Lee, F.C. & Borojevich, D. "stability margin monitoring for dc distributed power systems via perturbation approaches", *IEEE Transactions on power electronics, 2003 November, Vol. 18, No. 6, 1254-1261*

[38] S. Wasterlain, F. Harel, D. Candusso, D. Hissel and X. François; "First Results Obtained with an Impedance Meter Developed for the Diagnosis of Large Proton-Exchange-Membrane Fuel-Cell Stacks" *ELECTROMOTION 2009 – EPE Chapter 'Electric Drives' Joint Symposium, 1-3 July 2009, Lille, France*

[39] Barruel, F.; Retière, N.; Schanen, J. & Caisley, A. "Stability Approach for Vehicle DC Power Networks: Application to Aircraft On-Board System" *Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th,* 2005, Page(s):1163 - 1169

[40] Liutanakul, P.; Pierfederici, S. & Meibody-Tabar, F. "Load Power Compensations for Stabilized DC-link Voltage of the Cascade Controlled Rectifier/Inverter-Motor Drive System", *32nd Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, 2005*

[41] Logue, D.L. & Krein, P.T. "Preventing Instability in Dc Distribution Systems by Using Power Buffering", *Power Electronics Specialists Conference, 2001. PESC. 2001 IEEE 32nd Annual, 2001, Volume 1, 33 - 37 vol. 1*

[42] Roux, N. & Richardeau, F. "Stability of DC link with reduced energy storage for regenerative synchronous drive - Analytical approach" *EPE 2007 Aalborg, 2007*

[43] Liutanakul, P.; Pierfederici, S. & Meibody-Tabar, F. "DC-link capacitor reduction of a controlled rectifier supplying N inverter-motor drive systems by compensating the load variations" *35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference Aachen Germany, 2004*

[44] Pierfederici, S.; Meuret, R.; Meibody-Tabar, F. & Davat, B. « Contribution à l'étude de la stabilité des systèmes distribués-Application aux réseaux de bord d'avions » *Journées 2004 de la section électrotechnique du club EEA, 18-19 mars 2004, Cergy-Pontoise*

[45] He ZHANG; Christophe SAUDEMONT; Benoît ROBYNS; Nicolas HUTTIN & Régis MEURET. "Stability Analysis on the DC Power Distributing System of More Electric Aircraft ", *13th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2008, Poznan, 1-3 Sept. 2008, Page(s):1523 – 1528*

[46] Jacques VERSCHOORE, « Protection des installations industrielles et tertiaires, Chapitre 3 Détection des courants de défaut », *Techniques de l'Ingénieur, 1991-9-10,* Référence D4820

[47] Siemens, "Differential Protection", *http://w3.energy.siemens.com/cms/00000013/aune/Documents/EA/09_Differential Protection.pdf*

[48] www.abb.com

[49] ABB, "Line Differential Protection and Control RED615 Product Guide", 03.07.2009

[50] SENSITRON SEMICONDUCTOR, "Solid State Power Controller (SSPC) Modules, SPDPXXD270 SERIES", *http://www.sensitron.com*

[51] SENSITRON SEMICONDUCTOR, "Solid State Power Controller (SSPC) Modules, SPDP50D375 SERIES SERIES", *http://www.sensitron.com*

[52] National Hybrid Inc., "Solid-State Power Controllers, SERIES 90000–28 & 270-VDC, @10 & 20 AMPS"

[53] National Hybrid Inc., "Solid-State Power Controllers, SERIES 91000–28 & 270-VDC, @10 & 20 AMPS"

[54] Alain ROUSSEAU, « Parafoudres basse tension - Composants. Réseaux basse tension, Chapitre 2. Composants », *Techniques de l'Ingénieur, 2003-8-10,* Référence D4840

[55] http://people.seas.harvard.edu/~jones/es154/lectures/lecture_2/breakdown/breakdown.html

[56] Per Karlsson & Jörgen Svensson, « Fault Detection and Clearance in DC Distributed Power Systems », *Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, 12-14 August 2002*

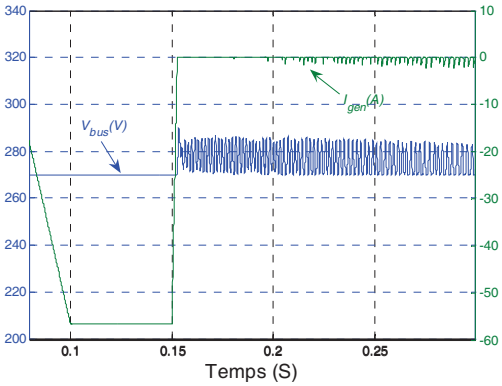
[57] Baldwin, Thomas L. (Cary, NC); Novosel, Damir (Cary, NC) & Imece, Ali F. (Cary, NC) « Ground Fault Location System and Ground Fault Detector Therefor », *United States Patent 6249230, Publication Date: 19/06/2001*

[58] Philippe SCHUSTER & Roland Moussanet, « système de contrôle d'isolement d'un réseau à courant continu », *office européen des brevets: EP0391812, Date de publication: 10/10/1990*

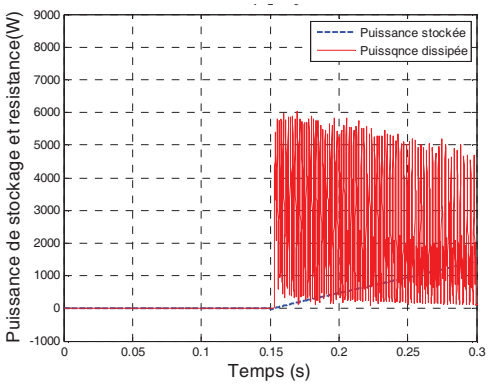
[59] Kimball, Dorr (Alhambra, CA); Cox, Michael G. (Dominguez Hills, CA) & Cabison, Manuel R. (San Gabriel, CA), “DC Ground Fault Detection”, *United States Patent 4739275, Publication Date: 04/19/1988*

Annexes

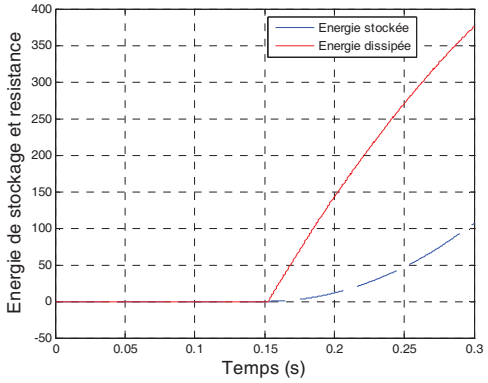
Annexe I Résultats de simulation pour une constante de temps du système de stockage τ=0.5s (III.4.2.A)



a) Tension du bus (axe droit) et courant de la génératrice (axe gauche)

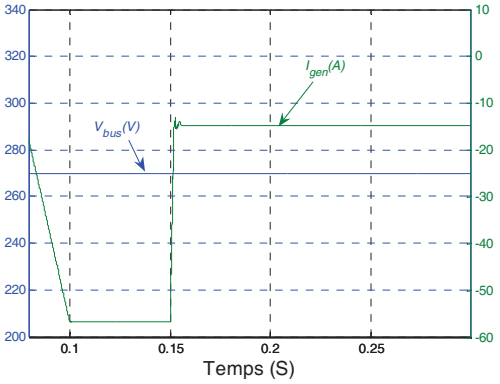


b) Puissance dissipée dans la résistance et stockée

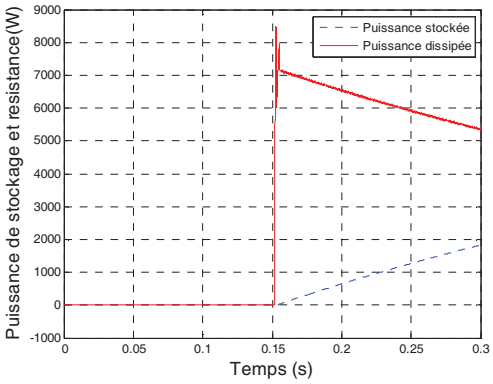


c) Energie dissipée dans la résistance et stockée

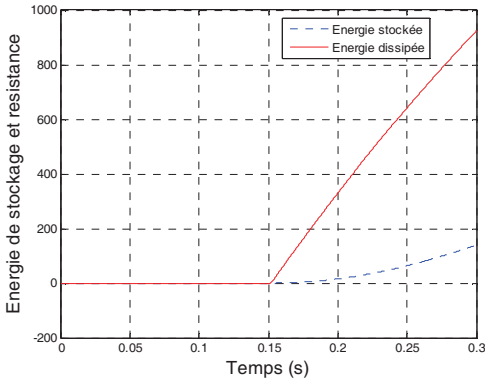
Figure 150-Résultats de la stratégie MP+VB avec τ_{stock}=0.5s et P_{max}=20kW



a) Tension du bus (axe droit) et courant de la génératrice (axe gauche)

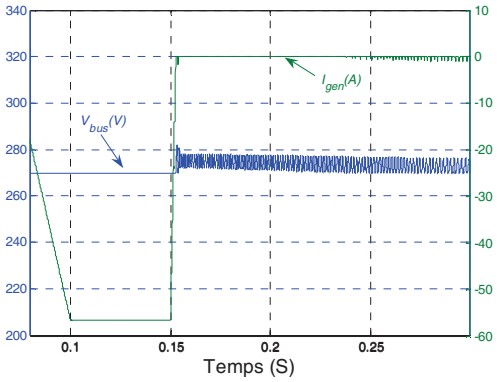


b) Puissance dissipée dans la résistance et stockée

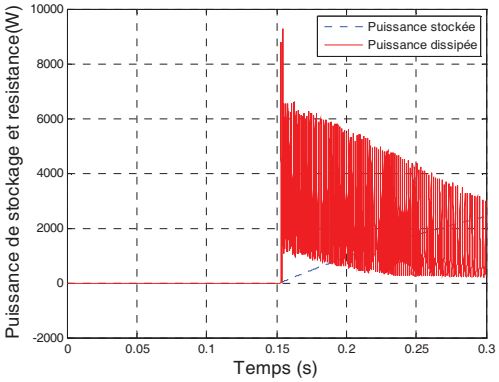


c) Energie dissipée dans la résistance et stockée

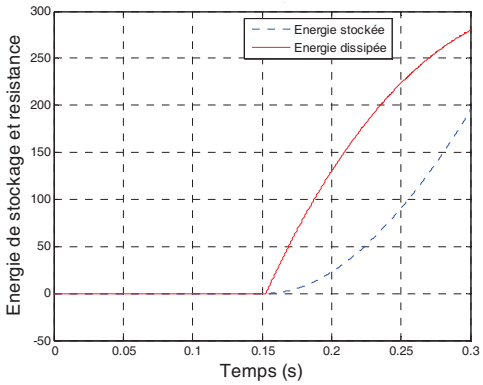
Figure 151-Résultats de la stratégie MP+FC avec τ_{stock}=0.5s et P_{max}=20kW



a) Tension du bus (axe droit) et courant de la génératrice (axe gauche)

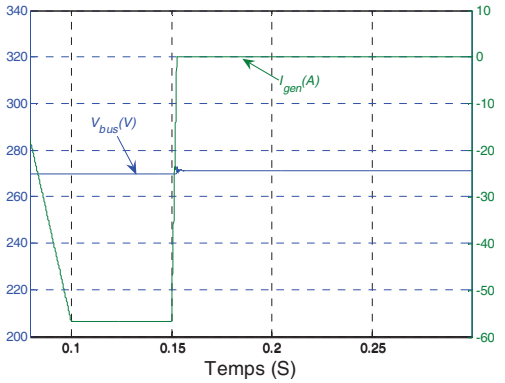


b) Puissance dissipée dans la résistance et stockée

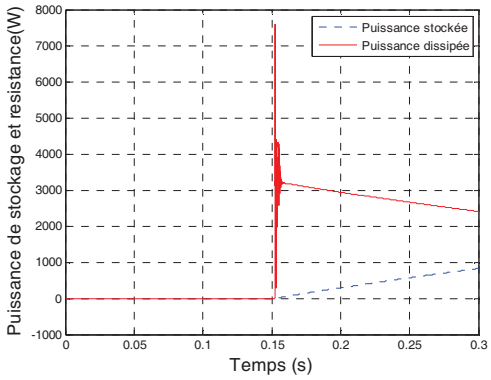


c) Energie dissipée dans la résistance et stockée

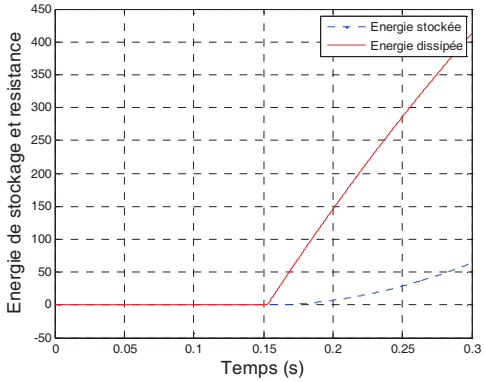
Figure 152-Résultats de la stratégie PI+VB avec τ_{stock}=0.5s et P_{max}=20kW



a) Tension du bus (axe droit) et courant de la génératrice (axe gauche)



b) Puissance dissipée dans la résistance et stockée



c) Energie dissipée dans la résistance et stockée

Figure 153-Résultats de la stratégie PI+FC avec τ_{stock}=0.5s et P_{max}=20kW

Annexe II Paramètres du banc d'essai (4)

Paramètres de la MCC:

Courant nominal d'excitation: I_{enom}=0.65 A;

L'inductance du stator: L_{iMCC}=9.5 mH;

La résistance du stator: R_{iMCC}=1.4 Ω;

Courant nominal du stator:I_{inom}=14 A;

Coefficient de FEM: k_{tMCC}=1.115 V.s.rad-1;

Coefficient d'inertie du rotor: J_{DCM}=0.0223 kg.m2.

La fréquence MLI: 12 kHz

Paramètres de la MSAP:

Nombre de paires de pôles: p_{MS}=3;

Résistance du stator: R_{sSM}=0.895 Ω;

L'inductance de l'axe D: L_{dSM}=12.16 mH;

L'inductance de l'axe Q: L_{qSM}=21.30 mH;

Coefficient de couple: k_{tSM}=0.78 V.s.rad-1.

La fréquence MLI: 9.5 kHz

Paramètres du système stockage:

Capacité des supercondensateurs : C_{SC}=165 F

Plage de tension des supercondensateurs : 24.3 V ~ 48.6 V

Inductance : L_{SC}=100 mH

Courant maximal: I_{max}=8 A

La fréquence MLI: 12 kHz

Réponse à un échelon du système de stockage :

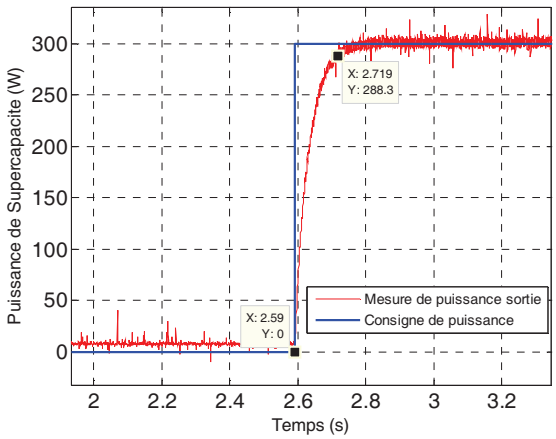


Figure 154-Réponse à un échelon du système de stockage

Le temps de réponse mesuré est de 0.04s.

Annexe III Analyse de limite de la capacité d'installation (IV.4.2)

Un modèle simplifié peut modéliser une machine synchrone. Ce modèle est présenté à la Figure 155, où R_s représente la résistance du stator, L_s représente l'inductance du stator, $\underline{V_{ch}}$ représente la tension aux bornes de la machine.

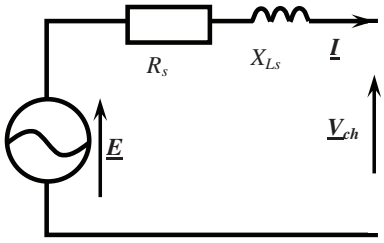


Figure 155-Modèle simplifié d'une machine synchrone

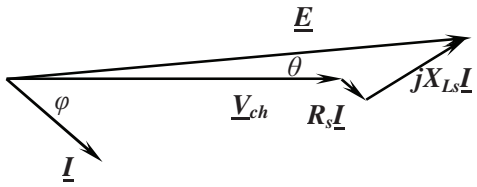


Figure 156-Schéma vectoriel d'une machine synchrone

La puissance fournie par cette machine peut s'exprimer selon (14).

$$P_{ch} = 3V_{ch} I \cos\varphi \qquad (14)$$

On a aussi :

$$X_{Ls} I \cos\varphi - R_s I \sin\varphi = E \sin\theta \qquad (15)$$

A partir de (14) et (15), on a donc :

$$P_{ch} = 3V_{ch}\left(\frac{E\sin\theta}{X_{Ls}\cos\varphi - R_s \sin\varphi}\right)\cos\varphi \qquad (16)$$

En considérant les paramètres du modèle de la génératrice :

- Paire de poles : P= 6
- Résistance statorique R_s : 0.1Ω
- Ld, Lq : 500µH
- Vitesse de rotation nominale : 10000 tr/m
- Tension à vide E : 163V

Si X_{Ls} >>R_s, l'équation (16) peut s'exprimer approximativement comme :

$$P_{ch} = 3\frac{V_{ch}E}{X_{Ls}}\sin\theta \qquad (17)$$

Donc, la puissance maximale P_{chmax} peut être exprimée comme :

$$P_{ch\max} = 3\frac{V_{ch}E}{X_{Ls}} \qquad (18)$$

Dans notre cas, V_{ch} est imposée pour avoir la tension continu à 270V via un convertisseur, donc :

$$V_{ch} = \frac{270}{\sqrt{6}} = 110V \qquad (19)$$

La puissance maximale fournie par cette génératrice est donc 17kW

Annexe IV Analyse paramétrique d'un circuit RLC pour un défaut de court-circuit (V.3.5.A)

Le phénomène de défaut de court-circuit dans un réseau DC est un comportement de type circuit RLC. L'analyse du circuit RLC nous aide à analyser le courant maximal après qu'un défaut de court-circuit se produit et l'appel de courant maximal dans la branche saine lorsque le défaut est éliminé.

IV.1 Simplification du réseau continu en circuit RLC

Pour justifier le modèle simplifié, et sa correspondance avec le modèle réel, on va faire 4 essais.

Puisque la résistance du câble, la charge résistive, prennent le rôle d'amortisseur d'ondulations, on va regarder l'influence de ces paramètres.

1. l'essai de court-circuit du modèle réel qui prend en compte la résistance du câble et la charge résistive. Ici, on va observer l'appel de courant et l'appel de tension dans la branche saine lorsque le défaut de court-circuit est éliminé.

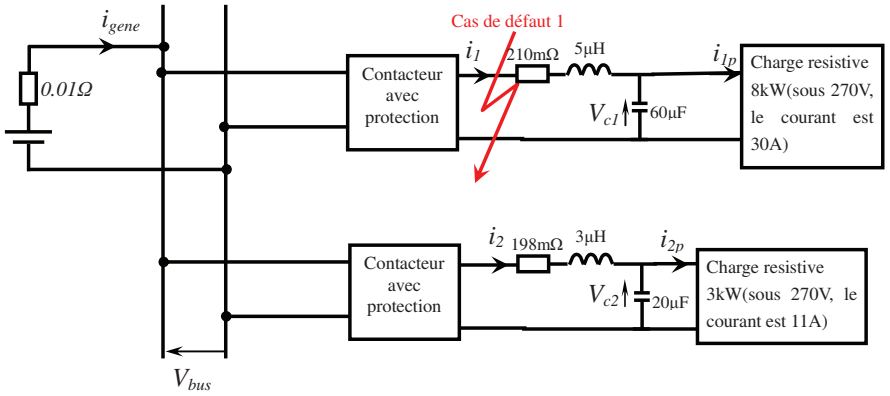


Figure 157-Circuit réel pour l'analyse paramétrique

2. l'essai de circuit équivalent (modèle simple) avec la résistance du câble et la charge résistive. L'élimination du défaut de court-circuit est modélisée comme un échelon de tension de 0 à 270 V.

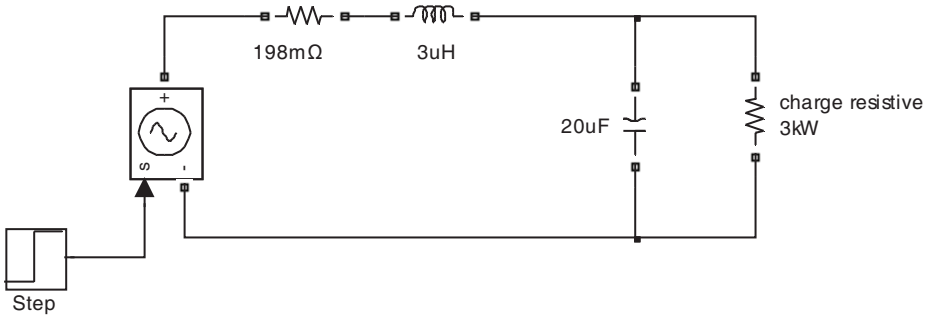


Figure 158-Modèle équivalent avec la charge et la résistance du câble

3. l'essai de circuit équivalent (modèle simple) avec la résistance du câble mais sans la charge résistive

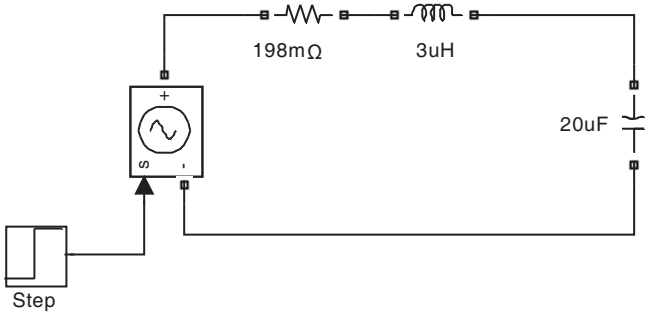


Figure 159-Modèle simplifié sans charge mais avec la résistance du câble

4. l'essai de circuit équivalent (modèle simple) sans la résistance du câble ni la charge résistive

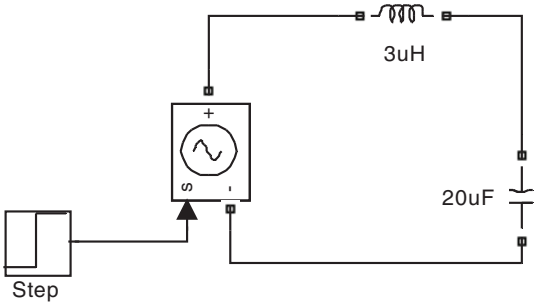


Figure 160-Modèle simplifié sans charge ni résistance du câble

Les résultats des 4 essais sont représentés à la figure ci-dessous :

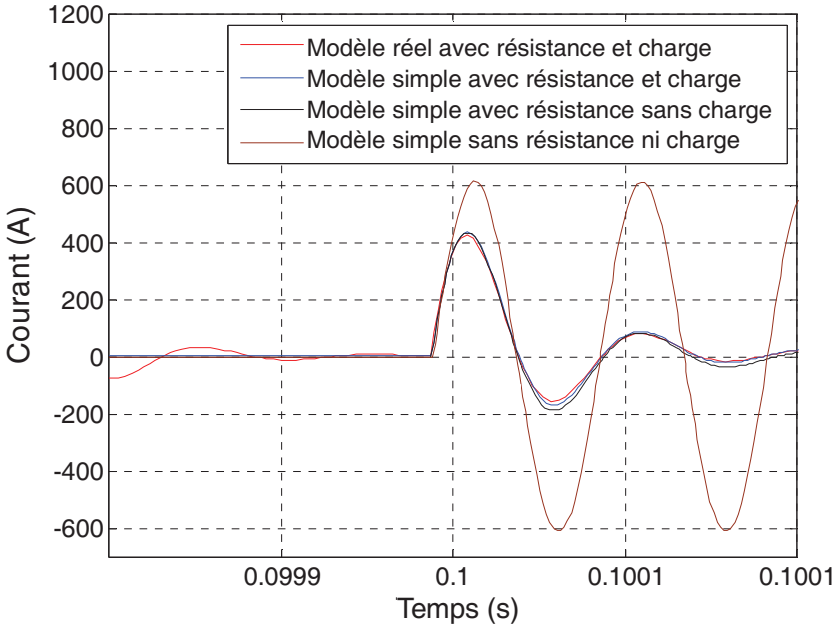


Figure 161-Appel du courant des 4 modèles lorsque le défaut de court-circuit est éliminé

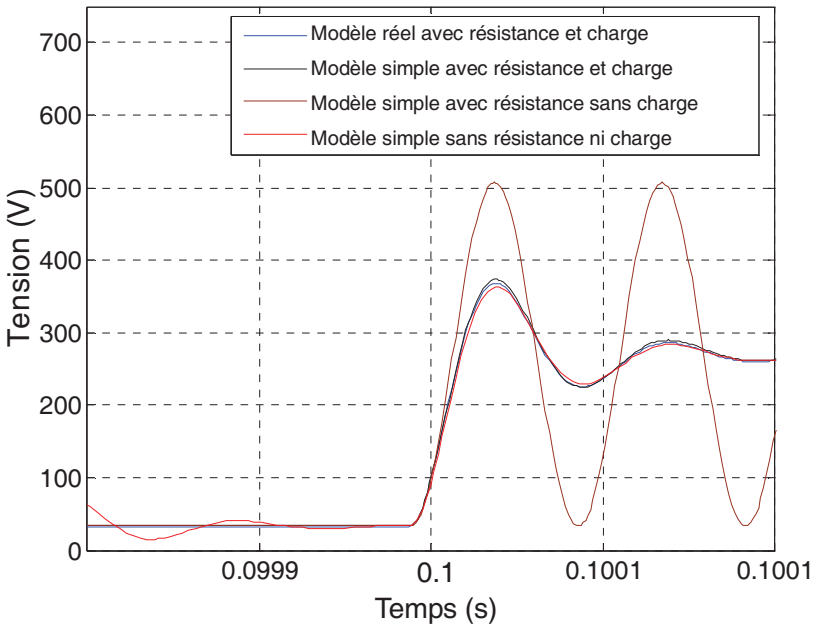


Figure 162-appel de tension des 4 modèles lorsque le défaut de court-circuit est éliminé

A partir de ces résultats, on peut faire les remarques ci-dessous :

1. La valeur maximale d'appel du courant et de la tension sont identiques (l'amplitude du premier pic) dans les modèles qui prennent en compte la résistance du câble (modèles 1,2,3).
2. Dans le cas du modèle simple sans prendre en compte la résistance du câble et la charge (modèle 4), l'appel du courant et de la tension sont plus importants que dans les autres cas (modèles 1,2,3). L'écart entre le cas réel et le cas simplifié est d'environ 20%
3. Grâce à l'effet d'amortissement, l'oscillation du courant et de la tension se stabilisent dans les cas qui prennent en compte la résistance du câble.
4. la fréquence de résonance n'est pas influencée dans les cas simplifiés.

En conclusion :

Le circuit équivalent LC sans résistance est une méthode approximative qui permet d'analyser la valeur maximale d'appel du courant et de la tension dans le cas d'une valeur de résistance faible. La valeur de résistance est un élément très important dans l'écart d'analyse, à cause de l'effet amortissement.

IV.2 Analyse du paramètre R dans un circuit RLC

On va regarder quelle est l'influence de la valeur de résistance sur la valeur maximale d'appel du courant et de la tension. Est-ce que la simplification jusqu'à un circuit LC est représentative pour notre étude ? Le circuit étudié est exprimé ci-dessous :

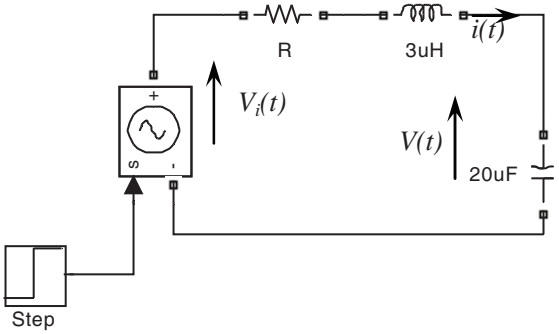


Figure 163-Modèle analytique pour analyser l'influence de R du circuit RLC

On fait varier la valeur de R pour observer le courant de l'inductance et la tension de condensateur.

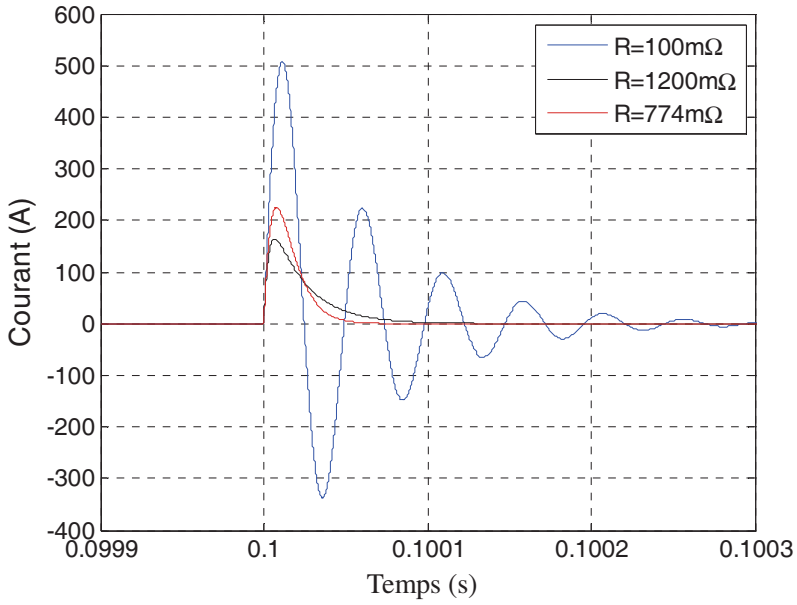


Figure 164-Appel du courant dans le cas de R=100mΩ, 1200mΩ et 774mΩ

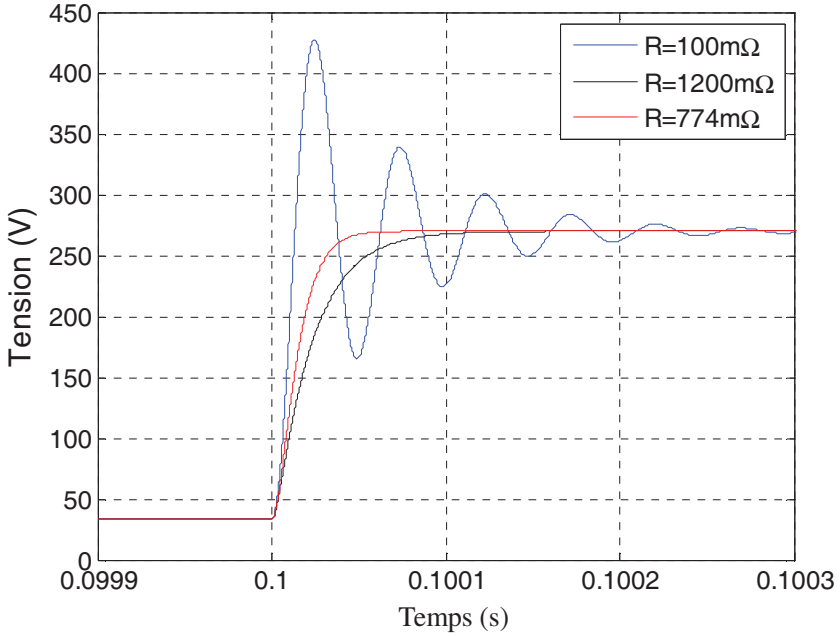


Figure 165-Appel de la tension dans le cas de R=100mΩ, 1200mΩ et 774mΩ

A partir de ces deux figures, on peut faire les remarques ci-dessous :

Les courbes bleues, c'est le cas d'une résistance faible. On peut avoir le phénomène d'oscillation amortie, la valeur maximale de l'appel du courant et de la tension correspondent à l'étude simplifiée (voir Figure 161 et Figure 162)

Les courbes noires, c'est le cas d'une résistance relativement grande. On peut avoir le phénomène d'oscillation sur-amortie. Dans ce cas là, l'appel du courant est beaucoup plus faible par rapport au cas de R=100mΩ.

Les courbes rouges sont le cas à la valeur critique. La valeur « faible » et « grand » est toujours par rapport de cette valeur critique.

L'étude de la relation entre le R et L, C est exprimé ci-dessous :

Considérons la fonction de transfert du système du deuxième ordre qui prend en compte la résistance. On a :

$$LC\frac{d^2v}{dt^2}+RC\frac{dv}{dt}+v=v_i$$

Pour résoudre cette équation différentielle, on a la solution particulière et la solution homogène.

On pose v_p comme solution particulière :

$$LC\frac{d^2v_p}{dt^2}+RC\frac{dv_p}{dt}+v_p=v_{finale}$$

$$v_p=v_{finale}$$

On pose v_H comme la solution homogène :

$$LC\frac{d^2v_H}{dt^2}+RC\frac{dv_H}{dt}+v_H=0$$

On suppose que v_H est sous une forme $v_H=Ae^{st}$; l'équation ci-dessus devient alors :

$$LCAs^2e^{st}+RCAse^{st}+Ae^{st}=0$$

$$As^2e^{st} + \frac{R}{L}Ase^{st} + \frac{1}{LC}Ae^{st} = 0$$

$$s^2 + \frac{R}{L}s + \frac{1}{LC} = 0$$

On pose, $\frac{R}{2L} = \alpha, \frac{1}{LC} = \omega_0^2$

Donc, la solution de s est :

$$s_1 = -\alpha + \sqrt{\alpha^2 - \omega_0^2} \quad \text{et} \quad s_2 = -\alpha - \sqrt{\alpha^2 - \omega_0^2}$$

Donc, $v_H = A_1 e^{(-\alpha+\sqrt{\alpha^2-\omega_0^2})t} + A_2 e^{(-\alpha-\sqrt{\alpha^2-\omega_0^2})t}$

La solution totale est exprimée ci-dessous :

$$v(t) = v_p + v_H = v_{final} + A_1 e^{(-\alpha+\sqrt{\alpha^2-\omega_0^2})t} + A_2 e^{(-\alpha-\sqrt{\alpha^2-\omega_0^2})t}$$

Les coefficients A_1 et A_2 sont déterminés à partir de la condition initiale.

Il y a trois cas différents dans cette solution totale :

1. $\alpha > \omega_0$ la réponse de tension est l'ondulation sur-amortie. Voir la courbe noire de la Figure 165.
2. $\alpha < \omega_0$ la réponse de tension est l'ondulation amortie. Voir la courbe bleue de la Figure 165.
3. $\alpha = \omega_0$ le temps de montée de la tension est plus court que l'ondulation sur-amortie, mais il n'y a pas de dépassement. C'est le cas critique.

A partir des analyses ci-dessus, on peut calculer la résistance critique correspondant aux valeurs de l'inductance et de la capacité pour choisir la paramètre de câble ou la résistance de précharge.

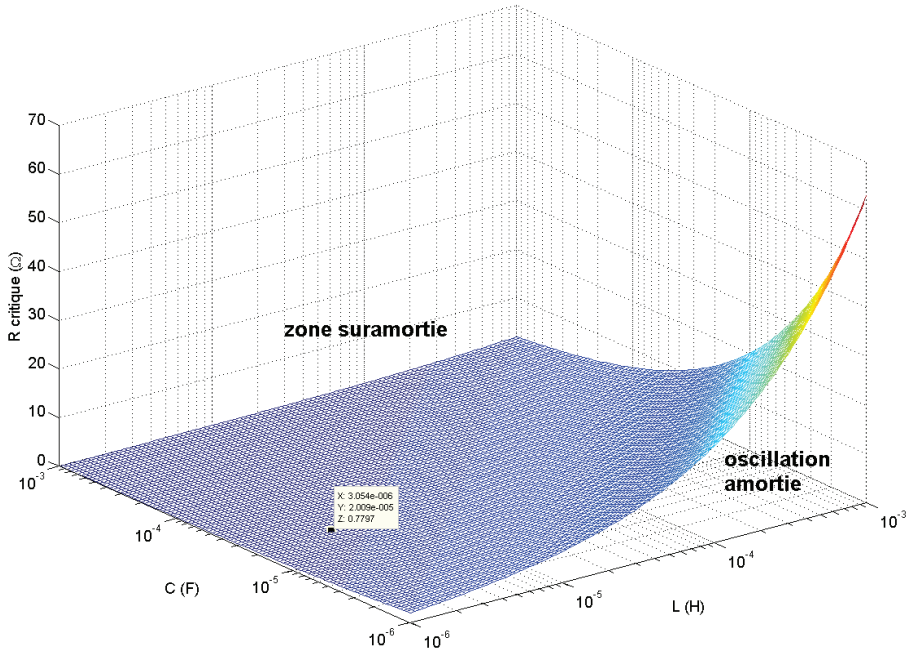


Figure 166-La valeur de R critique en fonction de C et L

On étudie les paramètres du câble et du condensateur donnés (3µH, 20µF, 198mΩ). Il y aura un dépassement de tension du bus parce que 198mΩ est inférieur que 774mΩ, la valeur de résistance est dans la zone des oscillations amorties (voir Figure 161 et Figure 162). Dans ce cas, un système de précharge doit être considéré pour limiter l'appel de courant. Le choix de la valeur de résistance de précharge doit être supérieur à la valeur critique pour avoir l'effet de

sur-amortissement, afin de limiter l'appel du courant.

Cette analyse montre aussi que, dans notre cas, un modèle simplifié LC peut représenter le cas réel parce que la valeur de la résistance du câble est relativement faible (198 mΩ par rapport valeur critique 774 mΩ).

IV.3 Analyse paramétrique du circuit LC

Comme montré dans la partie précédente, le réseau peut être simplifié comme un circuit LC. La valeur maximale d'oscillation LC peut présenter la valeur d'appel de courant maximale approximativement.

En considérant un cas général, on peut avoir les équations ci-dessous :

$$i(t) = C\frac{dv}{dt} \tag{20}$$

$$v_i - v = L\frac{di}{dt} \tag{21}$$

A partir des (20) et (21), on peut donc avoir :

$$LC\frac{d^2v}{dt^2} + v = v_i \tag{22}$$

Si on applique un échelon de tension V_{finale} en entrée du système (Figure 167) et que les tensions et les courants initiaux de l'inductance et condensateur sont respectivement V_{init} et i_{init}, on obtient les expressions de la tension aux bornes du condensateur et du courant dans (23)

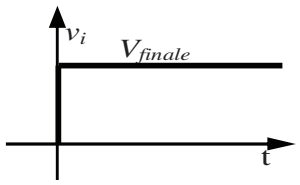


Figure 167-Echelon de tension

$$v(t) = V_{finale} + (V_{finale} - V_{init})\cos\omega_0 t + \frac{i_{init}}{C\omega_0}\sin\omega_0 t$$

$$i(t) = C \cdot v'(t) = C(V_{finale} - V_{init})\omega_0 \sin\omega_0 t + i_{init}\cos\omega_0 t \tag{23}$$

avec $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}$

Dans (23), lorsque $\frac{i_{init}}{C\omega_0}$ est assez faible par rapport $2*V_{finale}-V_{init}$ et i_{init} est assez faible par rapport $C(V_{finale}-V_{init})\omega_0$, ils peuvent être négligés. On peut donc utiliser une équation approximative (24) pour calculer les valeurs maximales (ou minimales) :

$$v(t) = 2V_{finale} - V_{init}$$
$$i(t) = C(V_{finale} - V_{init})\omega_0 \tag{24}$$

Selon les calculs ci-dessus, on peut analyser la caractéristique paramétrique du circuit LC ci-dessous :

1. la relation d'appel du courant *vs.* la valeur de capacité et d'inductance est exprimée ci-dessous (tension et courant initiaux à 0):

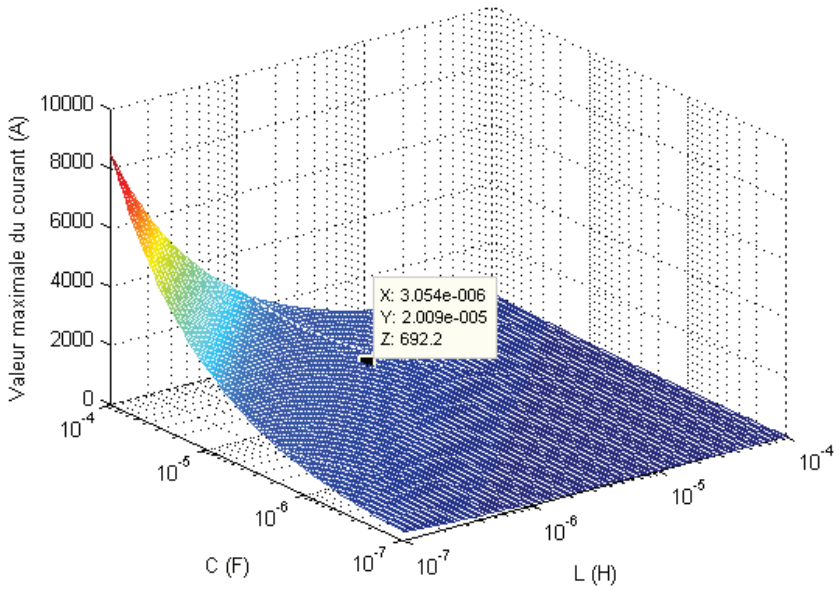


Figure 168-Valeur maximale d'appel de courant vs. C et L (i_{init} et v_{init} sont 0)

2. si on choisit une paire de valeur de condensateur et d'inductance, la valeur maximale d'appel du courant et de la tension du condensateur sont exprimées dans Figure 169 et Figure 170, ici, on choisit C=20µF et L= 3µH comme on peut le voir à la Figure 168.

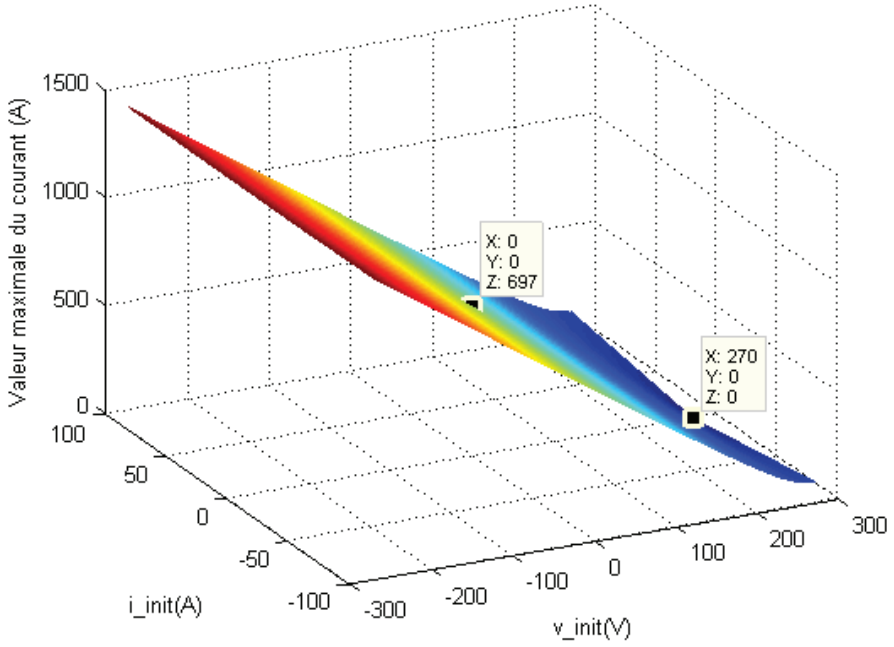


Figure 169-Valeur maximale d'appel de courant vs. i_{int} et v_{init}(C=20uF, L=3uH)

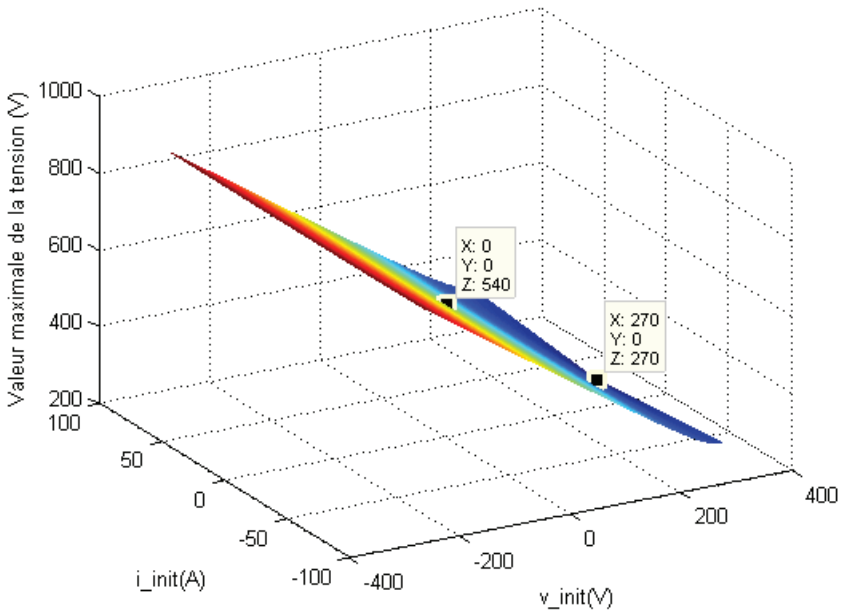


Figure 170-Valeur maximale de tension du condensateur vs. i_{init} et v_{init}(C=20uF, L=3uH)

On trouve que lorsque la tension initiale est grande et que le courant initial est nul, l'appel du courant et de la tension maximale du condensateur seront minimum. Il faut remarquer que aux Figure 169 et Figure 170 les v_{init} et i_{init} sont des valeurs instantanées, donc, le moment d'enclenchement devient important. Le cas idéal c'est lorsque la tension initiale de condensateur à 270V et la valeur de courant initiale à 0A, la valeur maximale d'appel de courant sera 0 comme montré dans Figure 169, point (270, 0, 0). Comparée avec le point (0, 0, 697), les mêmes paramètres de L et de C, mais le moment de l'échelon de tension du bus modifie beaucoup la valeur maximale de tension et de courant.