



HAL
open science

Couplage des systèmes photovoltaïques et des véhicules électriques au réseau : problèmes et solutions

Van-Linh Nguyen

► **To cite this version:**

Van-Linh Nguyen. Couplage des systèmes photovoltaïques et des véhicules électriques au réseau : problèmes et solutions. Energie électrique. Université de Grenoble, 2014. Français. NNT : 2014GRENT056 . tel-01304703

HAL Id: tel-01304703

<https://theses.hal.science/tel-01304703>

Submitted on 20 Apr 2016

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

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

UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Van Linh NGUYEN

Thèse dirigée par **Seddik BACHA** et **Quoc Tuan TRAN**

préparée au sein du **Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble**
dans **l'École Doctorale Electronique, Electrotechnique,**
Automatique & Traitement du Signal

**Couplage des systèmes photovoltaïques et
des véhicules électriques au réseau
Problèmes et solutions**

Thèse soutenue publiquement le « **01/10/2014** »,
devant le jury composé de :

M. Bruno SARENI

Professeur, INP Toulouse-ENSEEIH, Président

M. Bruno FRANCOIS

Professeur, Ecole Centrale de Lille, Rapporteur

M. Hamid BEN AHMED

Maître de conférences, ENS Rennes, Rapporteur

M. Marc PETIT

Professeur associé du Département Energie- Supélec, Examineur

M. Seddik BACHA

Professeur, Université Joseph Fourier, Directeur de thèse

M. Quoc Tuan TRAN

Responsable scientifique, CEA/INES, Co-Directeur de thèse

M. Lambert PIERRAT

LJK-LAB, Stat-M3S, Université de Grenoble, Invité



Remerciements

Les travaux de recherche présentés dans ce mémoire ont été effectués au sein du laboratoire Génie Electrique de Grenoble (G2Elab) et Institut National de l'Énergie Solaire (INES).

Je tiens tout d'abord à remercier Quoc Tuan TRAN et Seddik BACHA, mes directeurs de thèse, pour leur aide précieuse tout au long de ces trois années, pour leurs qualités humaines créant un environnement de travail chaleureux ainsi que pour la confiance qu'ils m'ont témoignée.

Je souhaite aussi remercier Bruno FRANCOIS et Hamid BEN AHMED pour avoir accepté de rapporter mes travaux de thèse. Mes remerciements vont aussi à Bruno SARENI et Marc PETIT pour leur évaluation pertinente de ces travaux.

Je tiens tout particulièrement à remercier Lambert PIERRAT pour la relecture attentive de mon manuscrit, pour ses remarques et critiques constructives ainsi que pour ses conseils toujours éclairés.

Mes remerciements s'adressent aussi aux doctorants du Laboratoire G2Elab pour les conditions de travail conviviales et plus généralement à l'ensemble du personnel de l'école pour l'aide précieuse au cours de ces trois ans de thèse.

Enfin, j'aimerais remercier infiniment ma famille : mes parents et ma petite sœur, leur soutien moral est toujours l'origine de ma puissance.

Table des matières

<i>Acronymes</i>	4
<i>Liste des figures</i>	5
<i>Liste des tableaux</i>	12
<i>Introduction générale</i>	13
CHAPITRE I : Etat de l'art sur les systèmes PV et VE	16
I.1. Contexte de développement du PV	17
I.1.1. Développement des PV dans un contexte de forte intégration des ENR au réseau	17
I.1.2. Impact des installations PV sur le réseau public de distribution.....	20
I.2. Contexte de développement du VE	23
I.2.1. Développement des VE	23
I.2.2. Impact des installations VE sur le réseau public de distribution.....	27
I.3. Nécessité de rechercher des solutions pour faciliter l'intégration des PV et VE dans un réseau de distribution	30
CHAPITRE II : Modélisation des systèmes PV et VE	32
II.1. Modélisation des systèmes PVs	33
II.1.1. Architectures.....	33
II.1.2. Systèmes PV monophasé.....	37
II.1.3. Systèmes PV triphasé.....	52
II.1.4. Conclusion.....	56
II.2. Modélisation des VE	57
II.2.1. Type et mode de charge	57
II.2.2. Modèle de la batterie Li-ion.....	59
II.2.3. Chargeur de la batterie du VE	65
II.2.4. Conclusion.....	77
II.3. Conclusion du chapitre	77
CHAPITRE III : Contribution des systèmes PV et VE aux services système	78

III.1. Introduction.....	79
III.2. Commande de la tension du bus continu en régime de défaut.....	79
III.2.1. Principe	79
III.2.2. Simulation.....	82
III.2.3. Conclusion	84
III.3. Réduction des harmoniques.....	85
III.3.1. Principe de compensation sélective des composantes harmonique de courant	85
III.3.2. Simulation.....	91
III.3.3. Conclusion	96
III.4. Participation à la régulation de tension	98
III.4.1. Principe	98
III.4.2. Simulation.....	107
III.4.3. Conclusion	109
III.5. Conclusion du chapitre	110
 <i>CHAPITRE IV : Développement des stratégies de gestion optimale de recharge des VE... 111</i>	
IV.1. Introduction.....	112
IV.2. Stratégies de recharge de VE afin de minimiser la puissance appelée au réseau.....	114
IV.2.1. Recharge des VE avec interruption (On/Off)	115
IV.2.2. Recharge des VE avec modulation de puissance.....	122
IV.3. Stratégies de charges de VE afin de maximiser l'utilisation de l'énergie solaire	127
IV.3.1. Charge des VE avec interruption (On/Off).....	129
IV.3.2. Charge des VE avec modulation de puissance	135
IV.4. Stratégies de recharge de VE minimisant le coût de recharge.....	140
IV.4.1. Charge on/off.....	140
IV.4.2. Charge modulée	143
IV.4.3. Minimisation du coût de recharge en présence de PV.....	146
IV.5. Conclusion du chapitre	149

CHAPITRE V : Stratégies de contrôle en temps réel des systèmes PV et VE.....	150
V.1. Introduction	151
V.2. Description de la solution technique proposée et ses avantages	152
V.2.1. Description de la solution technique (Figure V.1)	152
V.2.2. Avantages de la méthode proposée.....	153
V.3. Stratégies de recharge de VE afin de réduire des pics de consommation (gestion de congestion)	155
V.3.1. Réduire le pic de consommation.....	155
V.3.2. Contrôle de la recharge des VE respectant une consigne de puissance.....	158
V.4. Stratégies de recharges de VE maximisant l'utilisation de la production PV	160
V.5. V2G (charge et décharge) contrôle de la recharge des VE respectant la consigne de puissance.....	165
V.6. Conclusion du chapitre.....	167
<i>Conclusion générale.....</i>	<i>168</i>
<i>Bibliographie</i>	<i>170</i>
<i>Annexes.....</i>	<i>177</i>
Annexe A-Paramètres du réseau BT urbain.....	177
Annexe B-Paramètres du réseau BT rural	178
<i>Publications.....</i>	<i>181</i>

Acronymes

BEV	Battery Electric Vehicle
BF	Basse Fréquence
BMS	Battery Management System
BT	Basse tension
DC	Courant continu
DSO	Distribution System Operator
CEM	Compatibilité électromagnétique
EMI	Electromagnetic interference
ENR	Energie renouvelable
FTBF	Fonction transfert en boucle fermée
FTBO	Fonction transfert en boucle ouverte
HEV	Hybrid electric vehicle
HF	Haute Fréquence
HTA	Réseau électrique à tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
HTB	Réseau électrique à tension composée supérieure à 50 kV
IGBT	Transistor bipolaire à grille isolée (Insulated Gate Bipolar Transistor)
MASP	Machine Synchrone à Aimants Permanents
MLI	Modulation de la Largeur d'Impulsion
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum power point tracking
P	Puissance active
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle
PI	Correcteur proportionnel intégral
PLL	Phase Locked Loop
PV	Photovoltaïque
Q	Puissance réactive
R	Résistance
SOC	State Of Charge
THD	Taux de distorsion harmonique (Total Harmonic Distortion)
V2G	Vehicle to Grid
V2H	Vehicle to Home
VE	Véhicule électrique

Liste des figures

Figure I.1. Projections de capacité installée d'électricité renouvelable	17
Figure I.2. Progression de la proportion d'énergies renouvelables en Europe de l'ouest	18
Figure I.3. Proportions de la production d'énergies renouvelables par secteur en France et objectifs à 2020	18
Figure I.4. Puissance installée en Allemagne à 16 Octobre 2013.....	19
Figure I.5. Evolution du parc photovoltaïque installé en France	19
Figure I.6. Evolution du prix d'une installation PV suivant des années	20
Figure I.7. Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV	21
Figure I.8. Schéma simplifié du courant de fuite via les capacités des panneaux PV, la Terre et l'onduleur.	23
Figure I.9. Evolution du nombre de véhicules dans le monde selon IEA	24
Figure I.10. Estimation du nombre de VE aux Etat Unis selon EPRI.....	24
Figure I.11. Estimation de l'évolution du nombre de VE en France (<i>Source Résultat du Groupe Legrand</i>)	25
Figure I.12. Modèles de voiture électrique commercialisés en France (<i>Source CCFA et Avere</i>)	25
Figure I.13. Synthèse des impacts de la recharge des VE sur le réseau de distribution.....	28
Figure I.14. Evolution du nombre de prises accessibles aux véhicules électriques en France sur 3 mois (selon le site ChargeMap.com)	30
Figure II.1. Topologies des systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique	34
Figure II.2. Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique .	34
Figure II.3. Classement des onduleurs photovoltaïques.....	35
Figure II.4. Onduleurs monophasé et triphasé connectés au réseau.....	36
Figure II.5. Circuit de puissance et de commande d'un système photovoltaïque monophasé	37
Figure II.6. Structure de principe d'une PLL triphasée (a) et monophasée (b).....	38
Figure II.7. Structure du PLL monophasé.....	39
Figure II.8. Réponses de la PLL en cas : chute de tension 90% (a), 30% distorsion harmonique (b), saut de fréquence de 1 Hz (c) et saut de phase 30° (d)	40
Figure II.9. Structure d'un panneau photovoltaïque commercialisé	41
Figure II.10. Caractéristiques I(V), P(V)	41

Figure II.11. Puissance maximale en fonction de la température (gauche) et de l'éclairement (droite) [49]	41
Figure II.12. Caractéristique P(V)	42
Figure II.13. Algorithme de la méthode P&O.....	42
Figure II.14. Caractéristique du PV utilisé	43
Figure II.15. Comportement du MPPT	44
Figure II.16. Boucle fermé, calcul le courant de référence Iref	45
Figure II.17. Partie DC-DC	46
Figure II.18. Boucle de commande du courant de Hacheur	46
Figure II.19. Boucle de régulation de la tension continue.....	48
Figure II.20. Boucles de commande de l'étage DC/AC	49
Figure II.21. Caractéristique tension-puissance du panneau PV	50
Figure II.22. Comportement de l'onduleur PV.....	51
Figure II.23. Circuit de puissance et commande d'un système PV triphasé	53
Figure II.24. Structure de la PLL triphasé	53
Figure II.25. Boucles de commande de l'étage DC/AC	54
Figure II.26. Caractéristique tension-puissance du panneau PV.....	55
Figure II.27. Courant triphasé injecté au réseau.....	55
Figure II.28. Taux de distorsion harmonique de courant d'une phase.....	55
Figure II.29. Tension du bus DC.....	56
Figure II.30. Puissance injectée au réseau	56
Figure II.31. Mode 1 (sources : Schneider Electric)	57
Figure II.32. Mode 2 (sources : Schneider Electric)	58
Figure II.33. Mode 3 (sources : Schneider Electric)	58
Figure II.34. Mode 4 (sources : Schneider Electric)	59
Figure II.35. Circuit équivalent de la batterie Li-Ion [55].....	61
Figure II.36. Evolution d'état de la batterie durant la charge.....	63
Figure II.37. Evolution d'état de la batterie durant la décharge	64
Figure II.38. Synoptique des étapes de conversion d'un chargeur.....	65
Figure II.39. Chargeur monophasé avec l'utilisation des enroulements du moteur asynchrone[56] et [57]	66

Figure II.40. Chargeur triphasé avec l'utilisation des enroulements du moteur asynchrone [56]	66
Figure II.41. Circuit de puissance du chargeur pour véhicule à quatre moteurs [58]	67
Figure II.42. Architecture de convertisseur-machine breveté pour la traction et recharge de la batterie [59] (a) deux convertisseur et deux moteur, (b) deux convertisseur et un moteur à double-étoile.....	68
Figure II.43. Chargeur triphasé avec machine deux pôles (a) Mode traction, (b) Mode charge [60]	69
Figure II.44. Solution de recharge proposée par le constructeur français Renault assurant les fonctions traction-recharge lente et rapide [61]	69
Figure II.45. Chargeur non-isolé triphasé de Valéo Système, basé sur moteur split-winding [62]	71
Figure II.46. circuit de puissance et la contrôle du chargeur en cas : (a) monophasé et (b) triphasé	72
Figure II.47. Hacheur réversible fonctionnant comme un hacheur Buck.....	73
Figure II.48. Hacheur réversible fonctionnant comme un hacheur Boost.....	73
Figure II.49. Boucle de commande du courant du convertisseur bidirectionnel	74
Figure II.50. Réseau simulé avec les voitures en charge monophasé et triphasé	75
Figure II.51. Simulation de la charge du VE monophasé et triphasé	77
Figure III.1. Bilan de puissance dans le bus continu	79
Figure III.2. Principe de la commande pour limiter la tension du bus continu.....	81
Figure III.3. Variation du coefficient de régulation k	82
Figure III.4. Fonction $k=f(V_{DC})$ implantée dans Matlab/Simulink.....	82
Figure III.5. Réseau de simulation dans Matlab/Simulink	83
Figure III.6. Tension du bus DC	83
Figure III.7. Puissance du panneau PV.....	83
Figure III.8. Tension du panneau PV.....	84
Figure III.9. Courant sortie de l'onduleur	84
Figure III.10. Puissance de sorite le l'onduleur	84
Figure III.11. Coefficient de régulation k	84
Figure III.12. Schéma de contrôle d'un filtre actif parallèle.....	86

Figure III.13. Station avec 3 VE en charge rapide et un système PV de 50 kW	87
Figure III.14. Contrôle DC/AC de l'onduleur PV pour filtrer des courants harmoniques	88
Figure III.15: Bloc de calcul de composante harmonique d'ordre k.....	88
Figure III.16: Boucle fermée de la compensation sélective de la composante harmonique d'ordre k	89
Figure III.17: Réseau de simulation dans Matlab/Simulink	91
Figure III.18: Forme d'onde du courant des VE.....	91
Figure III.19: Spectre d'amplitude des courants harmoniques des VE.....	92
Figure III.20: Diagramme de BODE de la fonction de transfert en boucle fermée de la compensation sélective des composantes harmoniques.....	92
Figure III.21: Courant total du système PV et VE mesuré au nœud S.....	93
Figure III.22: Spectre du courant total du système PV et VE mesuré au nœud S	94
Figure III.23: Forme d'onde du courant du système PV	94
Figure III.24: Spectre du courant du système PV.....	95
Figure III.25: Forme d'onde de la tension mesurée au nœud S	95
Figure III.26: Spectre de la tension mesurée au nœud S	96
Figure III.27: THD de tension et de courant total	96
Figure III.28. Consigne de puissance dans la commande de l'onduleur en mode (a) P/Q et (b) P/V	100
Figure III.29. Evolution de la tension le long de la ligne en différents cas : sans PV (courbe noir), avec PV (courbe bleu) et avec PV participé à la régulation de tension (courbe rouge)	101
Figure III.30. Zone de fonctionnement du contrôle auto adaptatif	102
Figure III.31. Calcul du coefficient C par logique floue.....	103
Figure III.32. Caractéristique Q-V pour le calcul de la puissance réactive.....	104
Figure III.33. Fonctions d'appartenance de tension (Entrée).....	104
Figure III.34. Fonctions d'appartenance de puissance Q (Entrée).....	105
Figure III.35. Fonctions d'appartenance du coefficient C (sortie).....	105
Figure III.36. Représentation tridimensionnelle de l'évolution du coefficient C en fonction de V et Q.....	106
Figure III.37. Réseau de simulation (Détails dans Annexe B).....	107

Figure III.38. Puissance du PV aux nœuds N04 et N07	108
Figure III.39. Puissance de charge des nœuds : (a) puissance active et (b) réactive	108
Figure III.40. Tension chaque phase de tous les nœuds, en cas (a) sans régulation de tension et (b) avec régulation de tension	109
Figure III.41. Puissance réactive des PVs dans le contrôle de tension	109
Figure IV.1. Puissance de recharge de 6 VE en cas (a) sans gestion de charge et avec gestion de charge (b).....	113
Figure IV.2. Plan des sous-parties dans chapitre IV	113
Figure IV.3. Parking de charge connecté au réseau électrique	114
Figure IV.4. Puissance de charge totale du parking en fonction du temps.....	116
Figure IV.5. Puissance de charge du parking avec limite b_{ref} de T_{deb_lim} à 11h	117
Figure IV.6. Algorithme de gestion de recharge des VE avec interruption	120
Figure IV.7. Puissance de recharge de 20 voitures pour les applications 1 et 2	122
Figure IV.8. Plan de charge des VE pour l'application 1	122
Figure IV.9. Algorithme de gestion de recharge des VE avec modulation de puissance	125
Figure IV.10. Puissance de charge de 20 voitures pour les applications 1 et 2.....	126
Figure IV.11. Puissance du VE 7 pour l'application 2.....	126
Figure IV.12. Parking de charge et centrale photovoltaïque connectés au réseau électrique	127
Figure IV.13. Parking recouvert de panneau photovoltaïque au centre commercial E. Leclerc de Saint-Aunès.....	128
Figure IV.14. Principe de gestion de la charge en maximisant l'utilisation de l'énergie solaire et en minimisant la puissance appelée u réseau(a) ou minimisant la puissance PV injectée au réseau (b)	129
Figure IV.15. Principe de planification de la charge en maximisant l'utilisation photovoltaïque et en limitant la puissance appelée au réseau.....	131
Figure IV.16. Algorithme pour chercher le point de fonctionnement optimal du parking en présence du PV	133
Figure IV.17. Puissance des VE du système dans l'application 1	133
Figure IV.18. Puissance des VE du système dans l'application 2, $b_{ref} = 10kW$ de 7h à 12h... 133	133
Figure IV.19. Lissage de puissance injectée au réseau en cas $E_{PV} > E_{EV}$	134
Figure IV.20. Lissage de puissance injectée au réseau en cas $E_{PV} = E_{EV}$	134

Figure IV.21. Algorithme pour chercher le point de fonctionnement optimal du parking avec la présence du PV	137
Figure IV.22. Puissance des composantes du système dans application 1.....	137
Figure IV.23. Puissance des composantes du système dans application é.....	137
Figure IV.24. Lissage de puissance injectée au réseau dans le cas $E_{PV} > E_{EV}$	138
Figure IV.25. Puissance de charge du VE7 et VE17	138
Figure IV.26. Lissage de puissance injectée au réseau dans le cas $E_{PV} = E_{EV}$	138
Figure IV.27. Algorithme pour minimiser le coût de recharge du parking	141
Figure IV.28. Coût de charge sans et avec minimisation	141
Figure IV.29. Puissance du parking sans et avec l'optimisation de coût.....	141
Figure IV.30. Puissance du parking avec optimisation du coût et limitation à 40 kW à Samedi	142
Figure IV.31. Algorithme pour minimiser le coût de recharge du parking	144
Figure IV.32. Coût de recharge dans une semaine	144
Figure IV.33. Puissance de recharge du parking à Lundi.....	144
Figure IV.34. Minimisation le coût de recharge et limitation la puissance à 40 kW à Lundi	145
Figure IV.35. Puissance du système en cas $E_{PV} > E_{VE}$	147
Figure IV.36. Puissance du système en cas $E_{PV} < E_{VE}$ et donnée de prix à Lundi	147
Figure IV.37. Coût de charge du parking dans une semaine, cas $E_{PV} > E_{VE}$	147
Figure IV.38. Coût de charge du parking dans une semaine, cas $E_{PV} < E_{VE}$	147
Figure IV.39. Puissance du système dans le cas $E_{PV} > E_{VE}$	148
Figure IV.40. Cas $E_{PV} < E_{VE}$ et le prix à Lundi	148
Figure IV.41. Coût de recharge du parking dans une semaine, cas $E_{PV} > E_{VE}$	148
Figure IV.42. Coût de recharge du parking dans une semaine, cas $E_{PV} < E_{VE}$	148
Figure IV.43. Contenu des travaux faites dans le chapitre	149
Figure V.1. Système de recharge d'un parking de VE	153
Figure V.2. Variation de SOC des VE	156
Figure V.3. Variation de puissance de recharge des VE	156
Figure V.4. Puissance totale appelée au réseau.....	156
Figure V.5. Variation de SOC de VE.....	157
Figure V.6. Variation de puissance de recharge des VE	157

Figure V.7. Variation de puissance totale appelée au réseau.....	158
Figure V.8. Variation de SOC des VE	159
Figure V.9. Variation de puissance de charge des VE.....	159
Figure V.10. Variations de la limite de puissance autorisée et de la puissance totale appelée au réseau.....	160
Figure V.11. Variation du SOC des VE.....	161
Figure V.12. Variation de puissance de recharge des VE	162
Figure V.13. Variations de puissance PV et de puissance appelée au réseau.....	162
Figure V.14. Schéma de commande d'une station de recharge pour absorber une énergie renouvelable maximale.....	163
Figure V.15. Variation du SOC des VE.....	163
Figure V.16. Variation de puissance de recharge des VE	164
Figure V.17. Variation de puissance PV et de puissance totale appelée au réseau.....	164
Figure V.18. Variation du SOC des VE.....	165
Figure V.19. Variation de la puissance de recharge des VE	166
Figure V.20. Variations des limites de puissance autorisée et de la puissance totale appelée au réseau	166
Figure V.21. Contribution de puissance de chaque VE à la puissance totale du parc.....	167

Liste des tableaux

Tableau II.1. Types de recharge pour les VE	59
Tableau II.2 Batterie utilisée dans les voitures électriques de quelques fabricants [54]	60
Tableau II.3 Paramètre d'une cellule de batterie Li-Ion.....	62
Tableau II.4 : Equations du hacheur bidirectionnel en deux modes	74
Tableau III.1 : Gain et phase du système en boucle fermée pour des harmoniques d'ordre différents.....	93
Tableau IV.1. Temps d'arrivée, temps de départ et SOC initial de 20 voitures.....	121
Tableau IV.2. Temps d'arrivé, temps de départ et SOC initial de 20 voitures.....	126
Tableau IV.3. Résultat du calcul d'optimisation	142

Introduction générale

Au cours des dernières années, la production d'énergie PV s'est développée rapidement. C'est une source intermittente : la puissance dépend de l'irradiation solaire. Cette caractéristique influence négativement le réseau électrique et a fait l'objet de nombreuses études sur son intégration. En ce qui concerne les charges on peut prévoir l'émergence d'un nouveau type : les véhicules électriques. Suivant l'activité quotidienne de la population, la recharge simultanée d'un grand nombre de véhicules électriques, s'effectue normalement la nuit quand on rentre à la maison et le jour quand on arrive au bureau : ceci peut se traduire par un appel de puissance très important qui influence négativement le réseau électrique.

Le raccordement des systèmes PV et/ou des systèmes de recharge des VE au réseau de distribution (Caractère intermittent de la ressource solaire ; Caractère aléatoire des systèmes de recharge des VE) peut avoir divers impacts sur le fonctionnement du réseau de distribution :

- Variations de tension
- Déséquilibre de tension entre phases
- Injection d'harmoniques au réseau si les onduleurs ne sont pas munis de filtres efficaces
- Interactions harmoniques entre onduleurs à travers le réseau
- Injection de courant continu au réseau
- Courants de fuite
- Accroissement des pertes
- Possibilité de congestion en cas de recharge des VE...

C'est pourquoi, l'objectif de cette thèse est de développer des stratégies de contrôles/commandes intelligentes pour les onduleurs PV et les systèmes de recharge des VE afin de :

- Réduire le coût total du système PV ou du système de recharge,
- Augmenter les performances des onduleurs PV raccordés au réseau
- Augmenter le taux de pénétration des systèmes PV et/ou de recharge des VE tout en améliorant les aspects suivants :
 - continuité de service
 - Services système (participation aux réglages de tension et de fréquence)
 - stabilisation du réseau en cas de nécessité
 - amélioration de la qualité de l'énergie électrique
 - éviter les congestions...

Dans le cadre de ce travail, les services système que les systèmes PV et/ou les systèmes de recharges peuvent apporter au réseau sont élaborés dans un but prospectif : gestion de congestion (réduction de pics de consommation), respect du plan de tension par régulation, absorption/production de puissance réactive selon le besoin, tenue aux creux de tension, amélioration de la qualité de l'énergie.

Dans cette thèse, on va donc étudier plus particulièrement :

- Les interactions entre les onduleurs PV et le réseau
- Les interactions entre les onduleurs de recharge des VE et le réseau
- La définition des services apportés par ces systèmes

Cela passe par :

- La modélisation des onduleurs PV et VE
- Le développement de systèmes de contrôle/commande intelligent pour ces services comme : réglage de tension, gestion de congestion, amélioration de la qualité (ex : harmoniques), capacité de tenue aux creux de tension.

La thèse comporte 5 chapitres :

Le premier chapitre présente l'état de l'art de la production PV et des VE sous l'aspect de développement du marché mondial et de leur impact sur le réseau de distribution.

Le deuxième chapitre concerne la modélisation des PV et VE : modèles détaillés et simplifiés. Les modèles détaillés sont utilisés pour développer les méthodes avancées de contrôle/commande étudiées dans les chapitres III et V. Les modèles simplifiés sont destinés à l'algorithmique d'optimisation présentée au chapitre IV.

Le troisième chapitre développe trois méthodes de contrôle du PV : contrôle de l'onduleur pour éviter la déconnexion intempestive due à la surtension du bus continu ; réduction du THD du réseau ; participation à la régulation de tension par injection/absorption de puissance réactive. Ces méthodes de contrôle sont appliquées à chacun des PV distribués au sein d'un réseau résidentiel.

Dans le quatrième chapitre, on tient compte du cas où les VE sont regroupés dans un parking de recharge, on propose à cet effet des méthodes d'optimisation permettant de réduire la puissance de recharge totale des VE et le coût de l'énergie électrique. Si le parking est associé à un parc PV, on cherche à maximiser la production d'énergie PV pour charger les VE.

Comme la méthode d'optimisation implique une prévision des données qui n'est jamais absolument exacte, il convient de surmonter cet inconvénient : le cinquième chapitre propose une méthode de contrôle en temps réel du parking de recharge des VE, pouvant résoudre différents problèmes : V2G, réduire le pic de consommation, maximiser l'utilisation photovoltaïque...

Enfin, la thèse se termine par une conclusion générale dans laquelle nous formulons quelques commentaires concernant nos travaux et ouvrons quelques perspectives faisant suite à cette recherche.

CHAPITRE I :

Etat de l'art sur les systèmes PV et VE

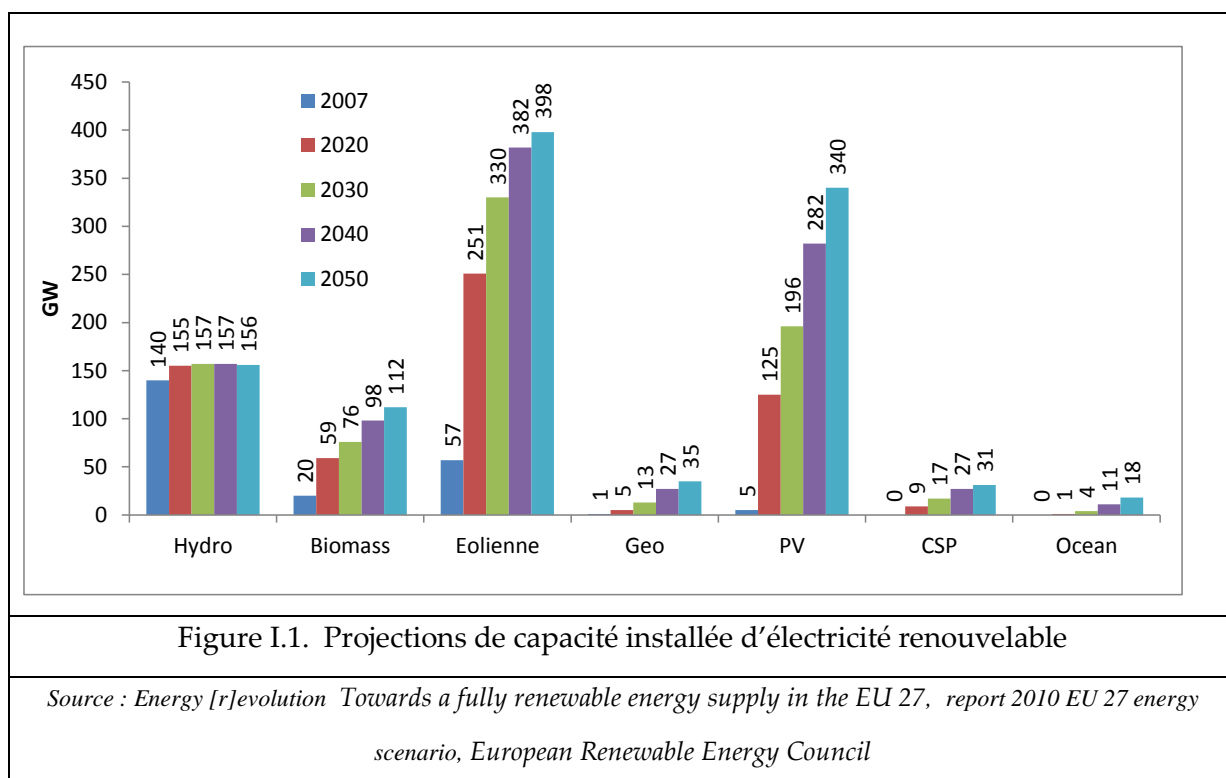
SOMMAIRE

CHAPITRE I : Etat de l'art sur les systèmes PV et VE.....	16
I.1. Contexte de développement du PV	17
I.1.1. Développement des PV dans un contexte de forte intégration des ENR au réseau....	17
I.1.2. Impact des installations PV sur le réseau public de distribution.....	20
I.2. Contexte de développement du VE	23
I.2.1. Développement des VE	23
I.2.2. Impact des installations VE sur le réseau public de distribution.....	27
I.3. Nécessité de rechercher des solutions pour faciliter l'intégration des PV et VE dans un réseau de distribution.....	30

I.1. Contexte de développement du PV

I.1.1. Développement des PV dans un contexte de forte intégration des ENR au réseau

Selon la quasi-totalité des prévisions, les sources d'énergies renouvelables ont un avenir certain et important. Selon une estimation (Figure I.1), on peut voir l'augmentation rapide des productions éolienne et photovoltaïque.



Dans une vue plus globale, l'Union Européen a prévu que 20% de l'énergie primaire proviendra des ENR en 2020 (23% pour la France Figure I.2).

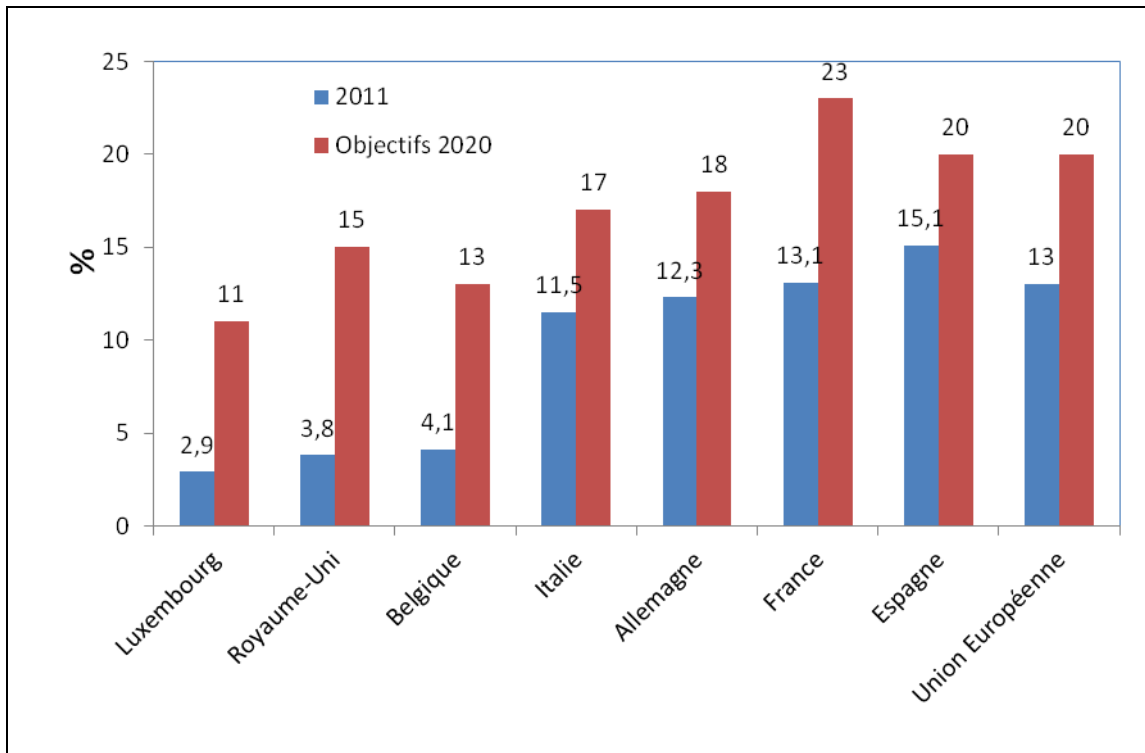


Figure I.2. Progression de la proportion d'énergies renouvelables en Europe de l'ouest

Source : Cour des comptes - Commissariat général au développement durable /Service de l'observation et des statistiques (CGDD SoeS) pour la France /Commission européenne Eurostat pour les autres pays (communiqué 26 avril 2013)

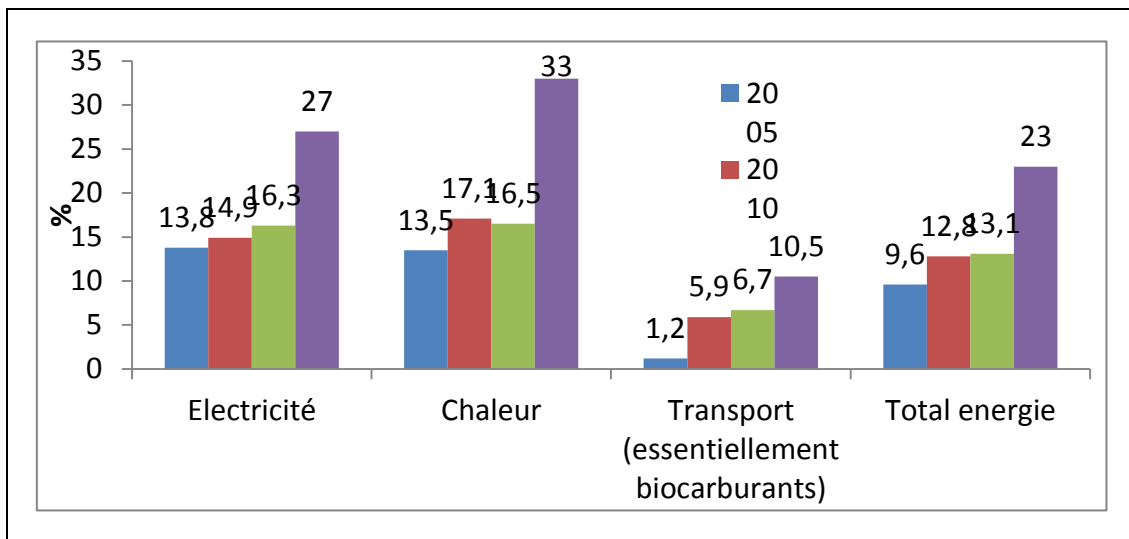


Figure I.3. Proportions de la production d'énergies renouvelables par secteur en France et objectifs à 2020

Source : Cour des comptes d'après les données du CGDD et de la DGEC

En France, pour atteindre le chiffre de 23%, on peut voir l'augmentation du taux d'énergie renouvelable dans les principaux secteurs d'activité (Figure I.3).

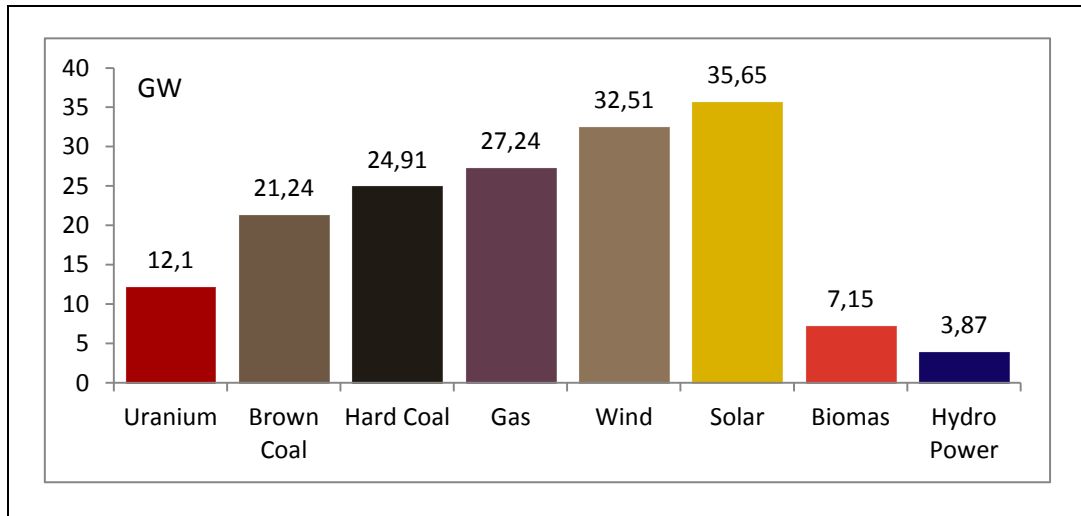


Figure I.4. Puissance installée en Allemagne à 16 Octobre 2013

Source : B.Burger, Fraunhofer ISE, data : Bundesnetzagentur

L'Allemagne est actuellement le leader mondial dans le domaine des ENR : la puissance des centrales solaire installées jusqu'à 2013 est de 35,51 GW. Comparée à l'Allemagne, la puissance PV de la France (4.3 GW) est très faible, bien que fortement croissante (voir Figure I.5).

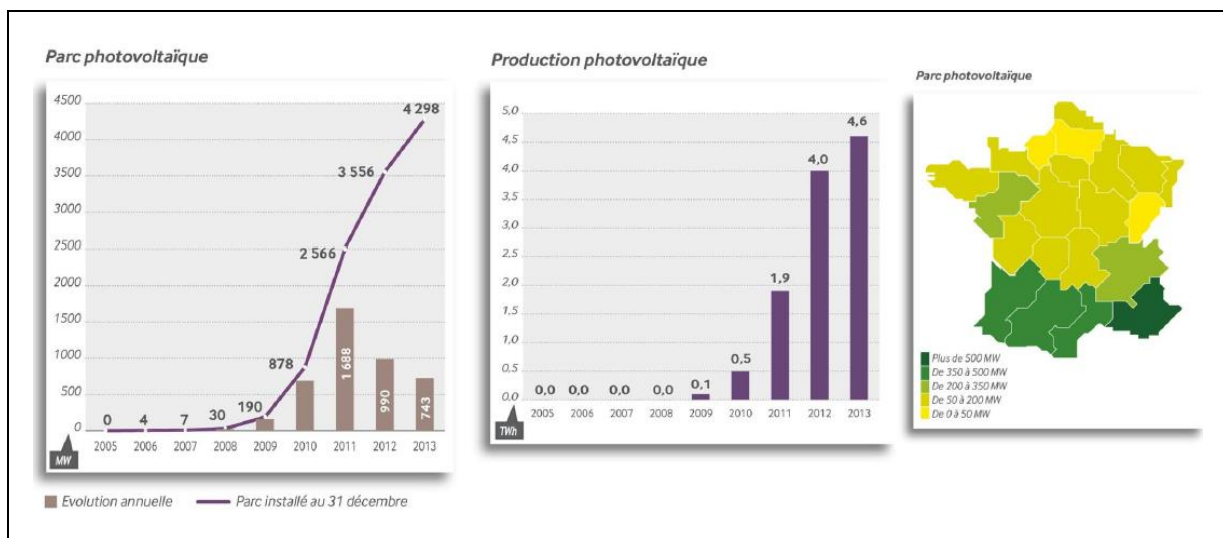
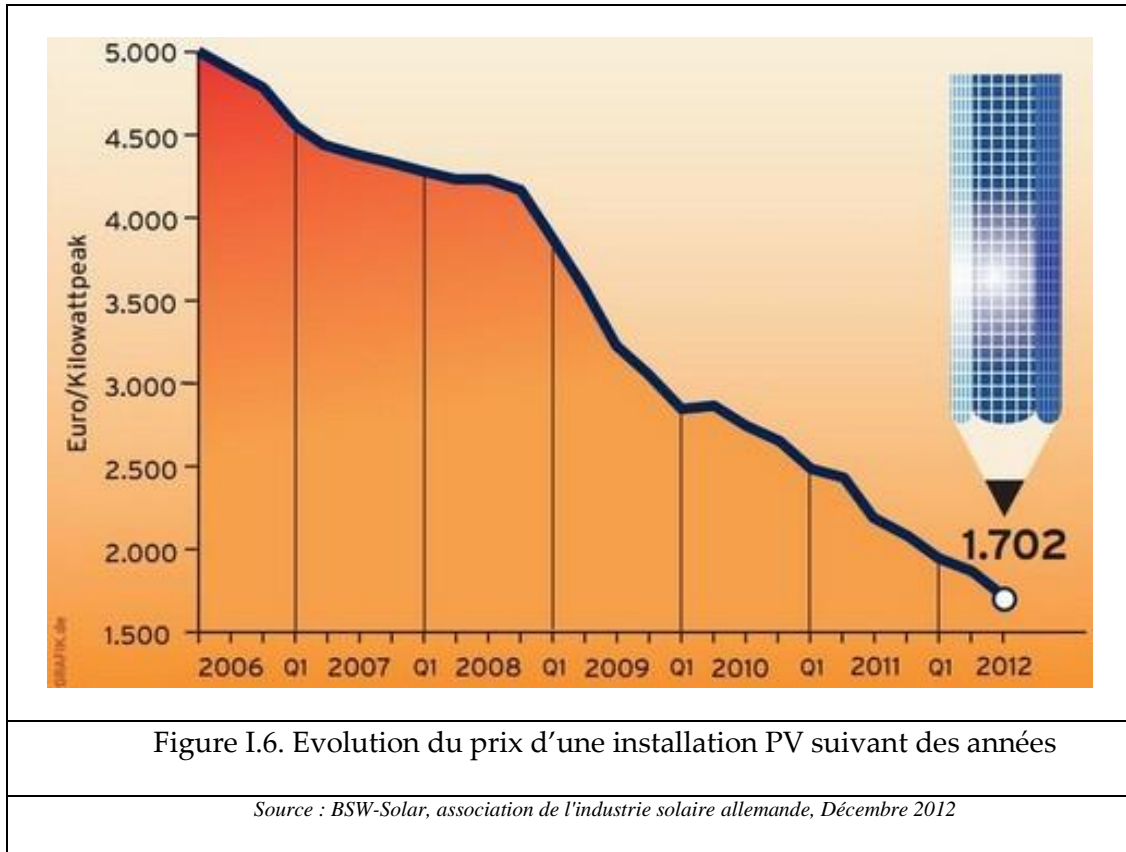


Figure I.5. Evolution du parc photovoltaïque installé en France

Source : Bilan électrique français 2013, RTE, 23 Janvier 2014

En fait, c'est le prix de revient et le coût du kWh revendu qui déterminent le taux de pénétration du PV dans le réseau public. La Figure I.6 montre la tendance à la baisse du prix

des installations PV ce qui traduit la compétitivité du PV par rapport aux autres sources ENR. Toutefois, le moteur essentiel à l'heure actuelle demeure la subvention.



I.1.2. Impact des installations PV sur le réseau public de distribution

L'objectif de cette partie est de synthétiser les conclusions des études publiées concernant l'impact des installations PV sur le réseau public de distribution.

a) Elévation et fluctuation locale du niveau de tension

Dans le réseau de production PV présenté dans la Figure I.7, le transit de puissance est modifié par rapport à un réseau classique. La chute de tension entre le réseau et le point de raccordement du PV s'approche bien par la formule ci-dessous :

$$\Delta V = \frac{R(P_G - P_L) + X(\pm Q_L + Q_C)}{V} \quad (I.1)$$

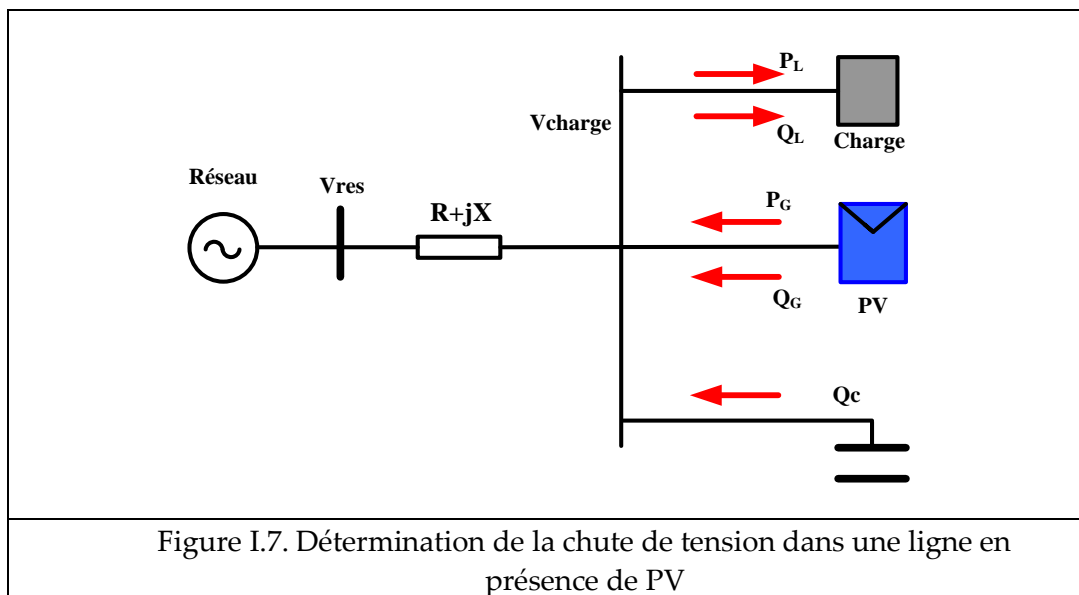
Où :

R, X sont la résistance et la réactance totale de la ligne

P_G, Q_G sont les puissances actives et réactive fournies par PV

P_L, Q_L sont les puissances active et réactive de consommation

Q_C est la puissance réactive du dispositif de compensation éventuel.



Dans le réseau de distribution, la puissance active injectée par un système PV joue un rôle important dans la variation de la tension car la résistance linéique est plus importante que la réactance linéique ($R \gg X$). Plus la puissance PV installée est grande, plus la tension au point de raccordement est élevée.

De plus, l'ensoleillement variable provoque la fluctuation de la puissance PV, donc implique la fluctuation de la tension locale.

b) Surtension temporaire

Une étude réalisée en Espagne [1] rapporte que des surtensions ont détruit des équipements électriques comme des compteurs. De tels incidents sont survenus lorsqu'une coupure de réseau en amont de l'onduleur PV entraîne son isolement par rapport à la charge. La surtension peut dépasser 200% par rapport à la valeur nominale de la tension du réseau. Des simulations effectuées dans le cadre du projet Esprit [2] ont montré qu'au moment de la coupure du réseau, plus la production PV est importante par rapport à la consommation, plus la surtension est élevée.

c) Harmoniques de courant

Deux autres études [3] et [4] montrent que la multiplication des onduleurs sur le réseau peut augmenter les harmoniques quand les onduleurs sont de même type, alors que des onduleurs de types différents tendent à atténuer les harmoniques générés par aplatissement du spectre résultant.

Ce problème d'harmonique courant s'atténue avec les nouvelles technologies d'onduleurs.

d) Injection de courant continu

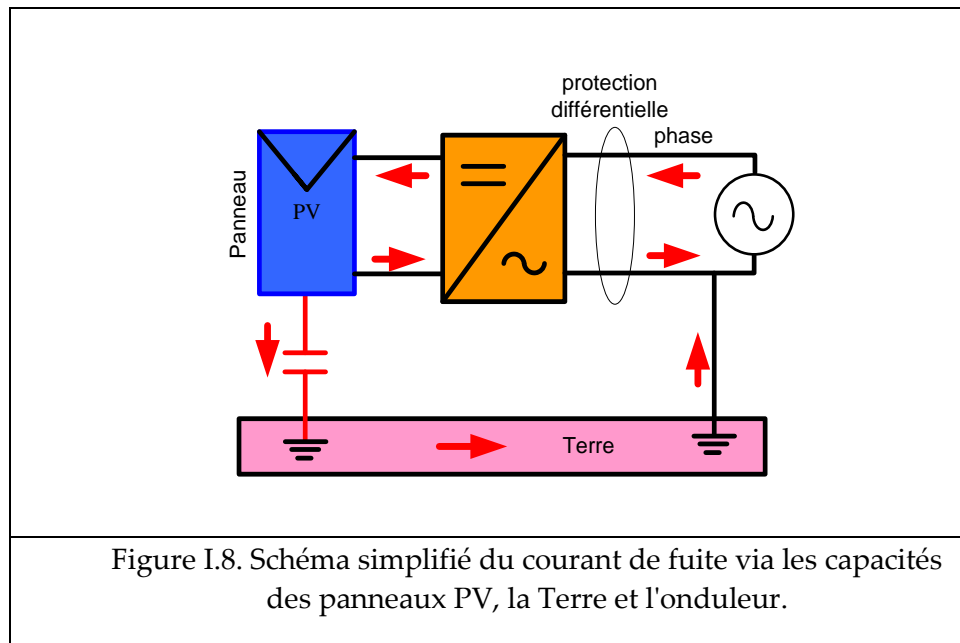
L'étude [5] montre que tous les types d'onduleurs (avec transformateur HF, BF, sans transformateur) injectent un courant continu (les onduleurs de type transformateur BT injectent un courant continu plus faible). Dans le cas du projet DISPOWER, différents tests réalisés avec des onduleurs de puissance maximale 4kW montrent que la composante continue est inférieure à 600mA, dans ces 8 sur 12 cas, inférieure à 100mA. Cette composante continue influence négativement le fonctionnement et la durée de vie les équipements du réseau comme la protection différentielle et les compteurs [6]. Les auteurs du projet DISPOWER recommandent de maintenir la composante continue en dessous de 0,5 % du courant nominal des transformateurs de distribution [7].

e) Contribution aux courants de court-circuit

En cas de court-circuit sur le réseau, le courant de court-circuit apporté par le générateur PV, peut perturber la détection du défaut par les dispositifs de protection prévus sur le réseau. Donc il est nécessaire de proposer des stratégies de coordination des différentes protections – réseau, PV, consommation- pour assurer le bon fonctionnement des protections de court-circuit.

f) Courants de fuite

Avec les onduleurs de type sans transformateur raccordée au réseau en régime de neutre (le cas de réseau BT en France), un courant de fuite peut être créé et circuler entre la capacité (du panneau PV et EMC filtre) et la terre. La somme des courants de fuite de plusieurs systèmes PV circulant dans le conducteur de terre, et en cas de défaut (coupure du fil de terre) provoque une surtension dangereuse si on touche des équipements. Si la valeur de ce courant de fuite atteint le seuil de protection différentielle (30mA en France), une coupure du PV aura lieu [8].



g) Déséquilibre entre phases

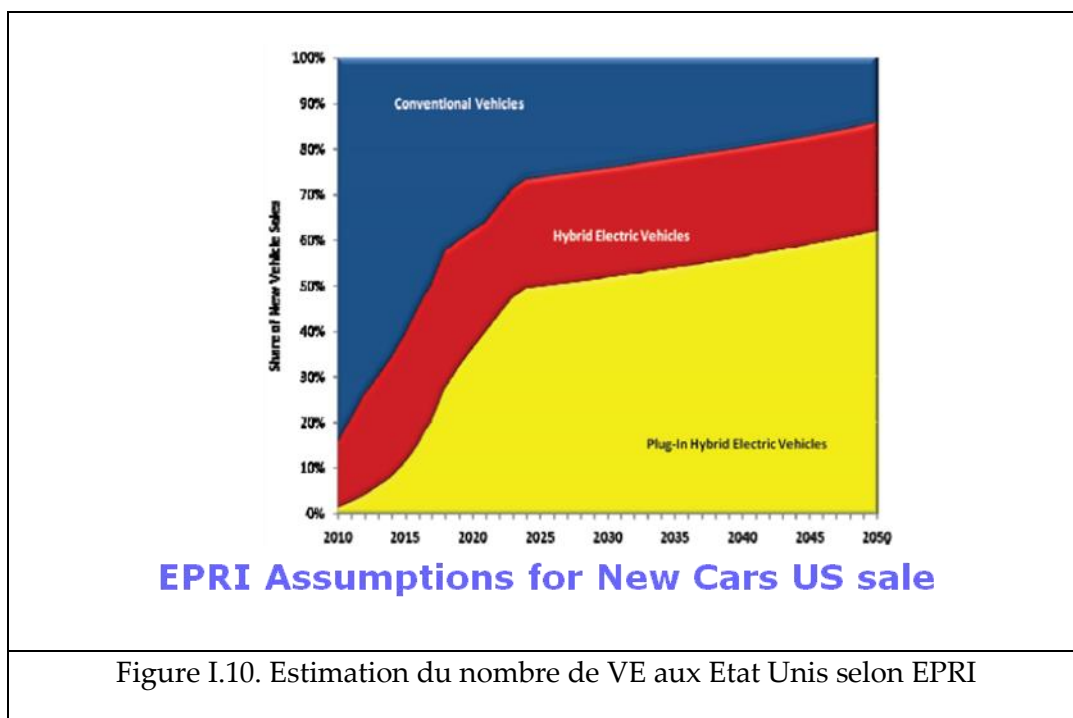
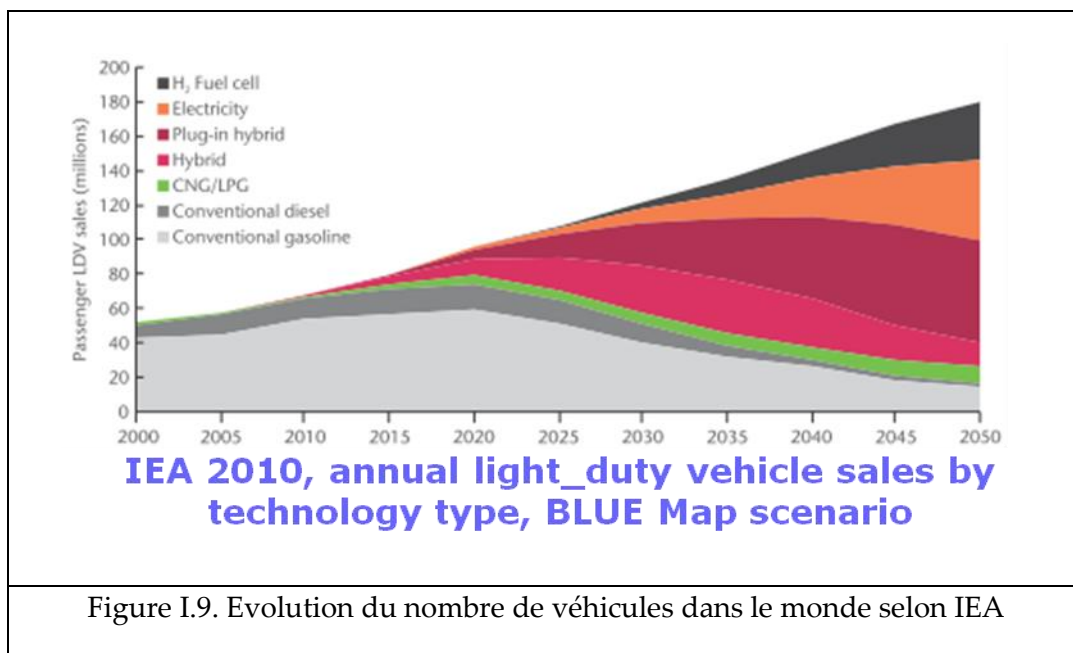
Les onduleurs installés dans les secteurs résidentiels sont normalement de petite puissance, et de structures monophasées. Dans un réseau triphasé BT, si la puissance de production PV n'est pas correctement répartie entre les 3 phases, un phénomène de déséquilibre du réseau BT peut apparaître.

I.2. Contexte de développement du VE

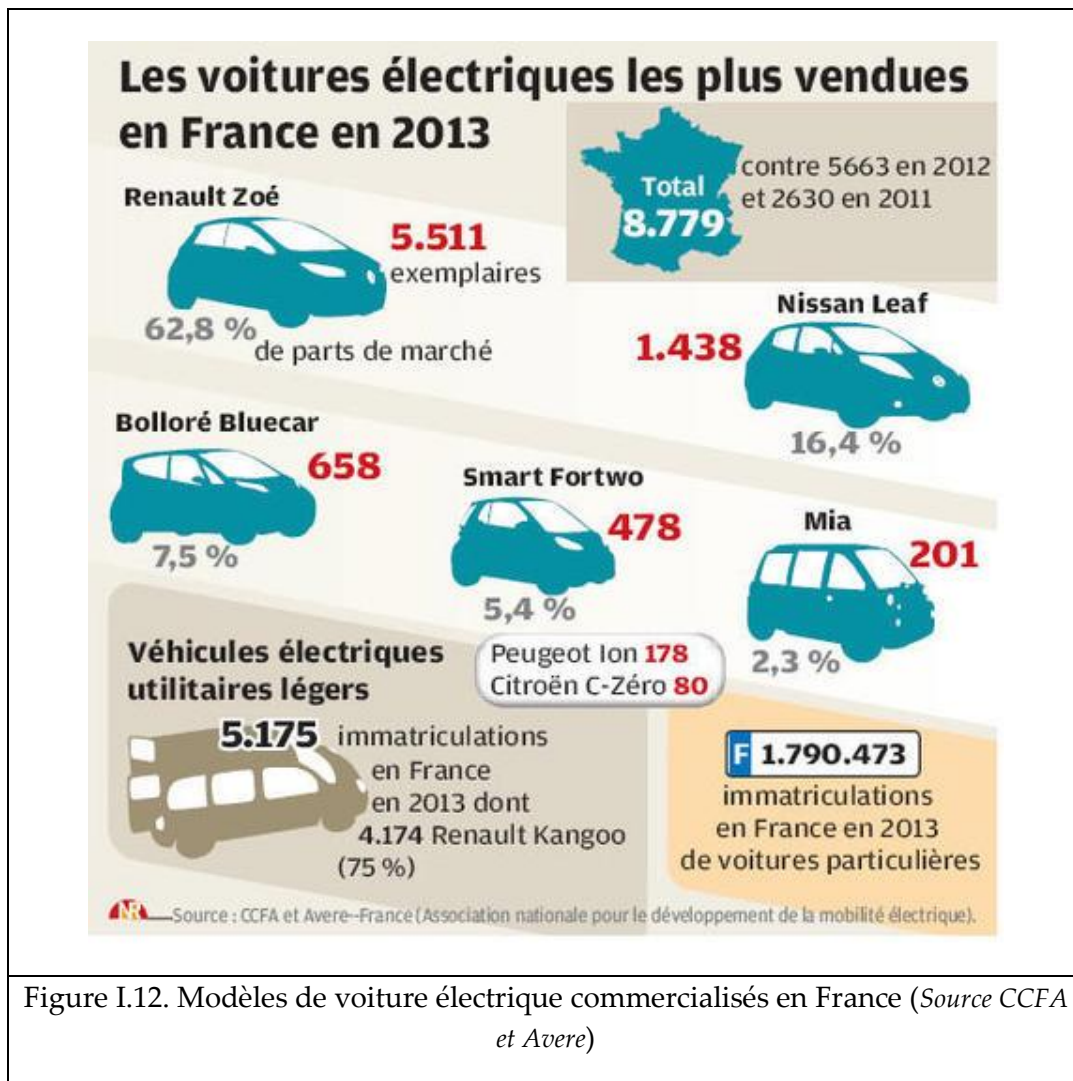
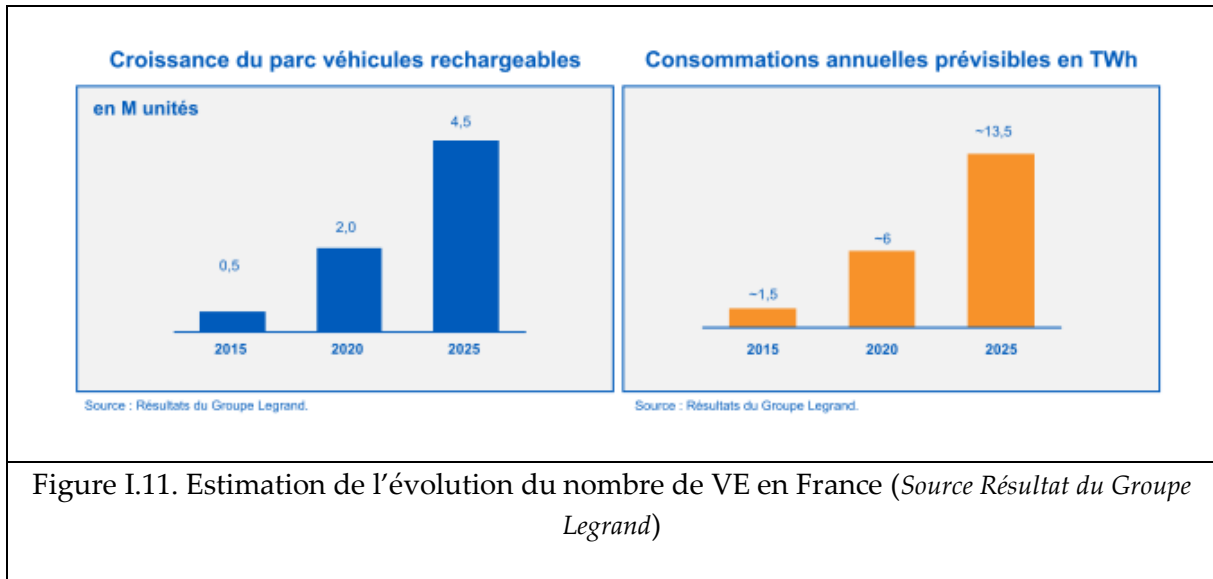
I.2.1. Développement des VE

Il existe différents types de véhicules électriques (VE). Dans le cadre de cette thèse, on considère deux types de VE : le PHEV (plug-in hybrid electric vehicle) et le BEV (battery electric vehicle).

Les estimations de IEA (International Energy Agency) (Figure I.9) et EPRI (Electric Power Research Institute) (Figure I.10) montrent une forte croissance du nombre de VE dans l'avenir.



La Figure I.11 montre l'évolution prévue en France, compte tenu de la diversité des modèles existant en 2013 (Figure I.12).



Un VE est défini comme étant une automobile entraînée par un ou des moteurs électriques alimentés par des batteries ou des piles à combustible. L'autonomie est donc

directement liée à la source d'alimentation de ces moteurs. Voici quelques exemples d'autonomies affichées par les constructeurs :

- BMW MiniE : batterie lithium-ion de 32 kWh, autonomie de 200 km,
- Leaf de Nissan : batterie lithium-ion de 24 kWh, autonomie de 160 km,
- Renault Fluence : batterie lithium-ion de 22 kWh, autonomie de 160 km,
- Citroën C-Zero : batterie lithium-ion de 16 kWh, autonomie de 130 km.

Un VE présente de nombreux avantages, tels que :

- l'économie de produits pétroliers,
- la diminution de la part des nuisances urbaines due à la circulation automobile,
- la réduction des émissions de gaz à effet de serre,
- la possibilité de contribuer aux services système (ex : renvoyer de l'énergie sur le réseau de distribution).

Mais le développement du VE est ralenti par de nombreux obstacles. Les principales faiblesses sont le prix et les performances techniques. En effet, aujourd'hui, les modèles tout électriques sont plus coûteux que leurs équivalents thermiques, du fait du prix élevé des batteries qui sont le plus souvent louées par les constructeurs automobiles. En ce qui concerne les performances et les capacités, voici quelques points qui nécessitent une amélioration :

- La vitesse de pointe : bien qu'étant largement suffisante pour rouler en ville et sur route, elle demeure inférieure, pour les modèles commerciaux, à celle des voitures classiques (avec le moteur thermique).

- Le volume des batteries : essentiellement positionnées à l'arrière du véhicule, sous le plancher, elles réduisent considérablement l'espace du coffre,

- Le vieillissement et la durée de vie des batteries : encore peu maîtrisées aujourd'hui et tributaire des modes de rechargement. Le vieillissement est donc variable selon les utilisateurs,

- La durée de recharge standard : entre 5 et 8 heures (en cas de charge normale) sur une alimentation monophasée à 220 V. Cela impose donc deux nouvelles contraintes, d'une part la gestion du temps de roulage et d'autre part le lieu de l'approvisionnement électrique. Les infrastructures permettant la recharge des VE sont insuffisantes à l'heure actuelle, de plus, aucune normalisation n'a encore été définie,

- L'autonomie : le critère le plus critique. En effet il est compliqué d'estimer la consommation car elle dépend du mode de conduite, de la vitesse, de l'inclinaison de la route, de la vitesse du vent, de la température extérieure et de l'utilisation des accessoires (éclairage, essuie-glaces, radio, etc.).

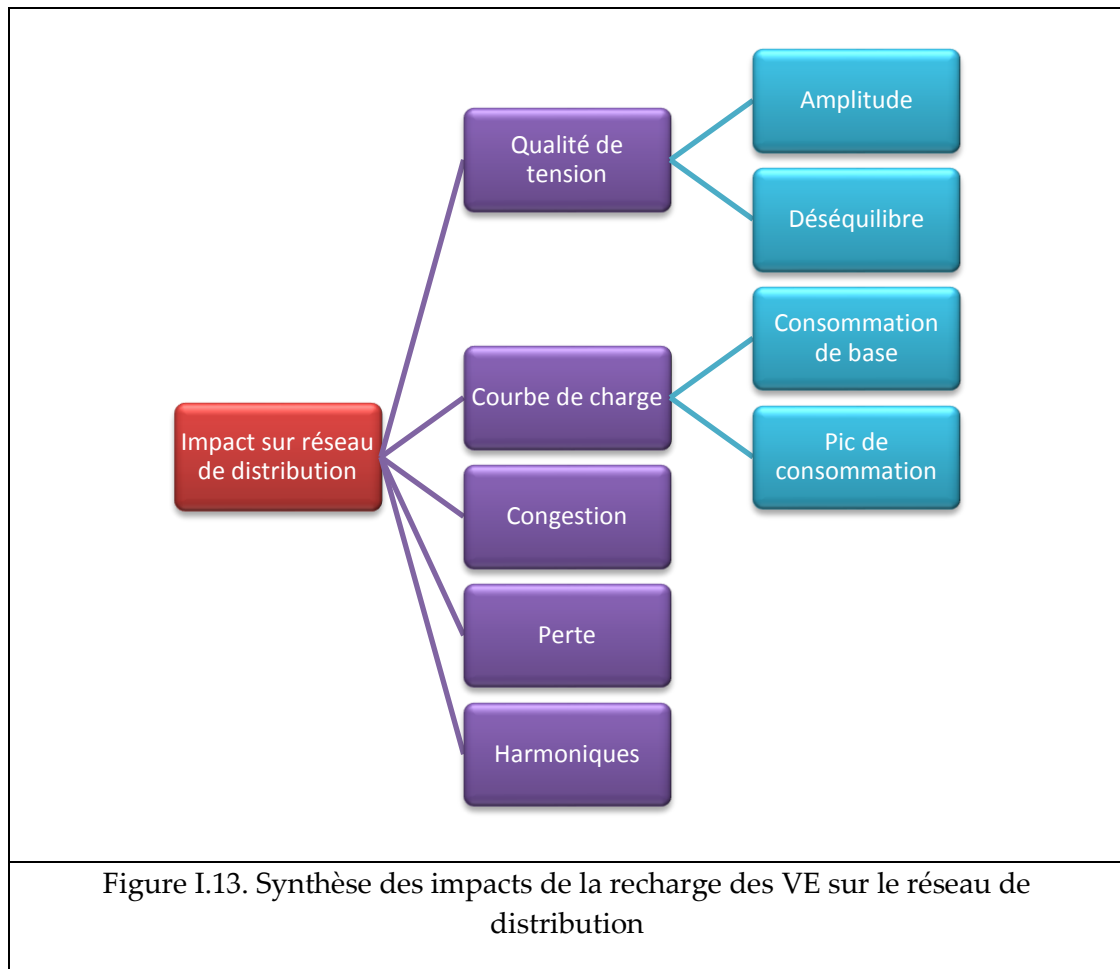
La majorité des points cités ci-dessus sont liés à la batterie.

I.2.2. Impact des installations VE sur le réseau public de distribution

En France, la puissance installée totale, c'est-à-dire la quantité totale d'énergie produite toutes énergies confondues (nucléaire, hydraulique, thermique et énergies renouvelables) est de plus de 100 GW (environ de 120 GW de puissance installée théorique). Le pic de consommation a atteint 102.1 GW en janvier 2012. Une recharge de tous les véhicules en même temps, par exemple le soir vers 19 heures, entraînerait un pic de consommation susceptible de perturber la qualité de l'alimentation électrique. En effet, si 2 millions [9] de véhicules ne représentent que 2 % de la consommation totale d'énergie électrique, leur recharge simultanée appellerait 10% de la puissance installée.

Le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité nécessite donc de gérer et de "piloter" la recharge des véhicules électriques.

Les impacts du VE sur le réseau de distribution sont listés dans [10] et [11], et résumés sur la Figure I.13.



Au cours des prochaines années, on prévoit qu'un fort développement des VE qui pourra avoir des impacts importants sur les réseaux électriques comme par exemple [1-3]:

- Modification du profil de charge du réseau avec une augmentation des pointes de consommation
- Risque de congestion sur le réseau électrique (en particulier des transformateurs)
- Modification du plan de tension
- Amplification du déséquilibre de tension entre les phases
- Augmentation des pertes
- Injection d'harmoniques sur le réseau...
- Vieillesse accélérée des transformateurs de distribution [12], [13]

La commercialisation des VE s'accompagnera de services proposés aux clients. Ces services énergétiques s'articuleront autour de la batterie des VE qui offre une opportunité de stockage d'énergie pour le réseau électrique. Des études sont nécessaires pour appréhender les contraintes et opportunités techniques et économiques liées à la recharge des VE. Ces

études doivent contribuer à la valorisation des services énergétiques et à la maîtrise de leur gestion opérationnelle.

Dans la littérature, plusieurs travaux montrent l'influence de la recharge des VE sur la courbe de charge [14]–[18][19]. Dans [14], les auteurs montrent que l'augmentation du taux de pénétration du PHEV (rapport entre nombre de PHEV et nombre de nœud de consommation) entraîne un accroissement du pic de consommation. Par exemple, dans un réseau de 33 nœuds, le pic de consommation estival augmente de 474kW à 507 kW pour un taux de pénétration du PHEV de 11,3%, et jusqu'à 607 kW pour un taux de pénétration de 45%. Dans [15], la recharge non-contrôlée des VE provoque une augmentation de 50% du pic de consommation dans une section résidentielle pour un scénario à faible taux de pénétration des VE, et de 2,4 -3,3 fois pour les scénarios à moyen ou fort taux de pénétration des VE . Dans [16], la simulation d'un réseau de distribution comportant 449 nœuds dont 31 nœuds en HTA (23 kV) et des départs résidentiels, les résultats de simulation montre que 63% de pénétration des PHEV entraîne un doublement du pic de consommation.

Pour réduire le pic de consommation d'un ensemble de VE (d'un parking ou d'un quartier), différentes stratégies sont proposées, utilisant l'optimisation quadratique [15], [20], et les algorithmes génétiques [21]. Dans ces articles, les algorithmes sont développés pour déterminer l'instant du début de recharge [15], [21], [22], ou bien le niveau de puissance de recharge [20].

Ces études mettent en avant l'impact potentiel du développement des VE sur la pointe de consommation.

En France, les premiers chiffres avancés par les gestionnaires de réseaux et de la CRE [23] sont les suivants :

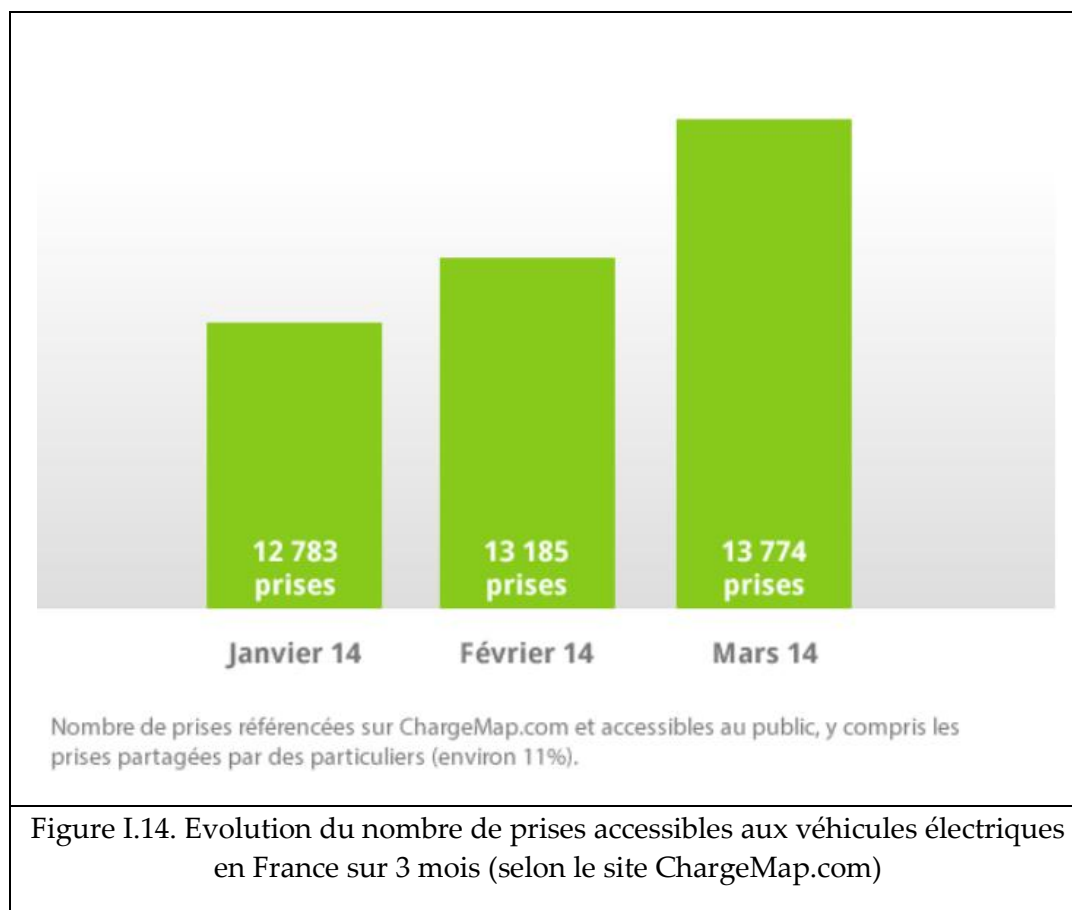
- à l'échelon national : une augmentation de la pointe de + 0 à + 11 % (avec une hypothèse de 2 millions de véhicules électriques au niveau national en 2020) ;

- à l'échelon des postes source (HTB/HTA) : une augmentation de la puissance de soutirage maximale atteinte de + 0 à + 25 % (sur la base d'une hypothèse de 300 à 3 000 véhicules électriques se rechargeant sur un poste source) ;

- à l'échelon d'un poste de distribution (HTA/BT) : une augmentation de la puissance de soutirage maximale atteinte d'un poste de distribution publique de + 0 à + 100 % (sur la base d'une hypothèse de 0 à 100 véhicules électriques se rechargeant sur un poste HTA/BT).

I.3. Nécessité de rechercher des solutions pour faciliter l'intégration des PV et VE dans un réseau de distribution

En France, l'introduction des VE est en cours, et de nombreuses bornes de recharge sont mises en place (Figure I.14)



La Commission permanente du Conseil régional d'Ile-de-France a attribué le 18 juin 2014, une subvention de près d'un million d'euros destinée à installer 130 nouvelles bornes de recharge pour VE. En 2015, le territoire comptera 1 000 points de charge supplémentaires. D'ici à 2020, 16 000 bornes auront été installées sur cette région.

Il est bien évident que les stations de recharge seront raccordées au réseau de distribution d'électricité. Les recharges pourront aussi bien s'effectuer la nuit que le jour. Les stations de recharge PV seront un chaînon du « smart-grid » contribuant à la limitation de l'empreinte carbone entre autres. Afin de limiter l'impact du véhicule électrique sur les capacités de production des centrales thermiques, les efforts seront portés sur la

concomitance entre la recharge des véhicules et la production d'électricité d'origine PV. Dans [24], l'auteur considère largement le problème de recharge des VE, et aborde le V2H, V2G (Vehicle to Home, Vehicle to Grid), mais plutôt sous l'aspect management et gestion. Dans [25], l'auteur propose des stratégies de recharge du parking VE associé aux PV par optimisation, mais sans contrôle en temps réel. Dans notre travail, on utilise à la fois les méthodes d'optimisation et le contrôle en temps réel, à partir des actions possibles en matière de contrôle/commande.

Pour faciliter l'intégration massive des PV et VE dans le réseau électrique, le but de la thèse est de :

Premièrement, proposer des stratégies de contrôle en temps réel des systèmes PV et VE afin de maximiser la contribution des services système au réseau (tension, niveau d'harmonique...)

Deuxièmement, proposer des stratégies de gestion des systèmes PV et VE afin de réduire le pic de consommation, de maximiser l'utilisation de PV, de minimiser le coût de recharge...

CHAPITRE II :

Modélisation des systèmes PV et VE

SOMMAIRE

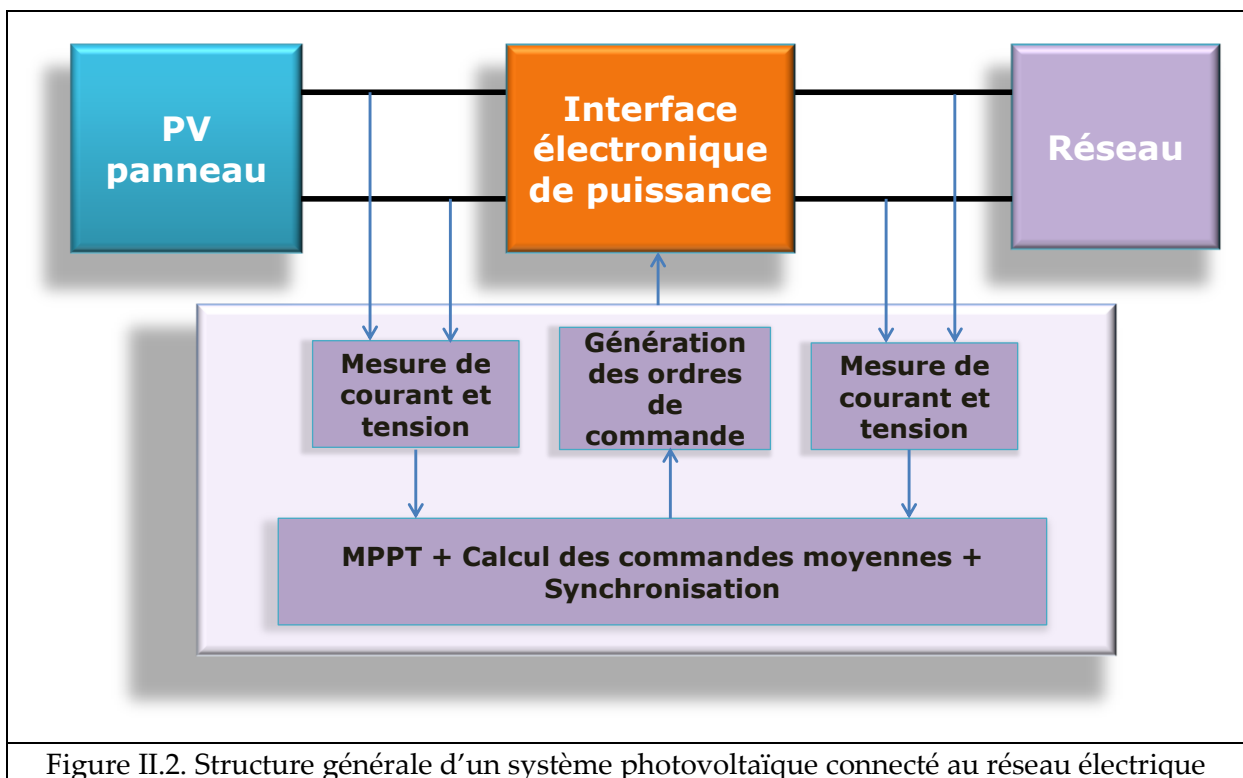
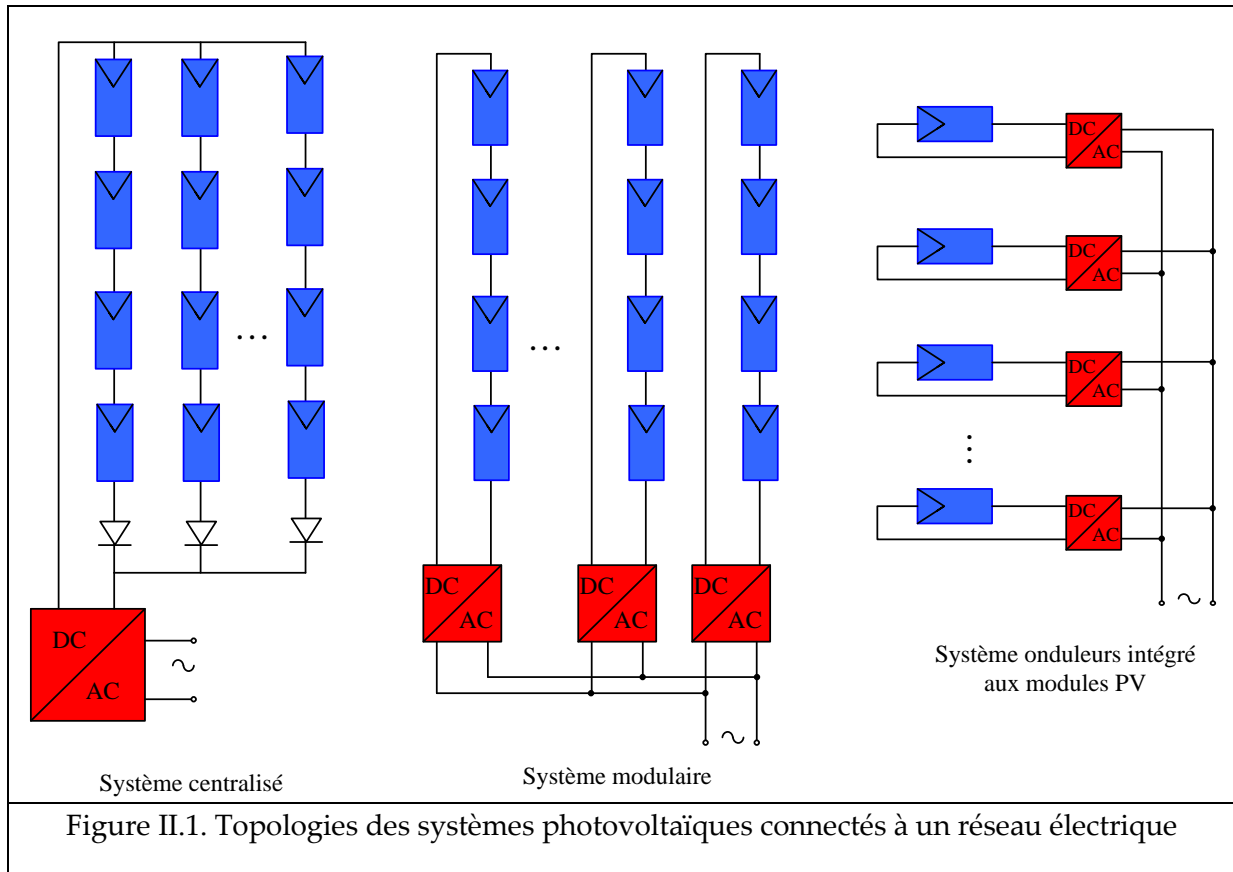
CHAPITRE II : Modélisation des systèmes PV et VE.....	32
II.1. Modélisation des systèmes PVs.....	33
II.1.1. Architectures.....	33
II.1.2. Systèmes PV monophasé.....	37
II.1.2.a. PLL.....	38
II.1.2.b. MPPT.....	40
II.1.2.c. Commande de la partie DC/DC.....	45
II.1.2.d. Commande de la partie DC/AC.....	47
II.1.2.e. Simulation.....	50
II.1.3. Systèmes PV triphasé.....	52
II.1.3.a. Structure et commande.....	52
II.1.3.b. Simulation.....	54
II.1.4. Conclusion.....	56
II.2. Modélisation des VE.....	57
II.2.1. Type et mode de charge.....	57
II.2.2. Modèle de la batterie Li-ion.....	59
II.2.2.a. Modèle détaillé.....	59
II.2.2.b. Modèle simplifié.....	62
II.2.3. Chargeur de la batterie du VE.....	65
II.2.3.a. Etat de l'art des topologies de recharge embarquées dans le VE.....	65
II.2.3.b. Modèle détaillé du chargeur de VE.....	72
II.2.3.c. Simulation.....	75
II.2.4. Conclusion.....	77
II.3. Conclusion du chapitre.....	77

II.1. Modélisation des systèmes PVs

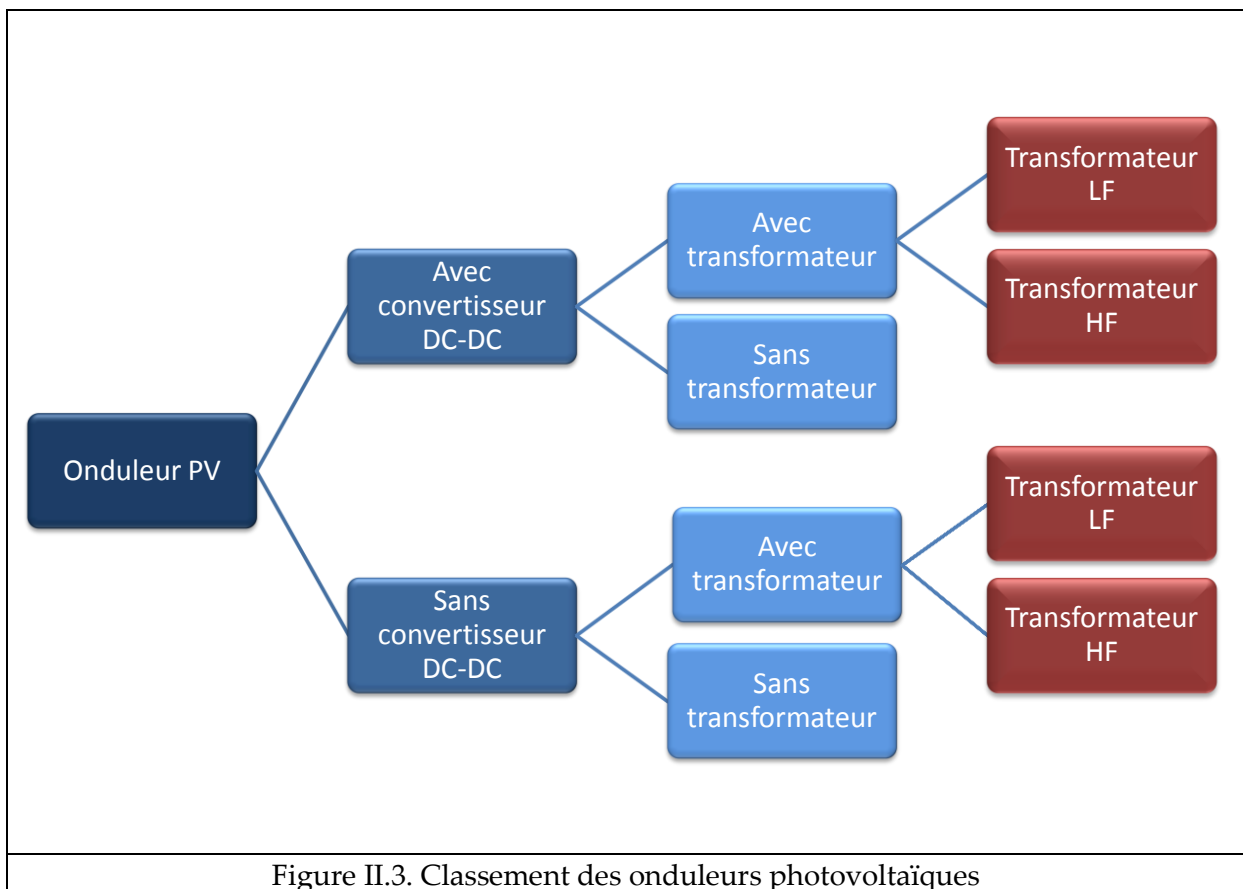
II.1.1. Architectures

L'onduleur transforme le courant électrique continu produit par le module PV en courant électrique alternatif injecté au réseau. Le point-clef dans la conception de l'onduleur reste toujours le rendement de conversion DC/AC. Le rendement des onduleurs actuels est très élevé : par exemple, SolarMax fabrique les onduleurs ayant un rendement jusqu'à 97% pour quelques dizaines de kW, et jusqu'à 98,5% pour quelques centaines de kW [26]. Comme tout système électronique, l'onduleur a une durée de vie limitée, comprise entre 10 et 15 ans. Actuellement, il existe principalement trois associations de module PV et onduleur comme indiqué dans Figure II.1 :

- Système centralisé : un seul onduleur dimensionné en fonction de la puissance totale : soit l'option la plus adaptée aux petites installations
- Système modulaire : plusieurs onduleurs sont reliés à une série de modules PV. L'option requise lorsque plusieurs champs de modules sont orientés différemment.
- Système onduleurs intégrés aux modules PV pour les installations de grande puissance.



L'isolement galvanique de l'onduleur connecté au réseau dépend des normes en vigueur dans chaque pays. Par exemple aux USA, l'isolement galvanique est toujours exigé. Pour l'isolement galvanique, on utilise un transformateur de BF ou HF. Cette dernière solution est plus compacte, mais il faut faire attention à la conception des transformateurs afin de minimiser les pertes (les pertes du système dépendront aussi du transformateur). C'est pourquoi l'onduleur sans transformateur a toujours le rendement le plus élevé. Différents types d'onduleur PV sont présentés dans la Figure II.3.

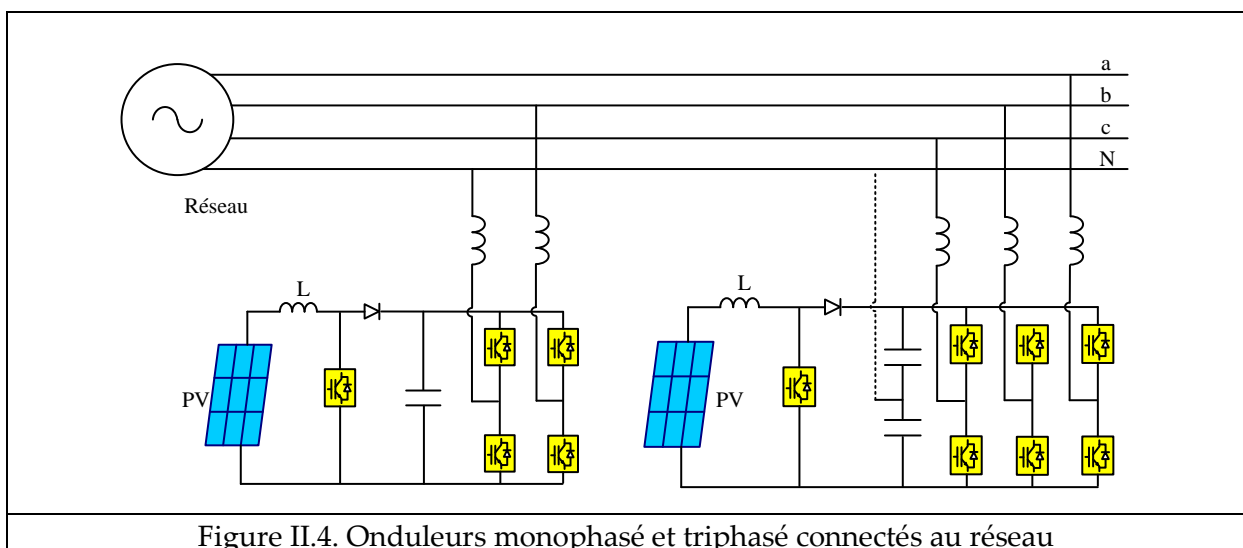


Les systèmes PV produisant un courant continu, la connexion au réseau électrique rend nécessaire un étage DC/AC. Parfois un seul convertisseur assure les deux réglages usuels : l'extraction du maximum de puissance et l'injection au réseau de courants sinusoïdaux. Mais on se prive d'un degré de la liberté du fait qu'il n'y a qu'un seul étage de conversion. C'est pour cela que la plupart de structures industrialisées comportent deux étages de conversion successifs : un DC/DC et un DC/AC.

Il existe plusieurs types d'étage d'adaptation, dans [27] on donne une liste de schémas correspondants aux applications PV. Le type du hacheur parallèle (Boost) est souvent choisi d'une part [28] pour sa simplicité et d'autre part quand un rapport d'élévation (le quotient de la tension sortie et la tension entrée du hacheur) inférieur à environ 3 permet obtenir un rendement correct.

Il existe deux types d'onduleurs : monophasé et triphasé connecté au réseau comme indiqué sur la Figure II.4. Dans cette partie, on va présenter le contrôle/commande global du système PV monophasé et triphasé sans transformateur avec convertisseur DC-DC. Ces deux types d'onduleurs comportent les fonctions suivantes :

- Commande du hacheur Boost pour régler le courant du bus continu, la référence de ce courant étant fournie par un algorithme MPPT.
- Commande de l'onduleur de tension pour régler le courant de sortie et la tension du bus continu, incluant :
 - Une boucle à verrouillage de phase (PLL : Phase Locked Loop) pour la synchronisation à la tension du réseau.
 - Une boucle de réglage de la tension du bus continu laquelle impose la référence du courant à injecter au réseau
 - Une boucle de poursuite du courant réseau désiré.



II.1.2. Systèmes PV monophasé

Dans ce mémoire, on se limitera à la description de l'onduleur sans transformateur avec convertisseur DC-DC. La structure du système présentée dans Figure II.5, comprend :

- Les modules PV raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques (filtre EMI - non représenté sur le schéma)
- Un hacheur survolteur (convertisseur Boost) qui amplifie la tension d'entrée
- Un pont d'interruption IGBT qui convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM en anglais) dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz en France (60 Hz aux USA).

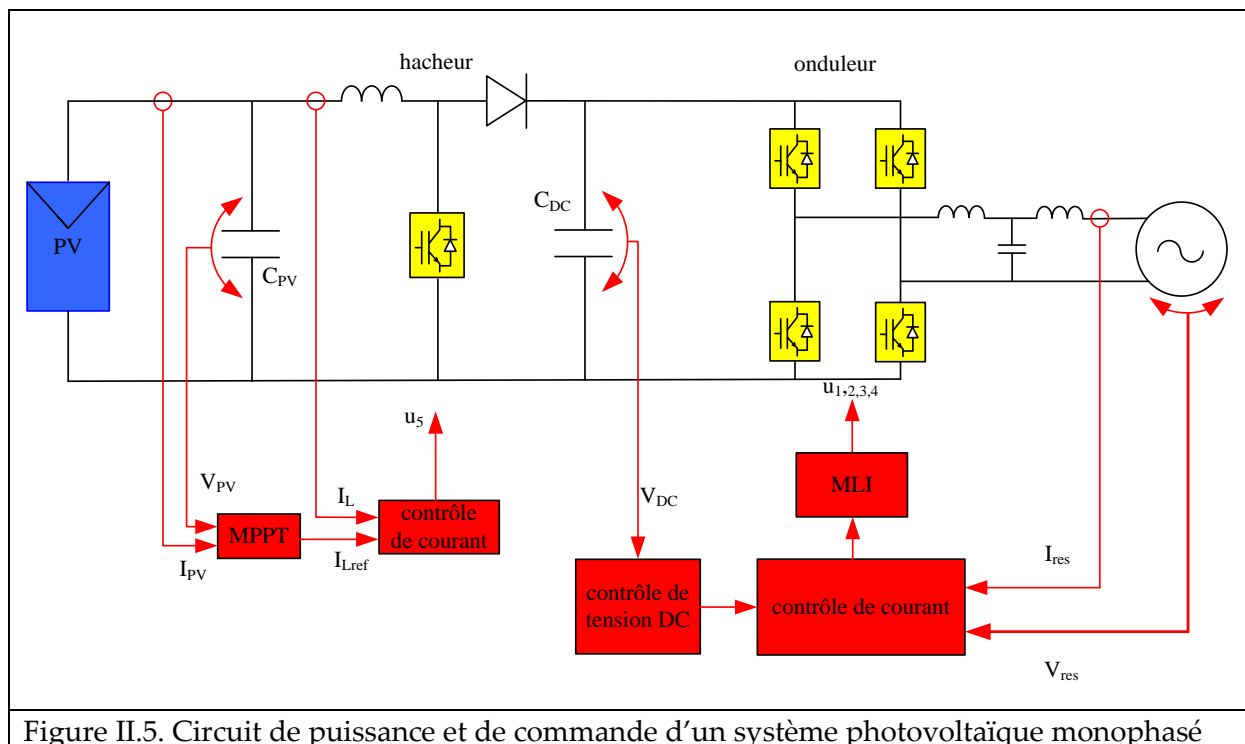


Figure II.5. Circuit de puissance et de commande d'un système photovoltaïque monophasé

Cette topologie est largement utilisée dans les onduleurs PV commercialisés, par exemple :

- RIELLO type Helios Power HP 4065REL-D
- AROS type Sirio 4000; SCHNEIDER type SunEzy 2000,4000,400E
- SMA type Sunny Boy 2100TL
- SPUTNIK type Solarmax 2000C/3000C
- SPUTNIK type Solarmax 2000S/3000 S
- SPUTNIK type Solarmax 4600S/6000 S

- PHOENIXTEC POWER série Sunville
- INGETEAM type Ingecon Sun 3.3TL

On va étudier chaque composant de la partie commande (couleur rouge dans Figure II.5).

II.1.2.a. PLL

Afin de connecter des sources PV au réseau électrique, il faut synchroniser la tension alternative du générateur PV (en fait les courants injectés) à celle du réseau, c'est pourquoi l'information de phase et de fréquence de la tension du réseau est nécessaire.

Dans la littérature, il existe plusieurs méthodes classiques telles que [29] :

- « Zero Crossing » [30] qui utilise une logique de OU Exclusif ;
- Méthode de filtrage de la tension comme $\alpha\beta$ filtre [31]–[33] ou dq filtre [29].
- Méthode PLL (Phase Locked Loop)

La méthode PLL est la plus efficace, sa structure est très diversifiée, mais comprend toujours 3 blocs : détecteur de phase, correcteur, oscillateur commandé en tension.

Pour le système triphasé, le principe de la PLL est présenté dans [34]–[40]. Avec les techniques avancées de PLL, on recherche une poursuite robuste de la phase du réseau et ce, face aux perturbations possibles : saut de phase, creux et bosses de tension, harmoniques, saut de fréquence.

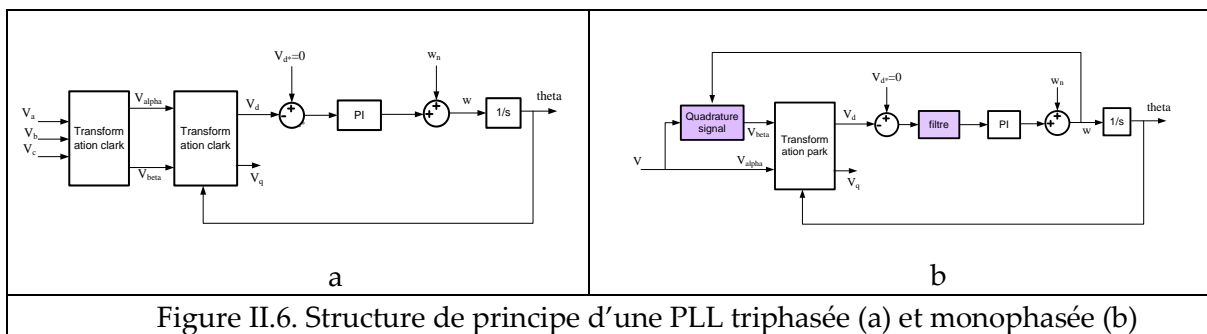
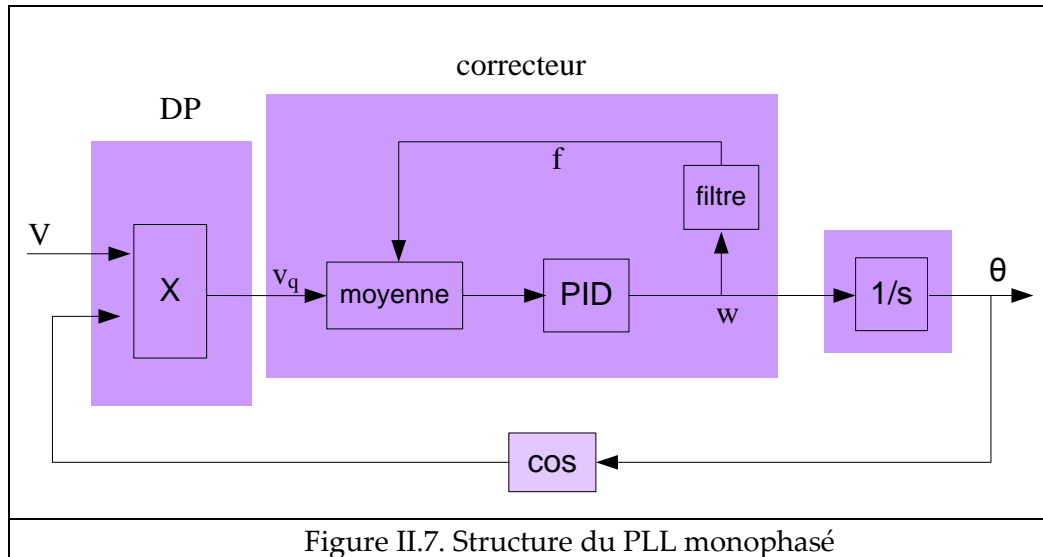


Figure II.6. Structure de principe d'une PLL triphasée (a) et monophasée (b)

Les PLL monophasés sont soumis aux mêmes problèmes que le triphasé avec une difficulté supplémentaire qui résulte du champ d'information plus réduit (une seule phase). Pour créer 2 signaux orthogonaux, la PLL triphasée peut utiliser la transformation de Park, mais pour la PLL monophasée, il faut rajouter un bloc « Quadrature » de démodulation, voir Figure II.6(a). Plusieurs solutions sont décrites dans la littérature en utilisant des retards, et diverses transformations : Hilbert, projection sur un repère orthogonal, intégrateurs

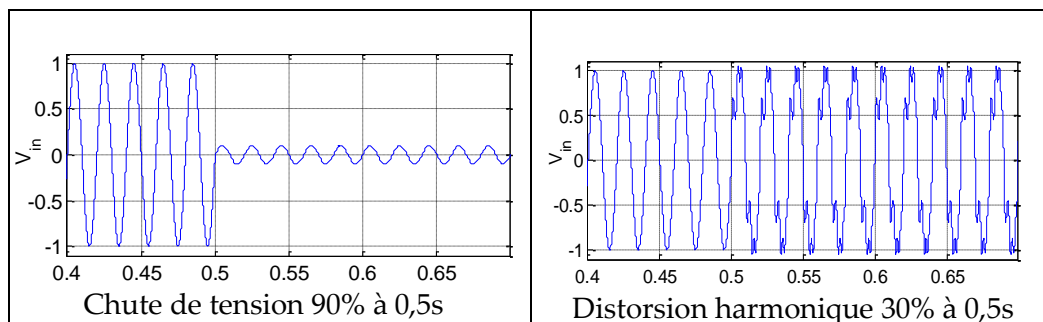
généralisés...[41]–[43]. Un filtre est souvent introduit dans la boucle afin de réduire les distorsions du signal de la tension mesurée : simple passe bas, résonant, moyenné glissant [44]–[48].

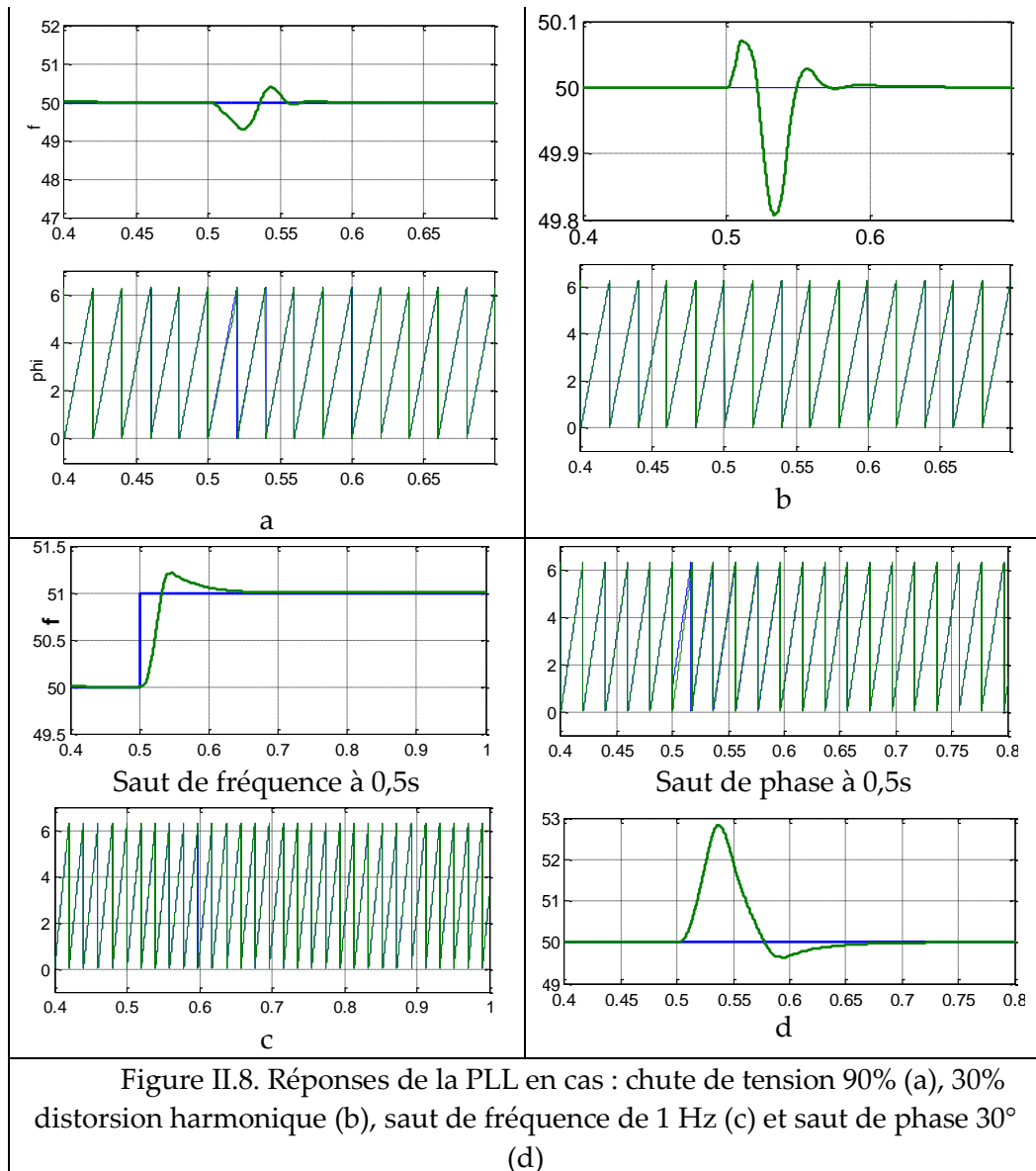
Dans cette partie, une PLL dont la structure présentée dans la Figure II.7 ci-dessous est utilisé:



- Bloc DP représente le Détecteur de Phase
- Bloc « Moyenne » dans le correcteur calcule la valeur moyenne de l'entrée dans une période variable (il joue le rôle de filtre anti harmoniques, et s'adapte à la fréquence variable)

La réponse considérée de la PLL dépend des perturbations : saut de fréquence, chute de tension, distorsion harmonique, saut de phase. Dans la Figure II.8 (a), face à une chute de tension de 90%, la PLL détecte la fréquence et la phase en moins de 0,1 s. La Figure II.8(b) montre la réponse de la PLL quand le signal de tension présente une distorsion de 30% avec des harmoniques 3, 5, 7 et 9. Les Figure II.8 (c) et Figure II.8(d) montrent le comportement de la PLL face aux sauts respectivement de fréquence 50 à 51 Hz et de phase de 30°.





Il est possible de conclure que la PLL choisie est performante et robuste par rapport aux perturbations du réseau. Les lois de contrôle/commande du système PV pourront être exploitées sans se soucier outre mesure des performances de la PLL.

II.1.2.b. MPPT

La structure d'un panneau PV commercialisé est présentée dans la Figure II.9 : un panneau se compose de 72 cellules. Une diode by-pass est connectée en parallèle à un groupe de 9 cellules séries, 2 groupes (chaque groupe de 9 cellules) sont mis en série avec une diode anti-retour, enfin, 4 blocs (chaque bloc de 18 cellules) sont connectés en parallèle.

Paramètres de chaque panneau :

- Tension nominale $V_{nom}=24V$
- Tension circuit ouvert $V_{ouvert}=43,2V$

➤ Puissance maximale $P_{max}=165W$

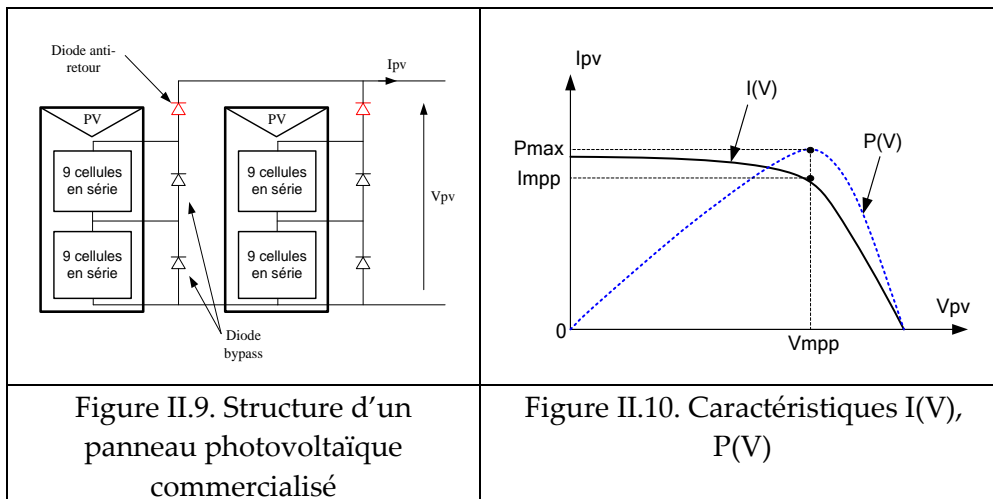


Figure II.9. Structure d'un panneau photovoltaïque commercialisé

Figure II.10. Caractéristiques $I(V)$, $P(V)$

Dans [49], l'équation du courant du panneau PV est donnée en fonction de différents paramètres. La Figure II.10 illustre les relations courant-tension et puissance-tension du PV.

Les systèmes PV se comportent comme une source intermittente, leur puissance dépend de la température et de l'éclairement : la Figure II.11 montre ces caractéristiques. Dans le cas du système PV raccordé au réseau, on travaille au point de puissance maximale MPP aux fins de maximisation du rendement. Mais ce MPP varie toujours en fonction de l'irradiation, de la dérive des paramètres, de la température, du non uniformité de l'éclairement... On doit donc mettre en œuvre un algorithme permettant de retrouver ce point en temps réel, il s'agit de l'algorithme MPPT.

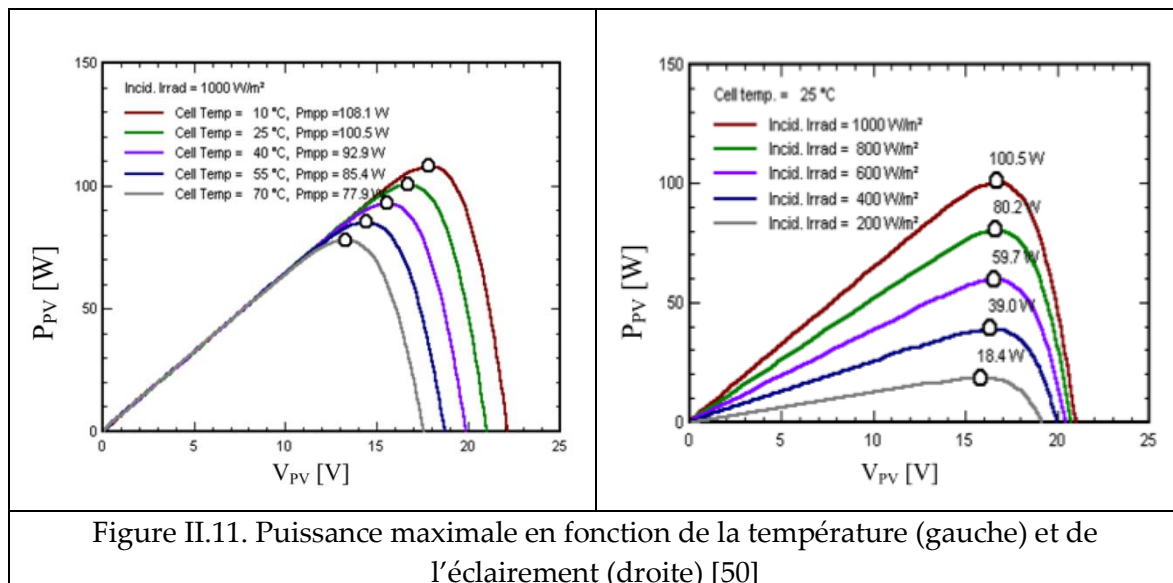


Figure II.11. Puissance maximale en fonction de la température (gauche) et de l'éclairement (droite) [50]

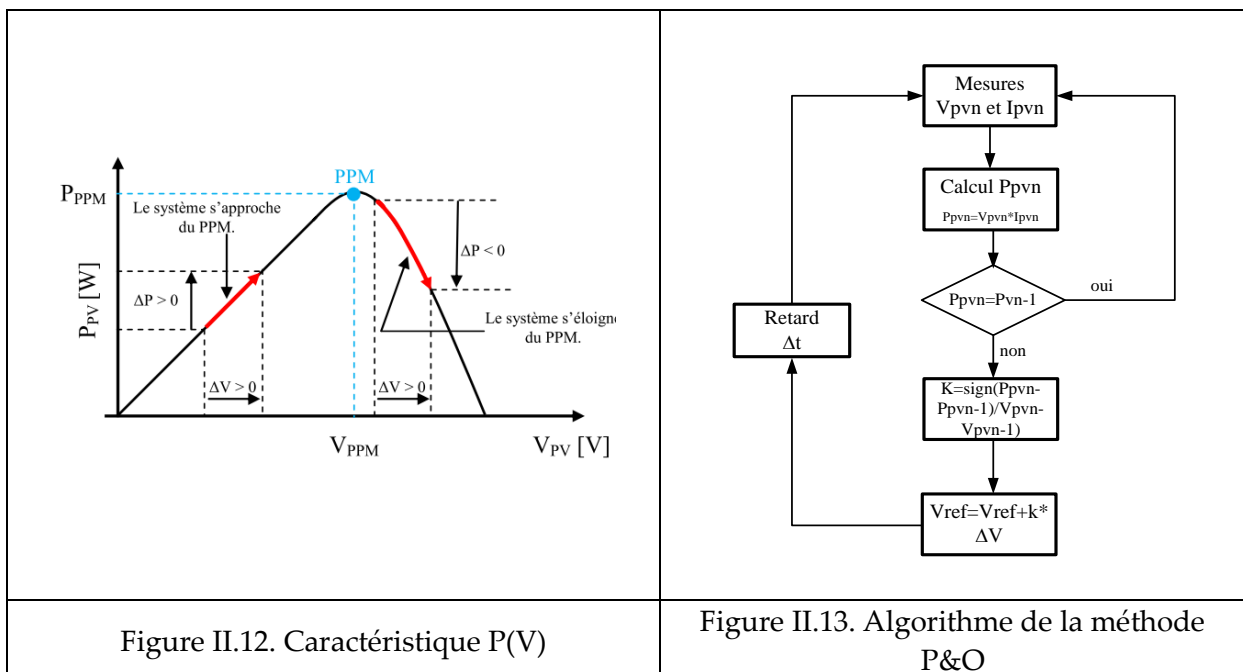
Dans la littérature, il existe beaucoup d'articles sur le MPPT, les trois méthodes les plus utilisées sont Hill Climbing, Perturbation and Observation (P&O) [51] et l'Incrément de

Conductance (IncCond). Dans [52] un point de vue global sur 19 méthodes de MPPT est présenté, et donne une estimation et une comparaison basée sur les critères suivants : simplicité, nombre de capteurs, prix et application. La méthode P&O est largement utilisée pour sa simplicité d'implémentation en numérique et son temps de réponse acceptable, c'est pourquoi elle convient à l'application PV.

Le principe de la commande de type P&O consiste à perturber la tension V_{PV} d'une faible amplitude ΔV autour de sa valeur initiale et à analyser le comportement de la variation de puissance P_{PV} qui en résulte.

Plus concrètement, au temps initial, la puissance est P_1 , on incrémente la tension jusqu'à $V_2=V_1+\Delta V$ et la puissance change à P_2 après un pas de temps Δt .

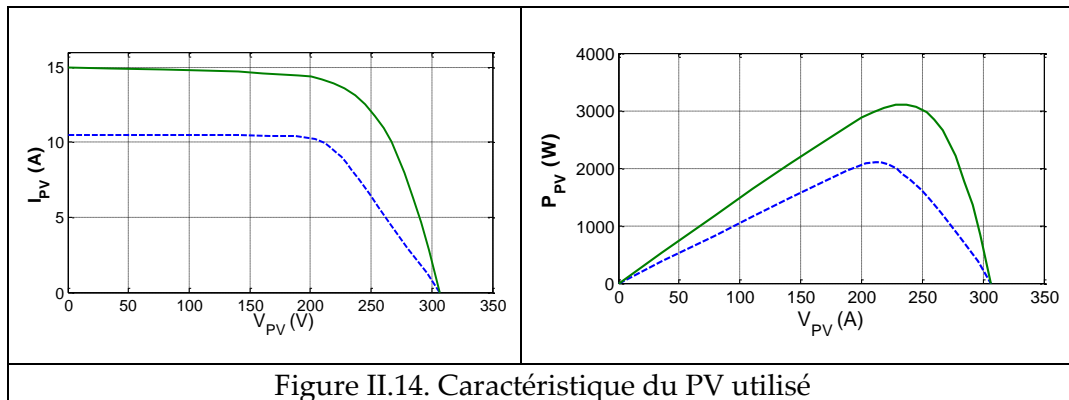
- Si $P_2 > P_1$, cela signifie que le point de fonctionnement actuel se trouve à gauche du MPP comme l'illustre dans la Figure II.12. Alors, dans le pas du temps suivant, il faut commencer à incrémenter la tension $V_3=V_2+\Delta V$
- Si au contraire, $P_2 < P_1$, cela signifie que le point de fonctionnement actuel se trouve à droite du MPP. Alors dans le pas de temps suivant, il faut décroître la tension $V_3=V_2-\Delta V$.



Une analyse similaire peut être effectuée lorsque la tension (V_1) décroît. A partir de ces diverses analyses relatives aux conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique P(V), il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au MPP, et de faire

converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié. La Figure II.13 illustre l'algorithme sur lequel repose cette méthode.

Une caractéristique de la méthode P&O est qu'elle envoie de petites perturbations autour du MPP en régime établi car le principe de recherche du MPP doit être répété périodiquement, obligeant ainsi le système à osciller en permanence autour du MPP, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable perturbatrice. Cependant, une faible valeur d'incrément tend à ralentir la recherche du MPP, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité.

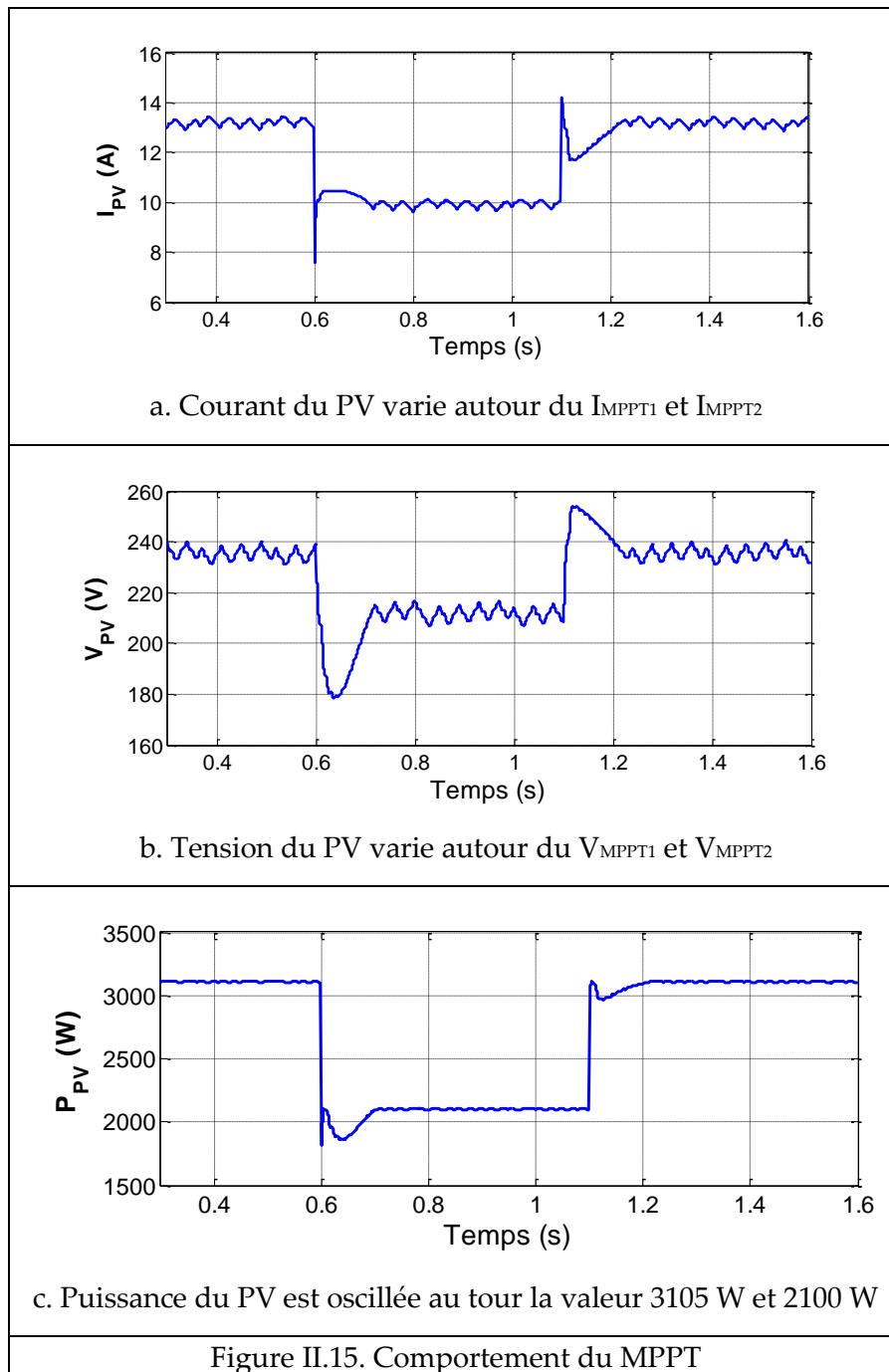


Pour estimer la performance de l'algorithme MPPT présenté dans Figure II.13 ; on utilise un panneau ayant les caractéristiques de la Figure II.14, et on suppose 3 périodes :

- De 0 à 0,6 s, le système PV travaille sur la caractéristique verte (Figure II.14)
- De 0,6 à 1,1 s, le système PV passe à la caractéristique bleue (diminution de l'éclairement)
- A 1,1 s, le système PV retourne à la caractéristique verte

Deux MPP correspondant aux deux caractéristiques sont :

- $V_{MPPT1}=235V$, $I_{MPPT1}=13,15A$, $P_{MPPT1}=3110W$
- $V_{MPPT2}=212V$, $I_{MPPT2}=9,9A$, $P_{MPPT2}=2105W$



Dans la Figure II.15, on trouve que

- à 0.6s, PV change sa caractéristique, le MPPT trouve le nouveau MPP dans 0,1s
- à 1.1s, PV revient sa dernière caractéristique, le MPPT retrouve l'ancien MPP dans 0.1s

La simulation est effectuée avec un pas de tension $\Delta V=5V$ et un pas de temps $\Delta t=0,01s$. Le point de travail du PV oscille autour du MPP : la puissance obtenue du système PV est légèrement inférieure à la valeur maximale, mais le rendement reste encore très élevé (plus de 99 %).

II.1.2.c. **Commande de la partie DC/DC**

a) Commande de la tension V_{PV} du module PV

Le bloc MPPT ayant donné la tension V_{pv_ref} , on doit ensuite déterminer le courant de référence I_{Lref} qui assure cette tension et ce, via la commande du hacheur. Un correcteur PI est utilisé pour déterminer I_{Lref} , dont les correcteurs K_p et K_i sont calculés comme suit (Figure II.16) :

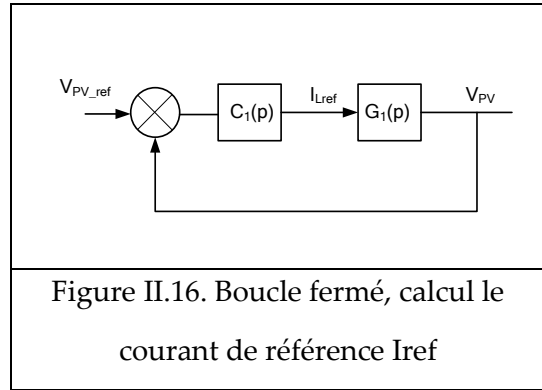


Figure II.16. Boucle fermée, calcul le courant de référence I_{ref}

Équation du condensateur C_{PV} :

$$C_{PV} \left(\frac{dV_{PV}}{dt} \right) = i_{PV} - i_L \quad (II.1)$$

La transformation Laplace de la fonction de transfert du modèle en petits signaux s'écrit :

$$G_1(p) = \frac{V_{PV}(p)}{i_L(p)} = -\frac{1}{C_{PV} \cdot p} \quad (II.2)$$

Avec un correcteur PI $C_1(p) = K_{p1} + \frac{K_{i1}}{p}$, la fonction de transfert en boucle fermée

(FTBF) s'écrit :

$$FTBF_1(p) = \frac{C_1(p)G_1(p)}{1 + C_1(p)G_1(p)} = \frac{1 + \frac{K_{p1}}{K_{i1}}p}{1 + \frac{K_{p1}}{K_{i1}}p - \frac{C_{PV}}{K_{i1}}p^2} \quad (II.3)$$

En identifiant le dénominateur de FTBF à la forme normalisée $p^2 + 2\sigma\omega_i p + \omega_i^2$

$$\begin{cases} K_{i1} = -C_{PV}\omega_i^2 \\ K_{p1} = -2\sigma C_{PV}\omega_i \end{cases} \quad (II.4)$$

Pour annuler l'oscillation, on choisit $\sigma=1$. Un temps de réponse $T_i=10ms$ ($\omega_i=1/T_i$) est choisi.

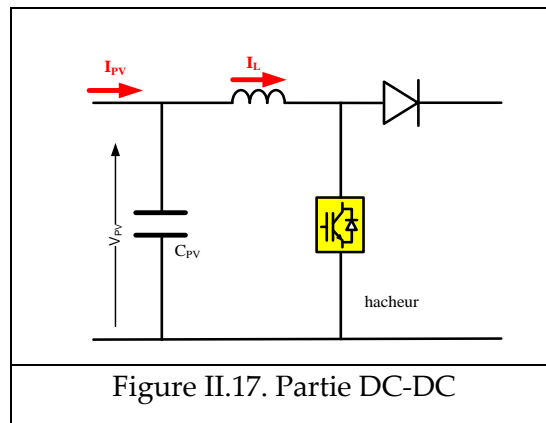


Figure II.17. Partie DC-DC

b) Commande du courant I_L (Figure II.17)

Le hacheur joue le rôle de poursuite du courant de la référence I_{ref} fournie par le MPPT..

Un correcteur PI (dont les coefficients K_p et K_i sont calculés comme ci-dessous, est utilisé pour déterminer le rapport cyclique α du hacheur (Figure II.18).

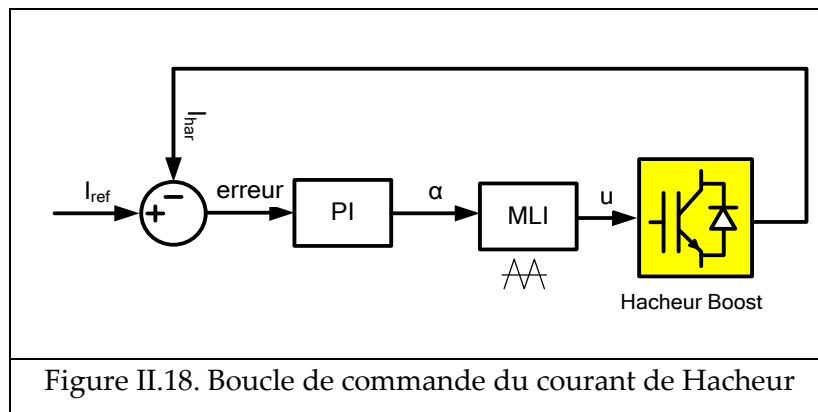


Figure II.18. Boucle de commande du courant de Hacheur

Équation du hacheur :

$$L_{har} \frac{di_L}{dt} = V_{PV} - R_{har}i_L - V_{DC}(1 - u) \quad (II.5)$$

L_{har} , R_{har} : inductance et résistance du hacheur, u état de l'interrupteur (0 : ouvert, 1 fermé)

Le modèle moyen s'obtient directement en remplaçant les variables d'état par leurs moyennes et la fonction u de commutation par sa valeur moyenne, ie , le rapport cyclique α .

Pour des raisons de commodité d'écriture on ne changera pas la notation entre variables d'état brutes et leurs moyennes.

Si l'on suppose les variations de V_{DC} très lentes , on pourra faire l'hypothèse que cette dernière est constante et de là transformer le modèle initial de dimension « 3 » non linéaire

(V_{DC} est une variable d'état en toute logique) en un modèle d'ordre « 2 » linéaire et de là donner sa fonction de transfert :

$L_{har} \frac{d\tilde{I}_L}{dt} = -R_{har} \cdot \tilde{I}_L - V_{DC}(1 - \tilde{\alpha})$	(II.6)
---	--------

Où : $\begin{cases} \tilde{I}_L = I_L - I_{Leq} \\ \tilde{\alpha} = \alpha - \alpha_{eq} \end{cases}$

I_{Leq} et α_{eq} : point équilibre de I_L et α

En tenant compte du fait que l'on suppose les tensions d'entrée et de sortie du hacheur constantes, et en ne s'intéressant qu'aux petites variations de \tilde{I}_L et $\tilde{\alpha}$. Fonction de transfert reliant $I_L(p)$ et $\alpha(p)$ soit

$G_2(p) = \frac{\tilde{I}_L(p)}{\tilde{\alpha}(p)} = \frac{\frac{V_{DC}}{R_{har}}}{1 + \frac{L_{har}}{R_{har}} p}$	(II.7)
--	--------

Le correcteur PI est de la forme $C_2(p) = K_{p2} + \frac{K_{i2}}{p}$

Fonction transfert en boucle fermée :

$\begin{aligned} FTBF_2(p) &= \frac{C_2(p)G_2(p)}{1 + C_2(p)G_2(p)} \\ &= \frac{\frac{V_{DC}}{L_{har}} (p \cdot K_{p2} + K_{i2})}{p^2 + \frac{K_{p2}V_{DC} + R_{har}}{L_{har}} p + \frac{K_{i2}V_{DC}}{L_{har}}} \end{aligned}$	(II.8)
---	--------

En identifiant le dénominateur de FTBF à la forme normalisée $p^2 + 2\sigma\omega_i p + \omega_i^2$

On obtient :

$\begin{cases} \frac{K_{p2}V_{DC} + R_{har}}{L_{har}} = 2\sigma\omega_i \\ \frac{K_{i2}V_{DC}}{L_{har}} = \omega_i^2 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} K_{p2} = \frac{2\sigma\omega_i L_{har} - R_{har}}{V_{DC}} \\ K_{i2} = \frac{\omega_i^2 L_{har}}{V_{DC}} \end{cases}$	(II.9)
---	--------

Pour annuler l'oscillation, on choisit $\sigma=1$.

II.1.2.d. Commande de la partie DC/AC

La partie DC/AC de l'onduleur joue le rôle de réglage de la tension du bus continu ; V_{DC} via le courant injecté au réseau, il assurera de même une poursuite sinusoïdale de ce courant. Parfois, e, transparence par rapport à l'amont, on peut demander à cet onduleur des

fonctions comme la compensation de réactif et encore plus rarement la compensation d'harmoniques (filtrage actif).

Le schéma de commande est représenté de manière très classique dans Figure II.20 : sous forme de deux parties différentes commande du courant de sortie (boucle interne) et commande de la tension du bus continu (boucle externe)

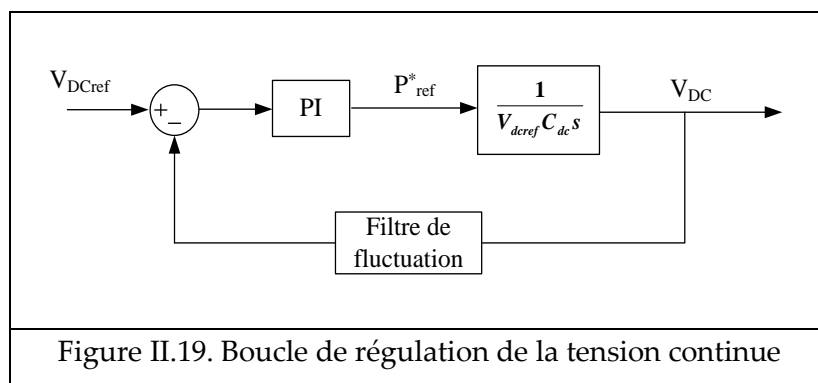
a) Régulation de la tension du bus continu

La tension moyenne V_{DC} aux bornes du condensateur doit être maintenue à une valeur fixe. La principale cause susceptible de la modifier est liée aux pertes (dans les interrupteurs et filtres de sortie) ou bien la fluctuation de la tension du réseau. La sortie du régulateur P_{ref} engendre un courant fondamental actif corrigeant ainsi V_{DC} . La puissance P_{ref} représente la puissance active nécessaire pour maintenir la tension V_{DC} égale à la valeur de la tension de référence souhaitée (V_{DCref}).

En négligeant les pertes de commutation de l'onduleur ainsi que l'énergie stockée dans l'inductance du filtre de sortie, la relation entre la puissance absorbée par le filtre actif et la tension aux bornes du condensateur peut s'écrire sous la forme suivante :

$$P_{ref} = C_{DC} \cdot V_{DCref} \cdot \frac{d(V_{DC})}{dt} \quad (II.10)$$

A partir de la relation ci-dessus, et en prenant en compte le régulateur PI, la boucle de régulation de la tension continue peut être représentée par le schéma de la Figure II.19 :



b) Commande du courant de sortie

A la sortie de la boucle de régulation de tension V_{DC} on obtient la puissance de référence P^*_{ref} . Grâce cette puissance de référence et la tension du réseau V_{res} , on peut identifier le courant de référence (Figure II.20) :

$$I_{ref} = I\sqrt{2}\sin\theta$$

Où :

$$I = \frac{P_{\text{ref}}}{V}$$

V : valeur efficace de la tension du réseau V_{res}

θ : angle de synchronisation, donnée par PLL

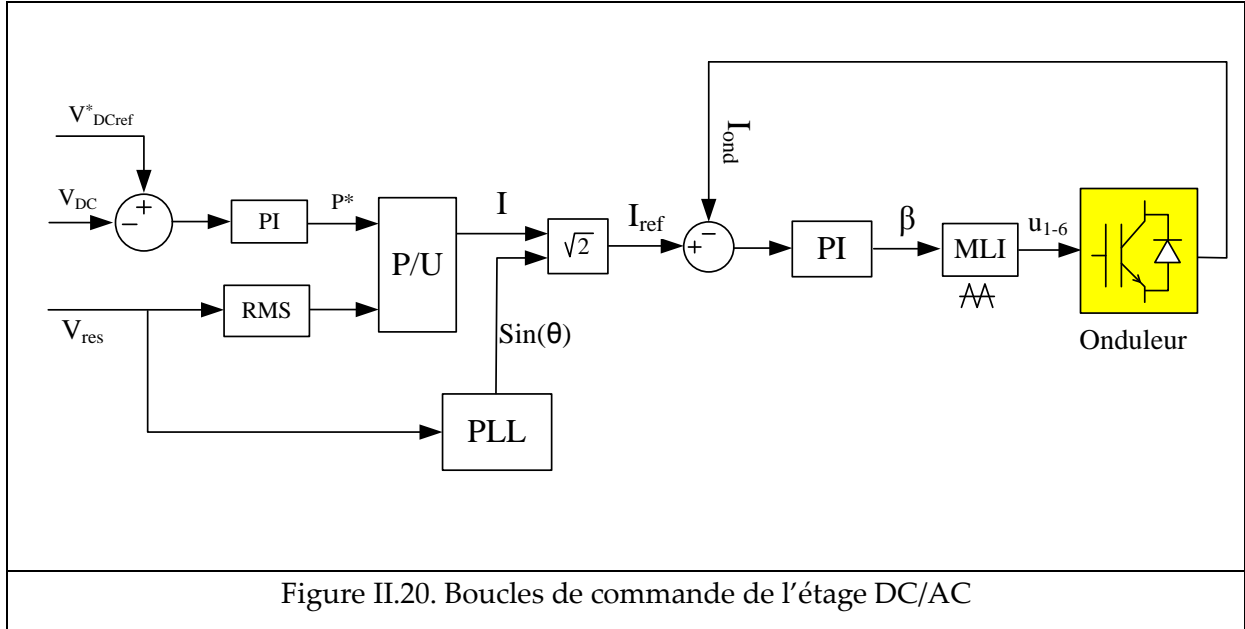


Figure II.20. Boucles de commande de l'étage DC/AC

Équation d'état de l'onduleur :

$$R_{\text{ond}} I_{\text{ond}} + L_{\text{ond}} \frac{dI_{\text{ond}}}{dt} = V_{\text{ond}} - V_{\text{res}} \quad (\text{II.11})$$

L_{ond} et R_{ond} : inductance et résistance de l'onduleur

Transformation Laplace de la fonction de transfert du modèle aux petits signaux [53] :

$$G_3(p) = \frac{\widetilde{I}_{\text{ond}}(p)}{\widetilde{\beta}(p)} = \frac{V_{\text{DC}}}{L_{\text{ond}} \cdot p + R_{\text{ond}}} \quad (\text{II.12})$$

Le correcteur PI est de la forme $C_3(p) = K_{p3} + \frac{K_{i3}}{p}$

Fonction de transfert en boucle fermée :

$$\begin{aligned} \text{FTBF}_3(p) &= \frac{C_3(p)G_3(p)}{1 + C_3(p)G_3(p)} \\ &= \frac{\frac{V_{\text{ond}}}{L_{\text{ond}}} (pK_{p3} + K_{i3})}{p^2 + \frac{K_{p3}V_{\text{DC}} + R_{\text{ond}}}{L_{\text{ond}}} p + \frac{K_{i3}V_{\text{DC}}}{L_{\text{ond}}}} \end{aligned} \quad (\text{II.13})$$

En identifiant dénominateur de FTBF à la forme normalisée $p^2 + 2\sigma\omega_1 p + \omega_1^2$

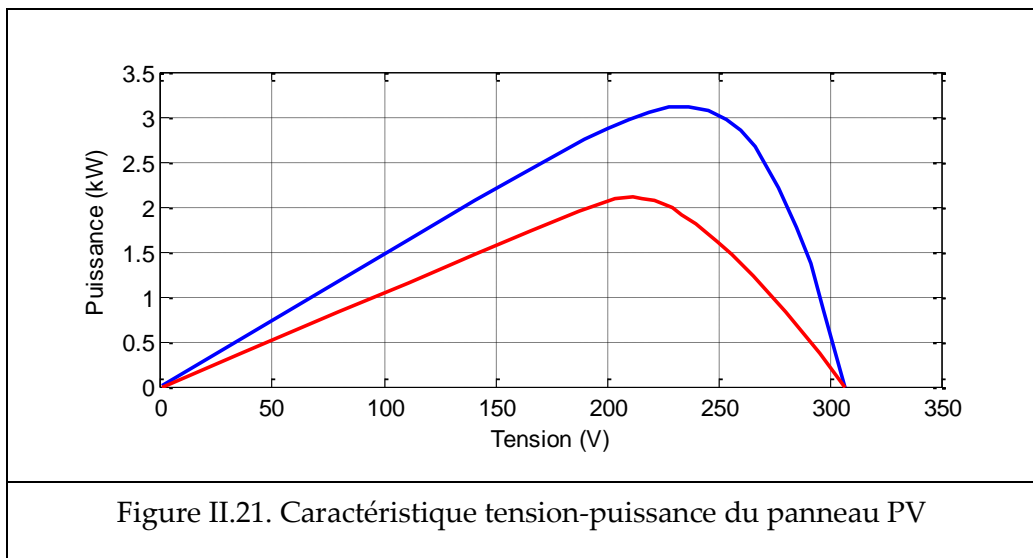
On obtient :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{K_{p3} V_{DC} + R_{ond}}{L_{ond}} = 2\sigma\omega_i \\ \frac{K_{i3} V_{DC}}{L_{ond}} = \omega_i^2 \end{array} \right. \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} K_{p3} = \frac{2\sigma\omega_i L_{har} - R_{ond}}{V_{DC}} \\ K_{i2} = \frac{\omega_i^2 L_{ond}}{V_{DC}} \end{array} \right. \quad (II.14)$$

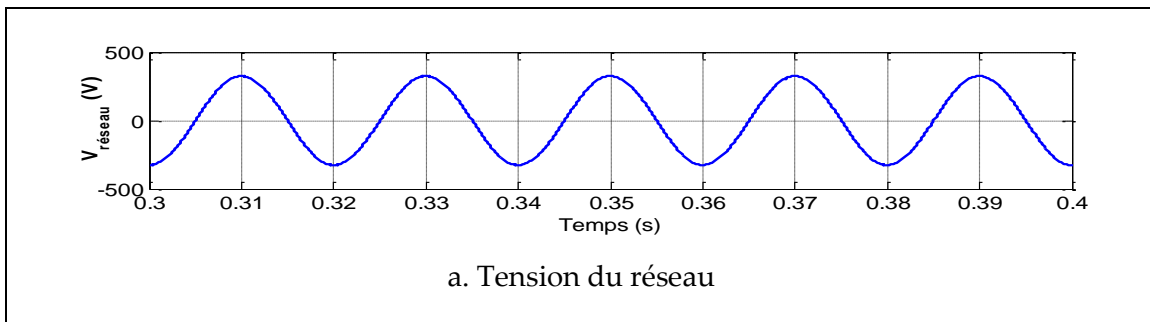
Pour annuler l'oscillation, on choisit $\sigma=1$.

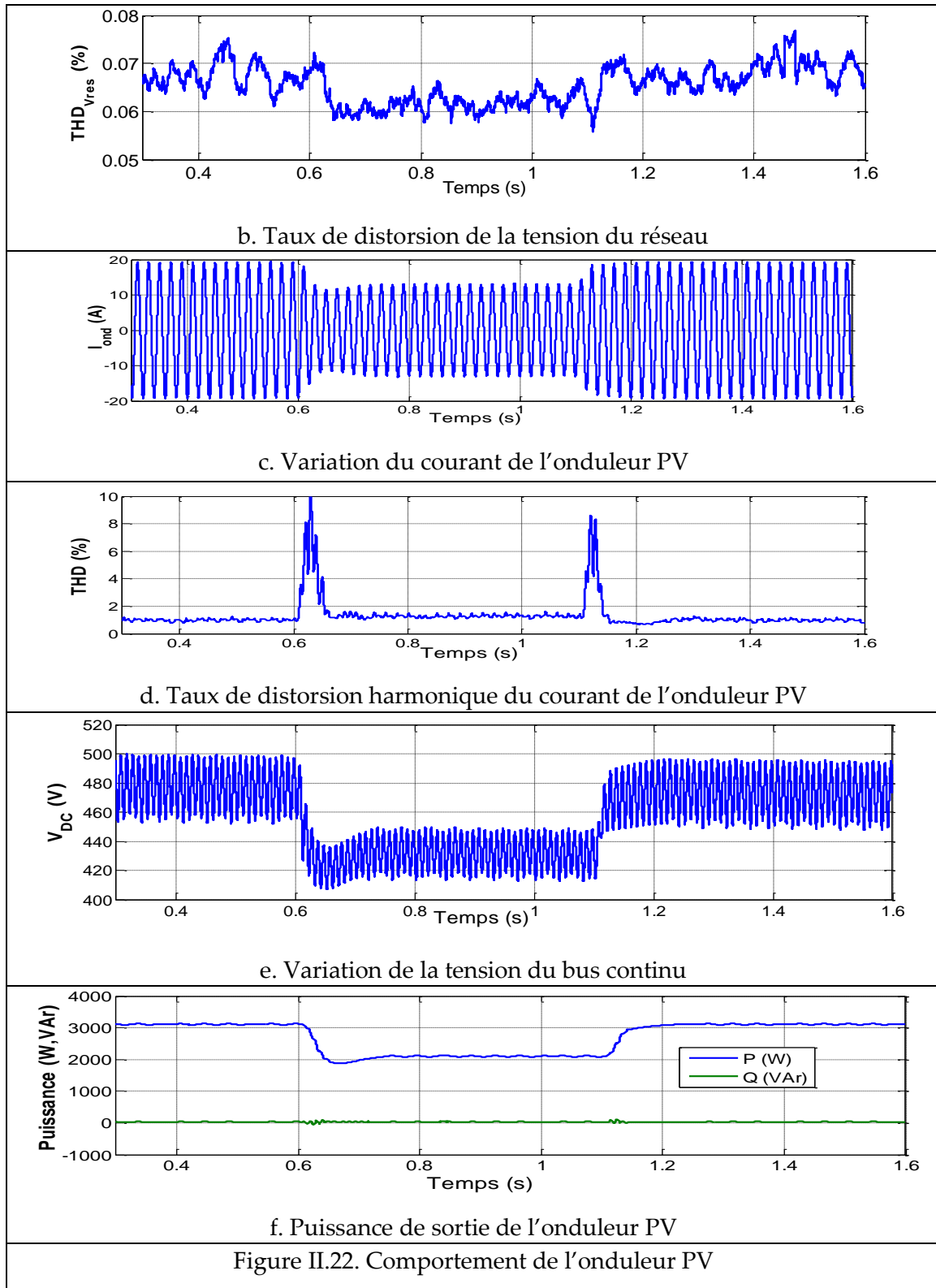
II.1.2.e. Simulation

Dans cette partie, la simulation a pour but d'évaluer les performances de la commande du système PV monophasé.



Dans la Figure II.21, on suppose que l'ensoleillement baisse à l'instant $t=0.6$ s et revient à sa valeur normale à $t=1.1$ s (durée d'occultation 0.5s). La courbe bleue correspond à l'état initial, et la courbe rouge correspond à l'état après la diminution de l'ensoleillement.





La Figure II.22(e) montre que la tension du bus continu est maintenue inférieure à 500V. Le taux de distorsion harmonique du courant est environ 1%, il est acceptable, voir Figure II.22(d).

La simulation est effectuée avec les fréquences de découpage suivantes : celle du hacheur (10 kHz), et celle de l'onduleur (20 kHz). On observe que la puissance de sortie de l'onduleur diminue en même temps que celle fournie par le panneau PV (Figure II.22(f)). En plus, l'onduleur PV ne perturbe pas la tension du réseau, cela est justifié par le taux de distorsion de la tension du réseau reste assez faible (Figure II.22(a et b)).

II.1.3. Systèmes PV triphasé

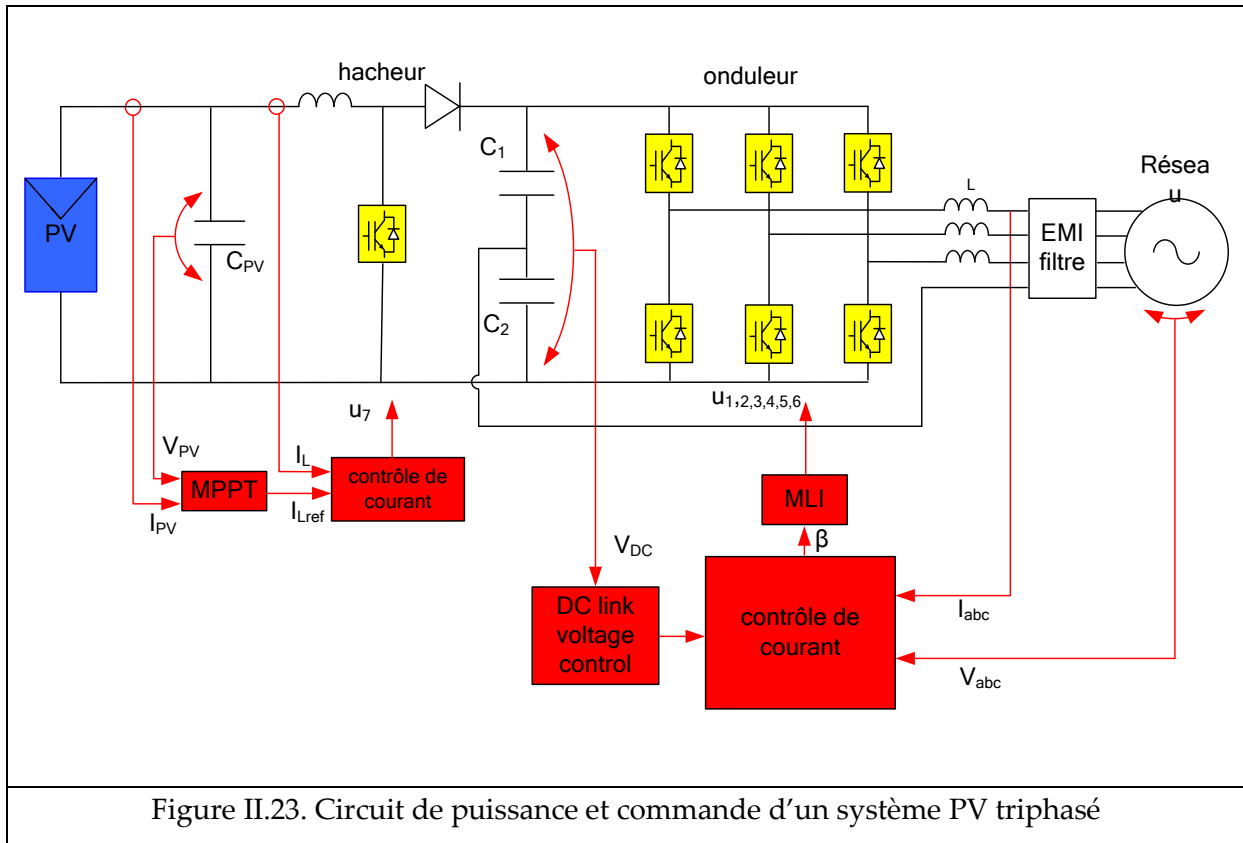
II.1.3.a. Structure et commande

Dans cette partie, un système PV triphasé de type sans transformateur avec convertisseur DC-DC est étudié. Ce type est largement utilisé dans les onduleurs commercialisés comme ceux de :

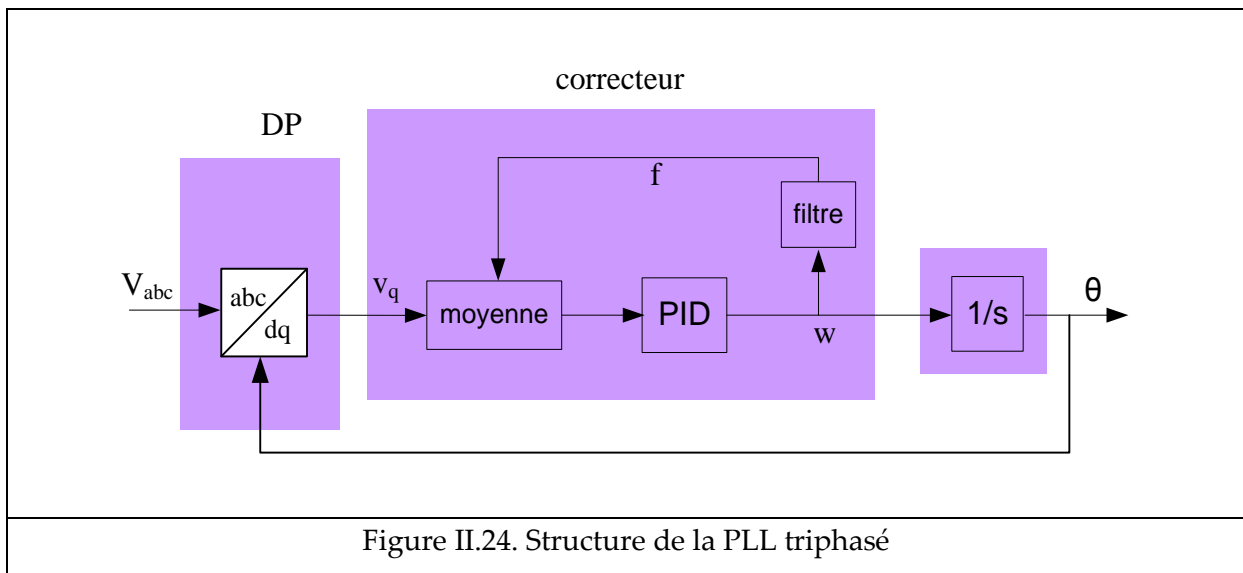
- RIELLO type Helios Power 10065
- DANFOSS série TLX

Leur structure présentée dans la Figure II.23 comporte :

- Les panneaux, raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre EMI (non représenté sur le schéma)
- Un hacheur survolteur, appelé également convertisseur Boost (une seule entrée est représentée sur le schéma)
- Les 3 convertisseurs Boost sont raccordés en parallèle sur un pont triphasé (3 demi ponts) qui convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant une modulation de largeur d'impulsion dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz (le point milieu des condensateurs situés juste avant le pont triphasé est raccordé au neutre du réseau).
- Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences



Par rapport à la commande de l'onduleur monophasé, les seules différences concernent la PLL et la boucle de commande du courant injecté au réseau (Figure II.24 et Figure II.25).



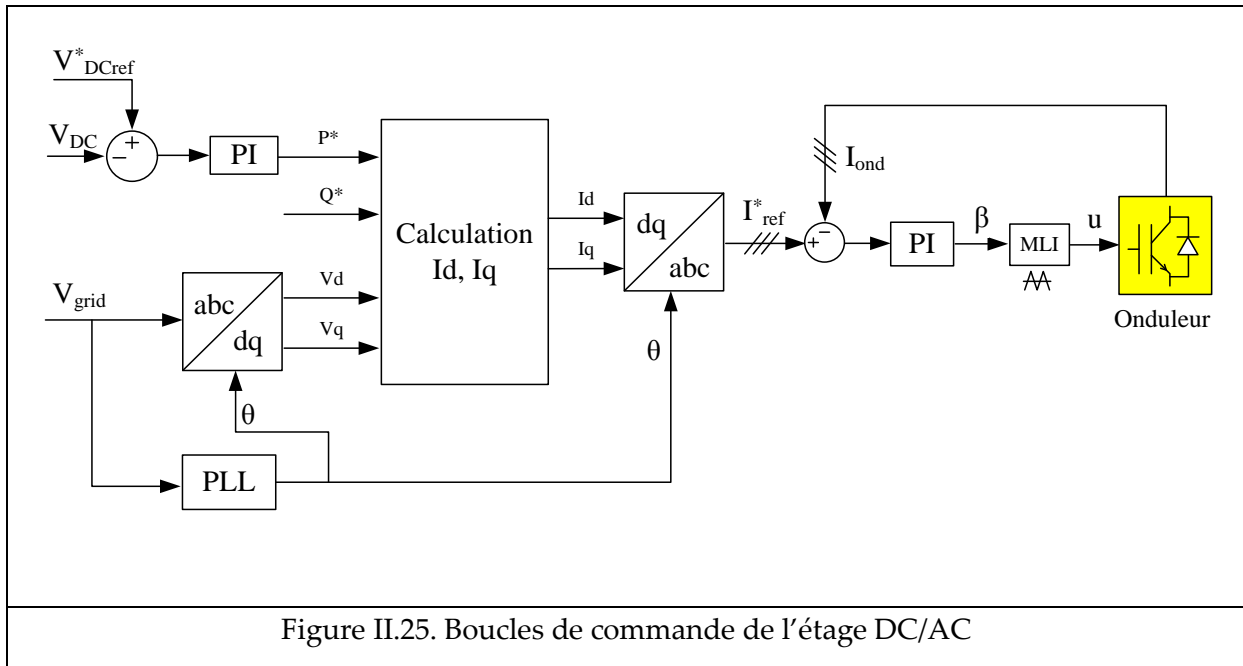


Figure II.25. Boucles de commande de l'étage DC/AC

Les composantes directe et en quadrature (Figure II.25) sont calculées comme suit :

$$I_d = \frac{2 P^* V_d + Q^* V_q}{3 (V_d^2 + V_q^2)}; I_q = \frac{2 P^* V_q + Q^* V_d}{3 (V_d^2 + V_q^2)} \quad (II.15)$$

Où :

I_{dq}, V_{dq} – Transformation de Park des courants et tensions en sortie de l'onduleur.

P^* - Référence de puissance active, donnée par boucle de control tension V_{DC}

Q^* - Référence de puissance réactive, normalement égale 0.

II.1.3.b. Simulation

Comme dans le cas de l'onduleur monophasé mais la durée d'occultation est de 1s, on a considéré une variation d'ensoleillement de 2s jusqu'à 3s (Figure II.26, la courbe bleue correspond à état initial).

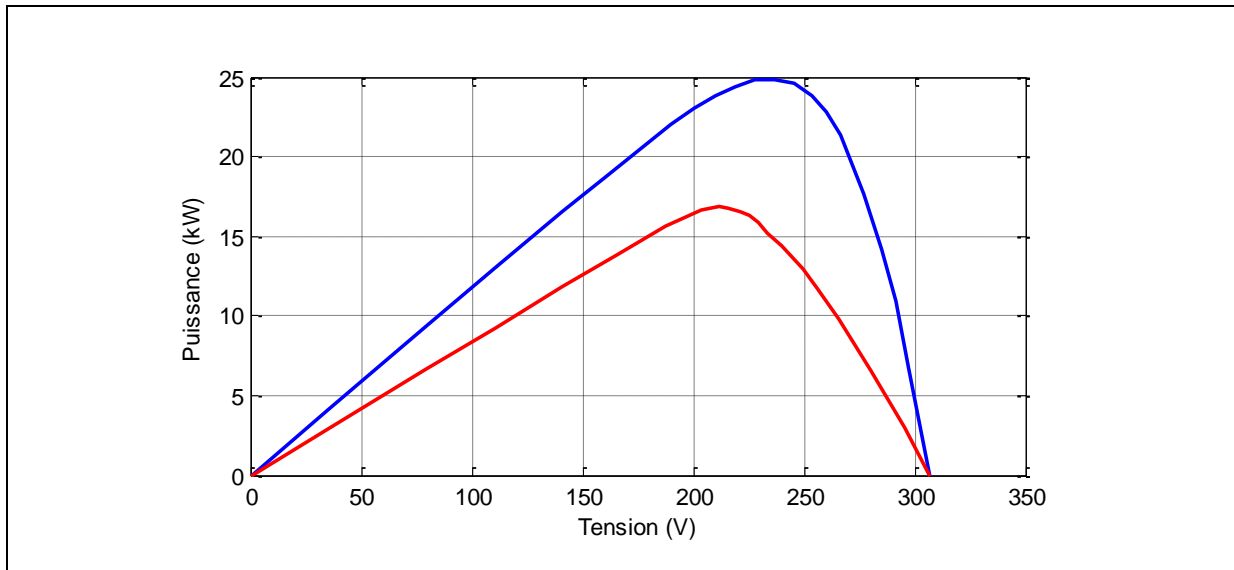


Figure II.26. Caractéristique tension-puissance du panneau PV

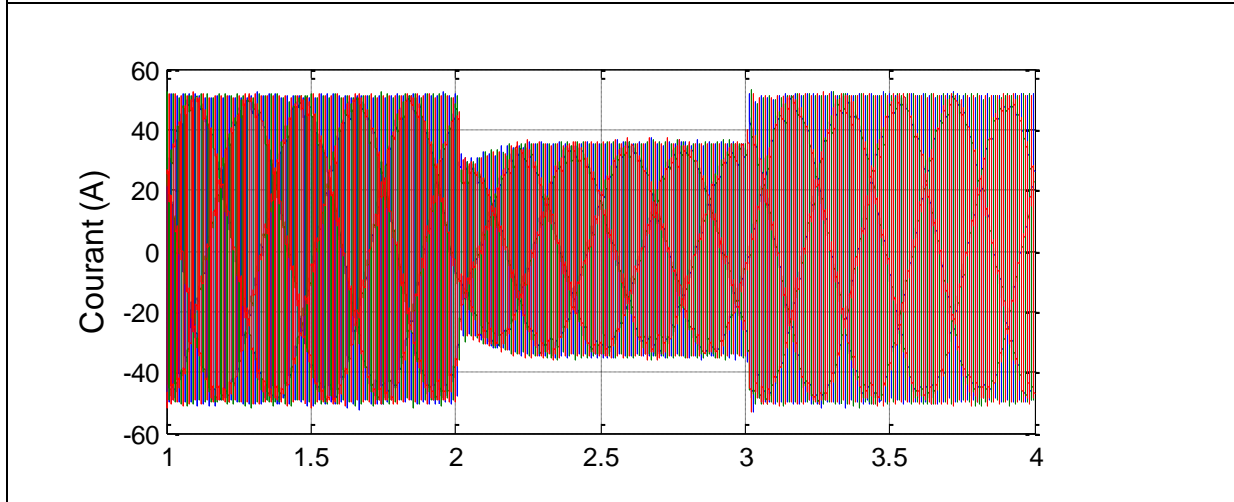


Figure II.27. Courant triphasé injecté au réseau

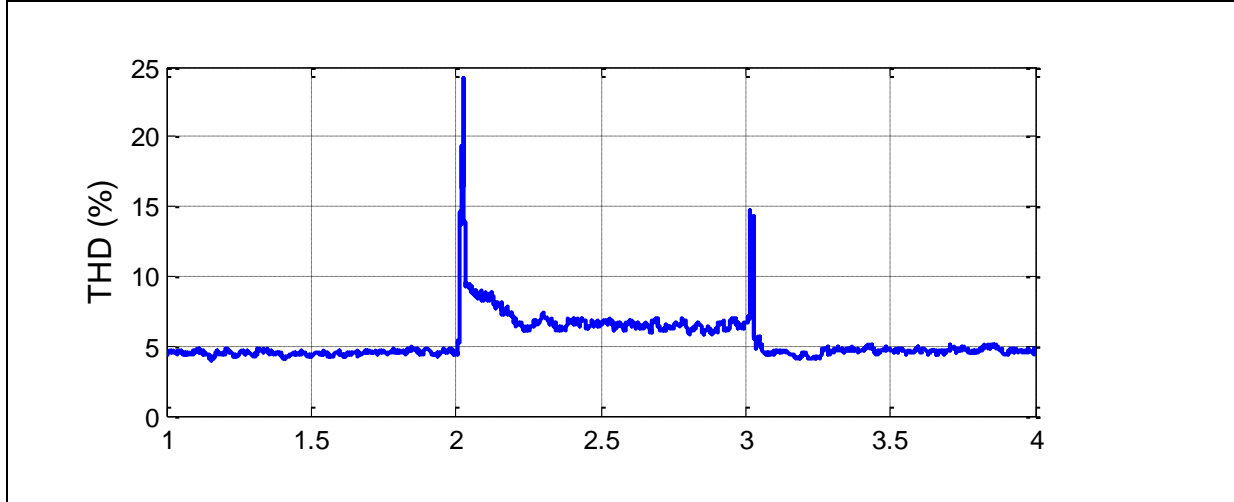


Figure II.28. Taux de distorsion harmonique de courant d'une phase

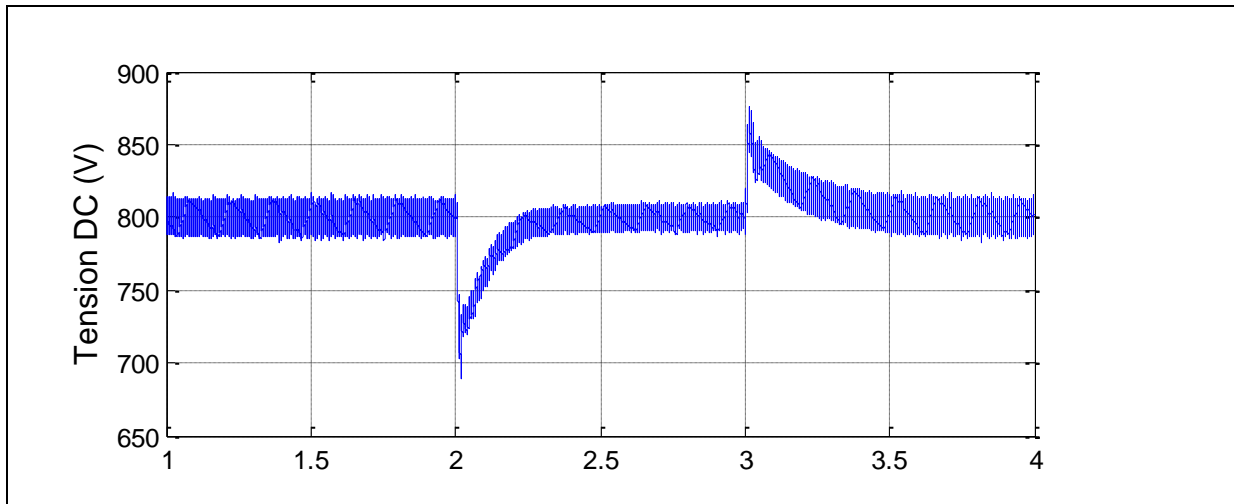


Figure II.29. Tension du bus DC

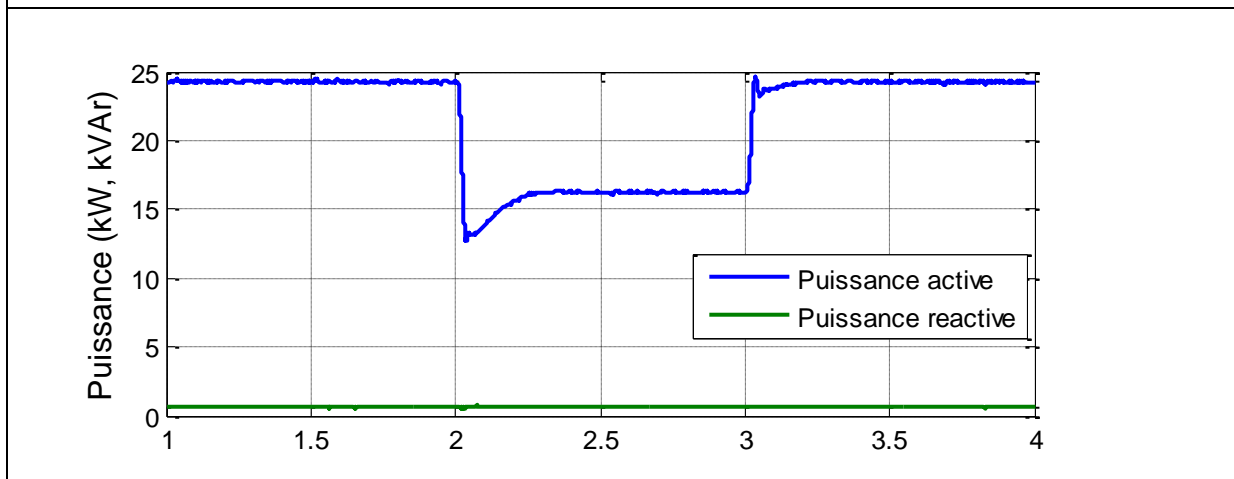


Figure II.30. Puissance injectée au réseau

Les Figure II.27-30 illustrent les résultats de simulation concernant : l'amplitude et le THD du courant, la tension du bus continu et la puissance injecté au réseau.

II.1.4. Conclusion

Dans ce chapitre, un point de vue global sur les systèmes PV a été présenté : potentiel de développement actuel et au futur, architecture et impact sur le réseau public. Deux modèles de système PV (monophasé et triphasé) connecté au réseau ont été modélisés. A partir de ces modèles, on va développer des commandes avancées pour que les systèmes PV puissent fournir des services au réseau (on dit services système).

II.2. Modélisation des VE

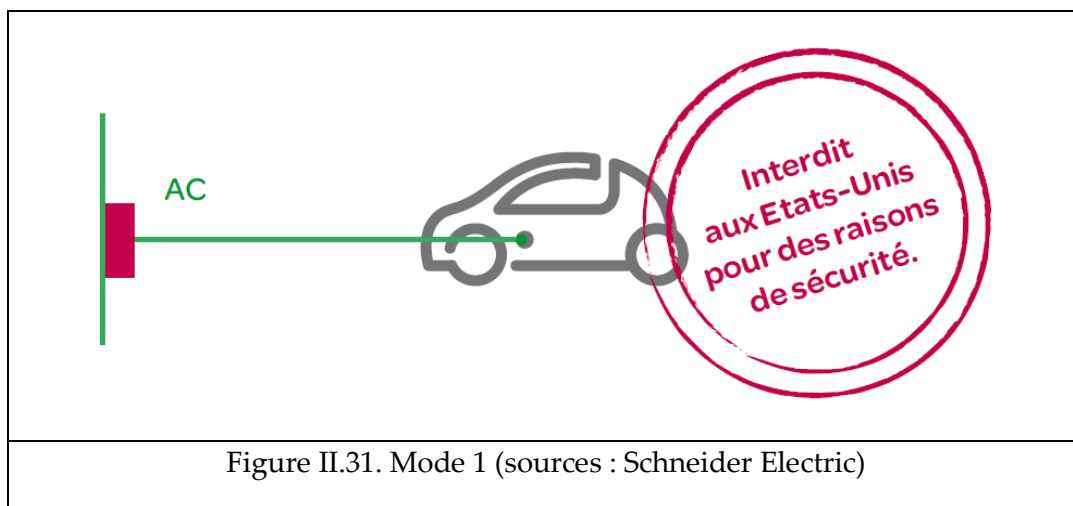
II.2.1. Type et mode de charge

Un VE nécessite d'être rechargé régulièrement et sans contrainte pour les utilisateurs. En France, la mise en circulation de 2 millions de véhicules électriques nécessitera l'installation de 400 000 bornes de recharges publiques et de 4 millions de bornes privées en 2020 [54].

Quatre modes de recharge des VE sont possibles :

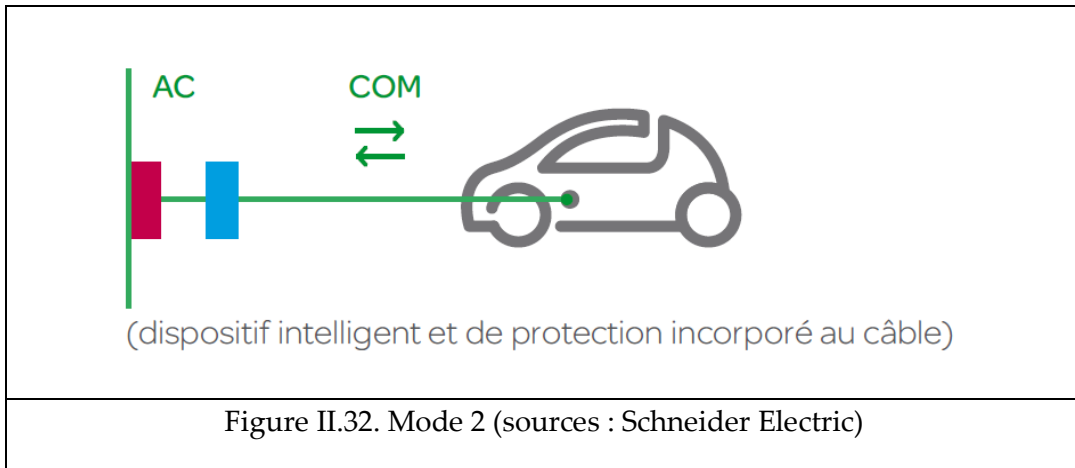
- Mode 1 : Prise fixe non dédiée (Figure II.31)

C'est un branchement du VE au réseau principal de distribution AC par le biais de prises de courant normalisées (intensité standard : 10 A) présentées côté alimentation, monophasées ou triphasées, avec conducteurs de terre d'alimentation et de protection.



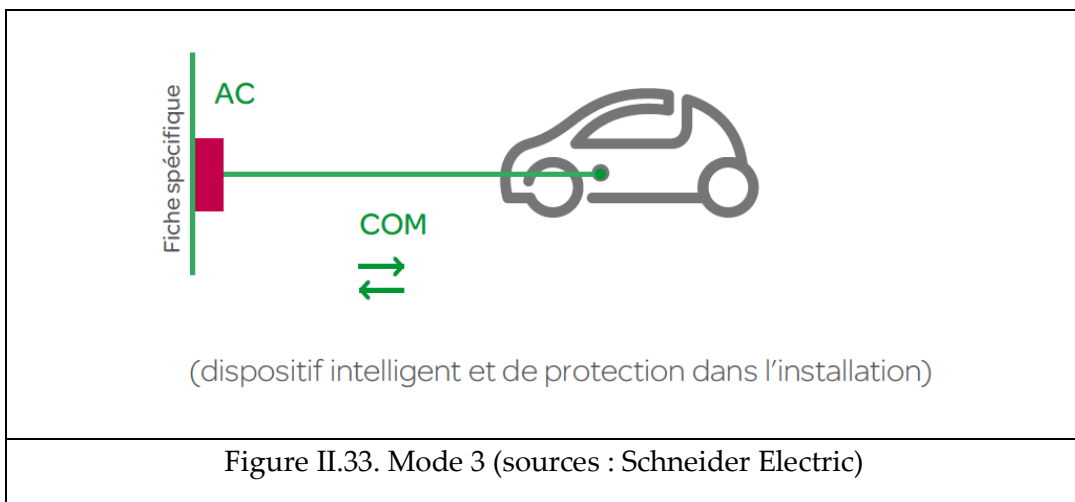
- Mode 2 : Prise non dédiée avec dispositif de protection incorporé au câble (Figure II.32)

C'est un branchement du VE au réseau principal de distribution AC par le biais de prises de courant normalisées, monophasées ou triphasées, avec conducteurs de terre d'alimentation et de protection et fonctions pilote de contrôle entre le VE et la fiche ou le coffret de contrôle incorporée au câble.



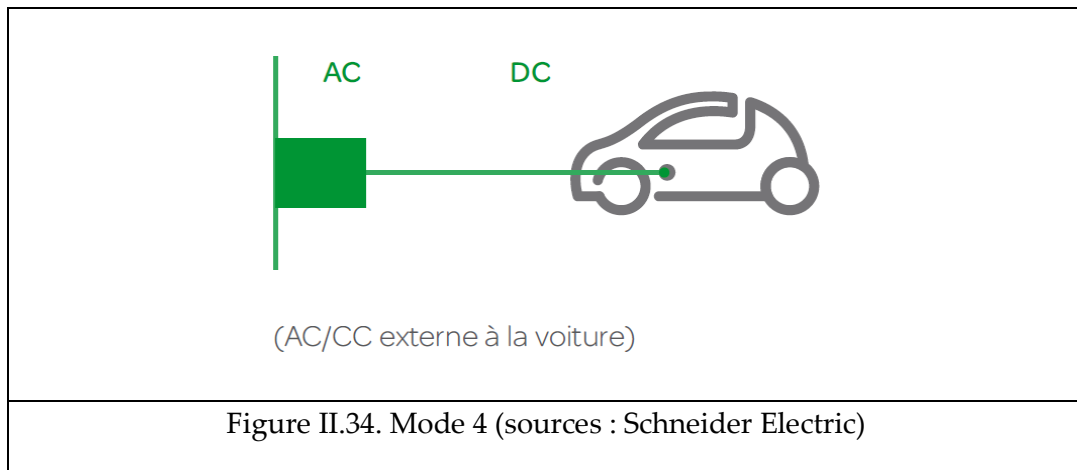
- Mode 3 : Prise fixe sur circuit dédié (Figure II.33)

C'est un branchement direct du VE au réseau principal de distribution AC avec une fiche spécifique et un circuit dédié ; fonctions de contrôle et de protection installées de façon permanente.



- Mode 4 : Connexion CC (Figure II.34)

C'est un branchement indirect du VE au réseau principal de distribution AC par le biais d'un chargeur externe. Fonctions de contrôle, de protection et le câble de recharge du véhicule installée de façon permanente.



Il existe plusieurs types de recharges (Tableau II.1). Elles ont des incidences différentes sur le réseau.

Recharge normale	Elle s'effectue la nuit, pendant 8 heures sur des bornes d'une puissance de 3 kW. Au domicile pour les particuliers et dans les zones de stationnement dédiées pour les véhicules professionnels. Elle représente l'appel de puissance d'un chauffe-eau et est compatible avec l'essentiel des contrats souscrits par les clients. Il s'agit de la solution qui sera généralisée.
Recharge accélérée	Elle s'effectue dans la journée, pendant 2 heures d'une puissance inférieure ou égale à 25 kW. Les bornes seront installées sur des zones de stationnement public ou d'entreprise. Elle représente l'appel de puissance d'un petit immeuble.
Recharge rapide	Réservée à des usages spécifiques. Elle s'effectue sur des bornes d'une puissance de 43 kW et permet de recharger la batterie en 30 minutes. Elle permet de garantir la réalisation de long trajet.

Tableau II.1. Types de recharge pour les VE

II.2.2. Modèle de la batterie Li-ion

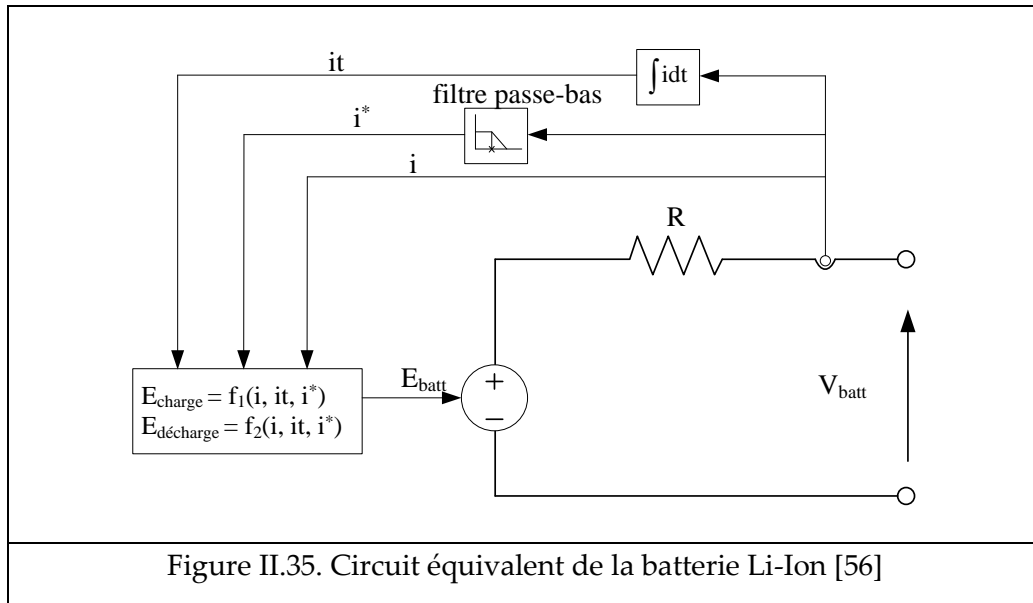
II.2.2.a. Modèle détaillé

Compagnie	Pays	Model	Type de batterie
GM	USA	Chevy-Volt Saturn Vue Hybrid	Li-ion NiMH

Ford	USA	Escape, Fusion, MKZ HEV Escape PHEV	NiMH Li-ion
Toyota	Japon	Prius, Lexus	NiMH
Honda	Japon	Civic, Insight	NiMH
Hyundai	Korée du Sud	Sonata	Lithium polymère
Chrysler	USA	Chrysler 200C EV	
BMW	Allemagne	X6 Mini E (2012)	NiMH Li-ion
BYD	Chine	E6	Li-ion
Daimler Benz	Allemagne	ML450, S400 Smart EV (2010)	NiMH Li-ion
Mitsubishi	Japon	iMiEV (2010)	Li-ion
Nissan	Japon	Altima Leaf EV (2010)	NiMH Li-ion
Tesla	USA	Roadster (2009)	Li-ion
Think	Norvège	Think EV	Li-ion, sodium/metal Chloride

Tableau II.2 Batterie utilisée dans les voitures électriques de quelques fabricants [55]

Le moyen de stockage des VE est la batterie. Il existe plusieurs types de batterie, mais de plus en plus, pour les PHEV et BEV, on tend vers l'utilisation de batterie Li-Ion, comme indiqué dans le Tableau II.2 [55]. La batterie NiMH est plutôt utilisée pour les HEVs. Un système de gestion de la batterie (BMS) assure le fonctionnement normal de l'ensemble des cellules dans un pack de batterie. Pour concevoir un système BMS, il faut construire le modèle détaillé de la batterie. Dans [56], l'auteur a présenté une modélisation et sa validation par essais de la batterie : Figure II.35 et équation (II.16).



$E_{batt} = E_0 - K \frac{Q}{it - 0.1Q} i^* - K \frac{Q}{Q - it} it + A \cdot \exp(-B \cdot it)$	(II.16)
$V_{batt} = E_{batt} - R \cdot i$	(II.17)

Où :

E_{Batt} =tension à vide (V)

E_0 = tension constante (V)

K = constante de polarisation (V/A) ou polarisation résistance (Ohms)

i^* = dynamique de courant en BF (A)

i = courant de la batterie (A)

$it = \int idt$ Charge instantanée(Ah)

R = résistance interne de la batterie (Ohm)

Q = capacité maximale de la batterie (Ah)

A = Facteur de tension (V)

B = Facteur de charge (Ah)⁻¹

Un pack de batteries se compose de plusieurs cellules connectées en parallèle et en série. Un exemple des paramètres de cellule est donné dans le Tableau II.3 [56]:

Paramètre	Li-Ion 3.3V, 2.3Ah
E_0 (V)	3.366
R (Ω)	0.01

K (Ω)	0.0076
A (V)	0.26422
B (Ah) ⁻¹	26.5487

Tableau II.3 Paramètre d'une cellule de batterie Li-Ion

L'état de charge (SOC) est défini ainsi :

$$\text{SOC} = 100 \left(1 - \frac{1}{Q} \int_0^t i(t) dt \right) \quad (\text{II.18})$$

Plusieurs compagnies fabriquent des packs de batterie, spécifiques pour les voitures électriques : par exemple, A123 Energy Solutions a commercialisés le Nanophosphate® Energy Core Pack (capacité 23 kWh, tension nominale 393 V).

La pleine charge est obtenue lorsque la tension atteint son seuil supérieur. La charge comporte normalement 2 étapes. A la première étape, le chargeur impose un courant constant ou bien une puissance constante. A la fin de la première étape (Le niveau de charge à ce point est d'environ 70 %), quand il atteint le seuil de tension, le chargeur diminue le courant de charge de manière à éviter la surtension.

Dans cette thèse, on suppose que le VE est équipé d'une batterie Li-ion de 24kWh, et de tension nominale 250V. Le modèle détaillé de la batterie est simulé et on observe la variation de tension, courant et niveau de charge de la batterie dans la Figure II.36 et la Figure II.37 (courbe bleue) (charge Figure II.36 et décharge Figure II.37). La première étape correspond à la charge de puissance constante 3kW. A la deuxième étape, le courant (et la puissance aussi) diminue pour limiter la tension à 290V, la fin de la deuxième étape, le niveau de charge atteint 100%. On va utiliser ce modèle pour les simulations de court terme (courant, tension, harmonique) dans les chapitres qui suivent.

II.2.2.b. Modèle simplifié

Une approche linéaire pour la batterie Li-Ion est utilisée dans [21], où l'on considère la batterie comme une source de tension parfaite : on néglige les pertes internes et la tension est constante durant la recharge. La relation entre le temps de recharge et SOC est déterminée comme suit :

$$T_{\text{charge}} = \left(1 - \frac{\text{SOC}_0}{100} \right) \frac{E_{\text{max}}}{P_{\text{charge}}} \quad (\text{II.19})$$

Où :

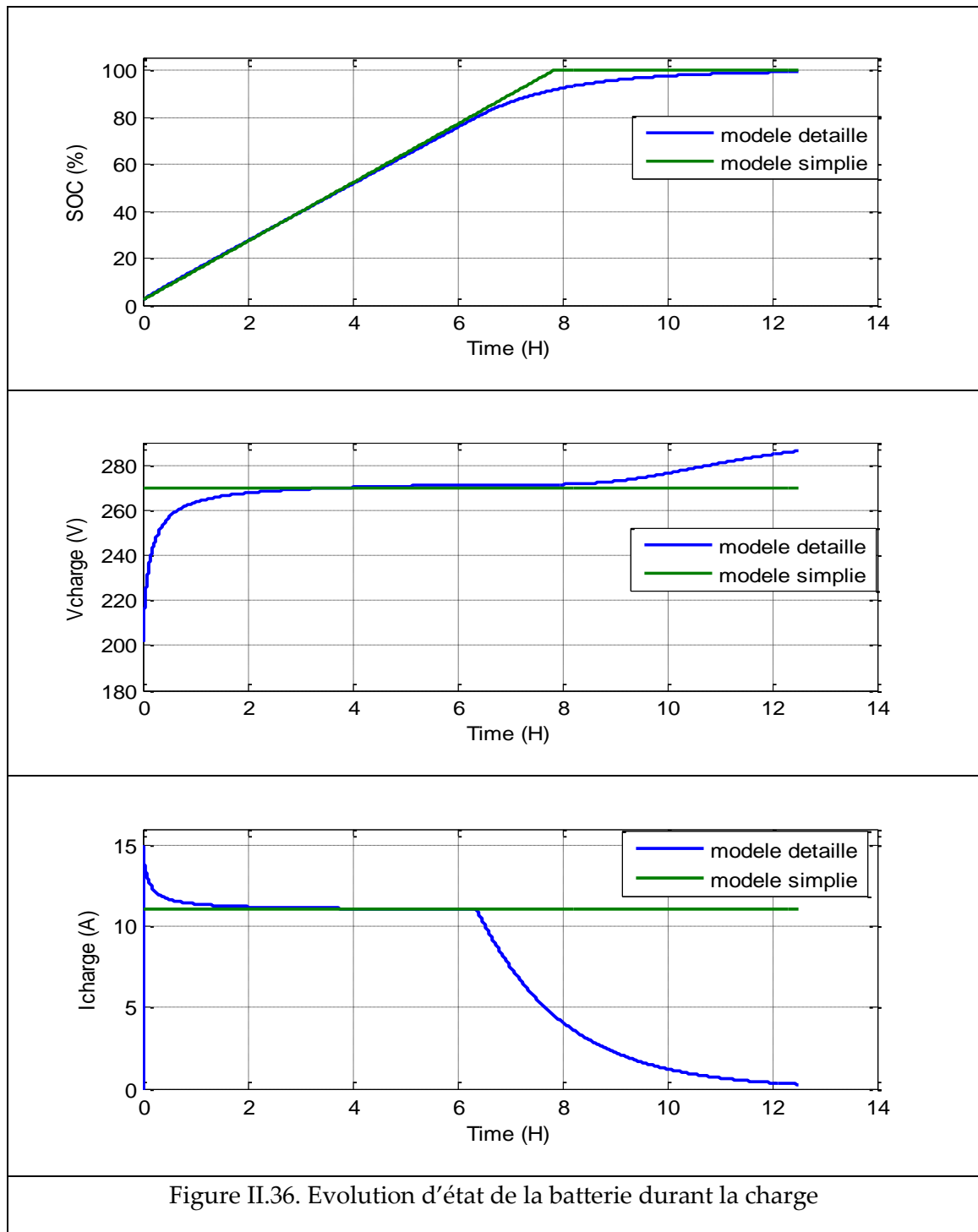
T_{charge} est le temps mis pour charger pleinement la batterie (h)

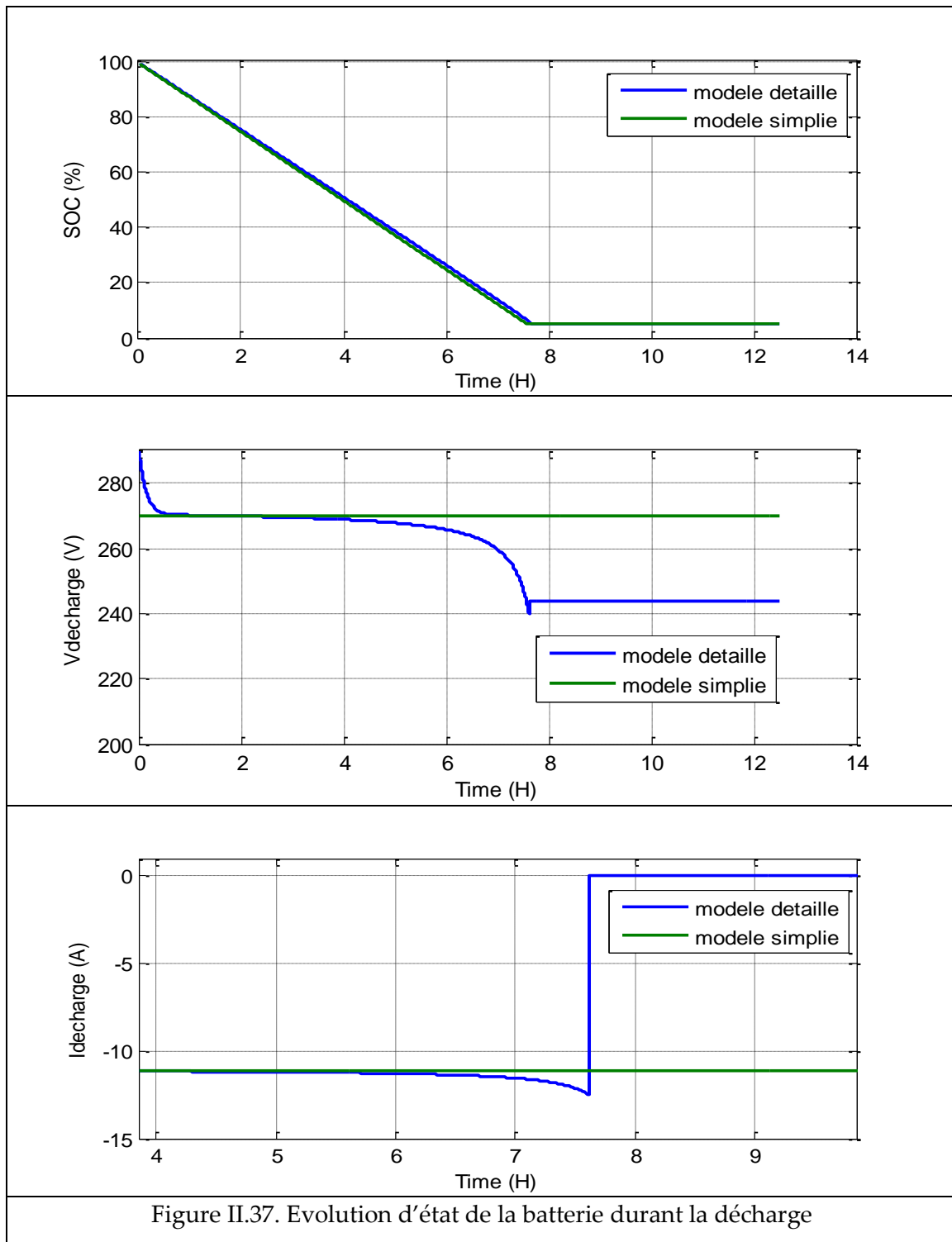
SOC_0 est niveau de charge initial (%)

E_{max} est l'énergie maximale que peut stocker la batterie (kWh)

P_{charge} est la puissance de recharge délivrée la batterie (kW).

Par exemple, $P_{\text{VE}}=3\text{kW}$, $E_{\text{max}}=24\text{kWh}$, $\text{SOC}_0=50\%$ alors $T_{\text{charge}}=4\text{h}$.





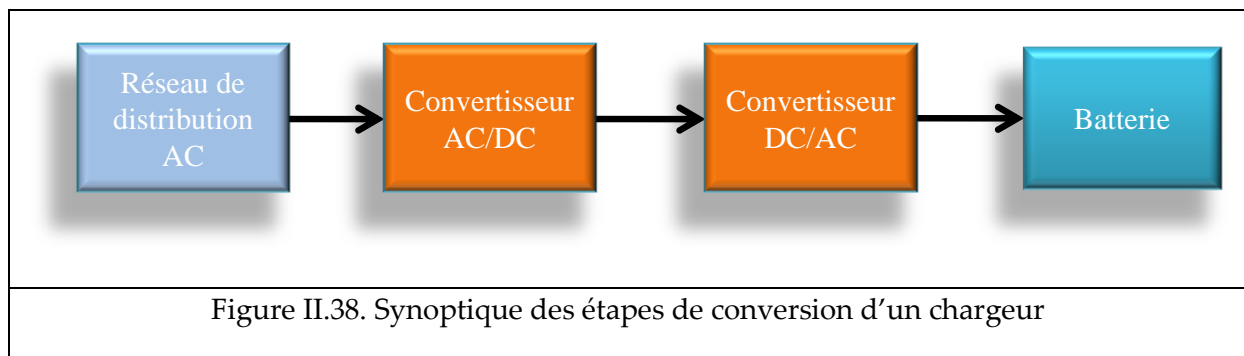
On peut comparer les modèles simplifiés et détaillés dans les Figure II.36 et Figure II.37. Quand le niveau de charge atteint 100% avec le modèle simplifié, celui du modèle détaillé atteint seulement 93 %. Au-dessous de SOC 90%, le niveau de charge des deux modèles est similaire. En réalité, la charge des voitures s'arrête au-dessous de 90% pour bien protéger la batterie. Pour cette raison, dans cette thèse, le modèle simplifié est utilisé

uniquement pour les applications d'optimisations étudiées dans chapitre IV où on tient compte seulement des aspects de puissance et SOC du VE.

II.2.3. Chargeur de la batterie du VE

II.2.3.a. Etat de l'art des topologies de recharge embarquées dans le VE

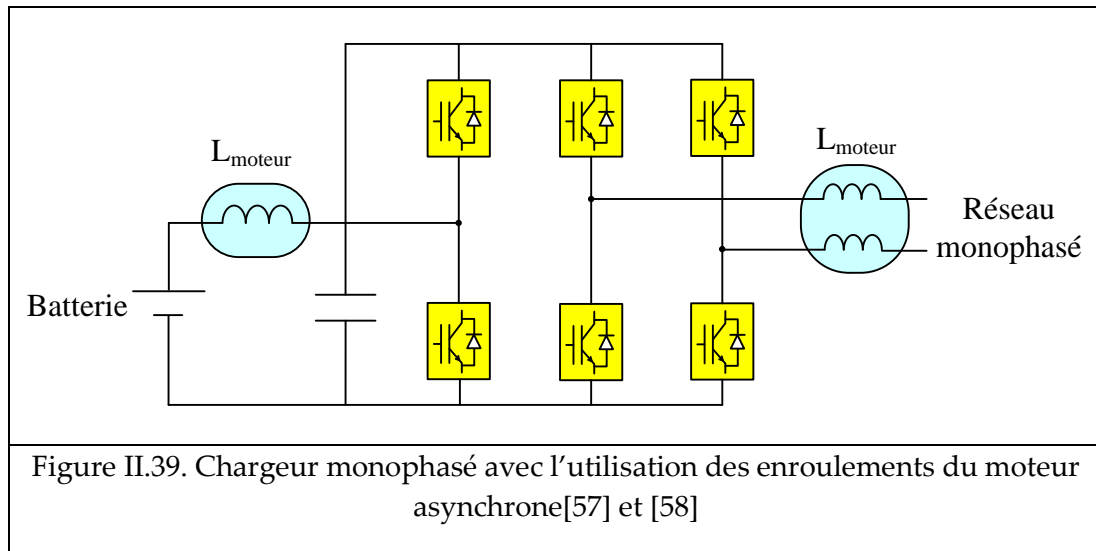
Les chargeurs de batteries sont spécifiques du type d'alimentation électrique considéré, c'est-à-dire monophasé ou triphasé, de leur emplacement (embarqués ou non au sein du véhicule) et du mode de transmission de l'énergie. Dans le cas d'une alimentation par courant alternatif, le processus de charger fait intervenir deux étapes de conversion (Figure II.38) :



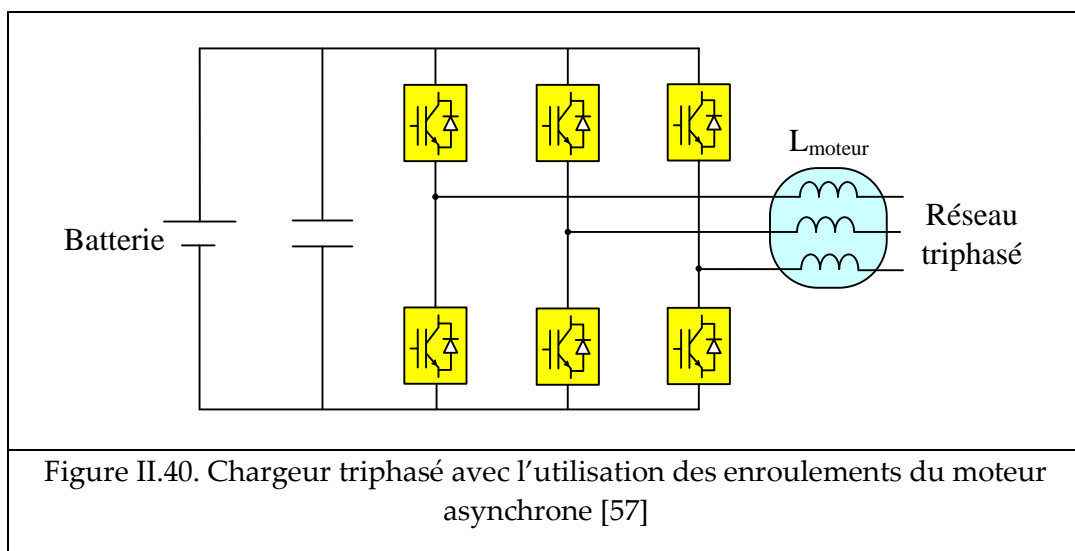
- Conversion AC/DC: la transformation du courant AC délivré par le réseau de distribution en courant DC est réalisée soit par un pont redresseur à diodes, ou par d'autres systèmes tels que, pont à thyristors ou convertisseur à absorption sinusoïdale de courant.
- Conversion DC/DC : le courant continu obtenu à l'issue de la première conversion est modifié pour correspondre au profil de charge de la batterie. Une alimentation à découpage permet par exemple d'adapter la puissance en entrée de la batterie.

Dans la littérature, plusieurs topologies de convertisseur embarqué ont été développées visant toutes à mutualiser les fonctions de traction et de recharge de la batterie. L'idée est la suivante : l'énergie AC soutirée du réseau est convertie en énergie DC par l'intermédiaire d'un système de redressement et de filtrage CEM ; le moteur est utilisé comme élément de filtrage ; le convertisseur de traction (onduleur) est donc utilisé pour contrôler la charge de la batterie. Un critère très important, est le niveau de puissance que peut fournir le convertisseur : charge lente en monophasé et charge rapide seulement en triphasé.

L'une des solutions de recharge s'adaptant à tout type de réseau est donnée à la Figure II.39 dans le cas d'une alimentation par un réseau monophasé. L'idée est d'utiliser deux bras de l'onduleur en redresseur MLI, afin de permettre l'absorption d'un courant sinusoïdal au réseau. Le troisième bras de l'onduleur fonctionne en qualité de hacheur série de façon à permettre l'adaptation à la batterie. La reconfiguration s'effectue par l'intermédiaire de contacteurs.

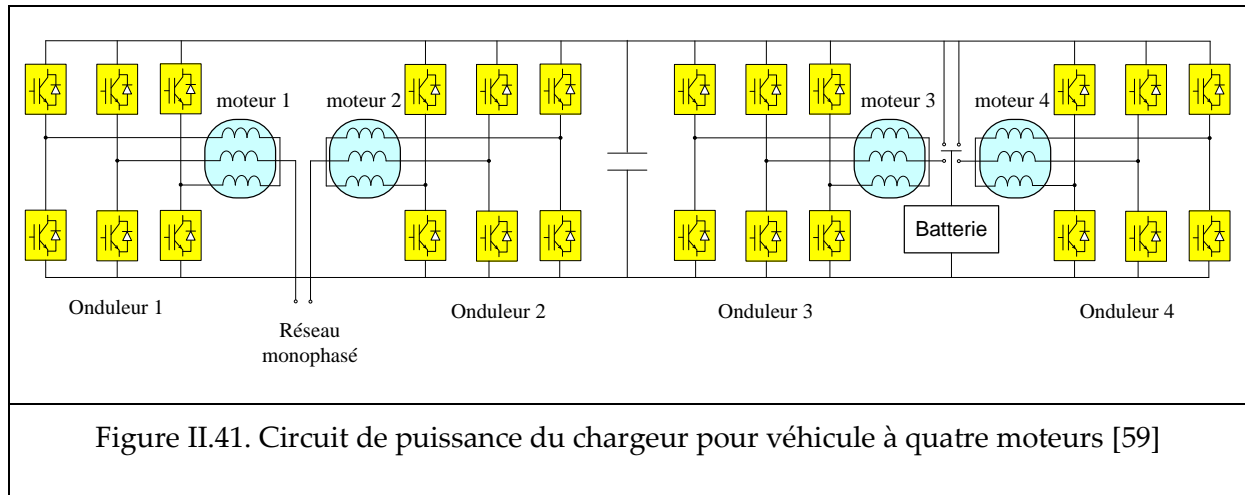


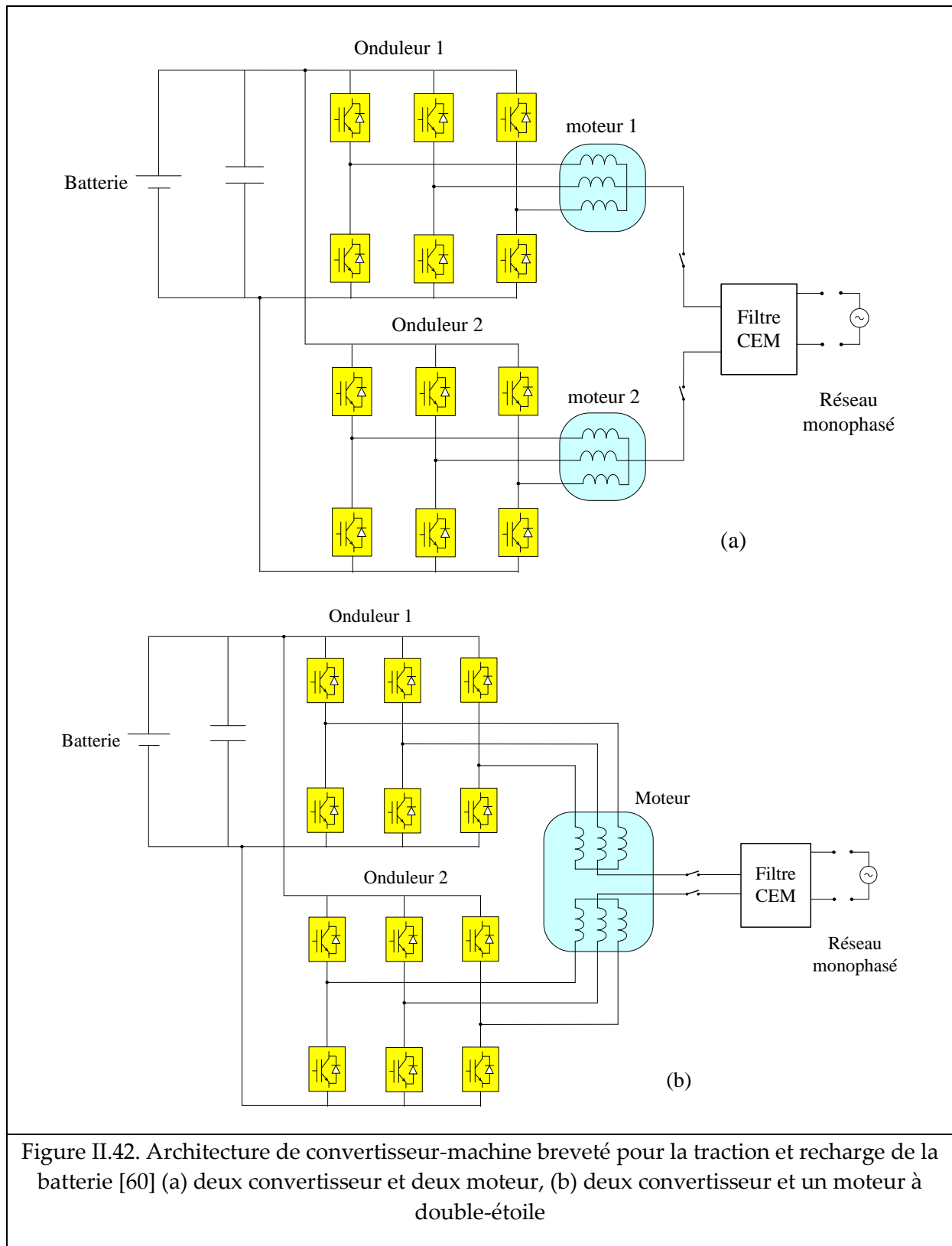
L'adaptation à une alimentation par un réseau triphasé est présentée dans la Figure II.40. Dans ce cas, il n'est plus possible d'adapter la tension à celle de tous les types de batteries. C'est l'un des inconvénients de ce type de chargeur.



Architectures multi-machine multi-convertisseur (Figure II.41 et Figure II.42) est spécifiques d'applications envisageant plusieurs moteurs électriques pour la fonction de traction (fonction dite à traction répartie), comme dans le cas de la technologie moteur-roue. Selon le nombre de moteur-roues installés, chaque moteur électrique est piloté par un

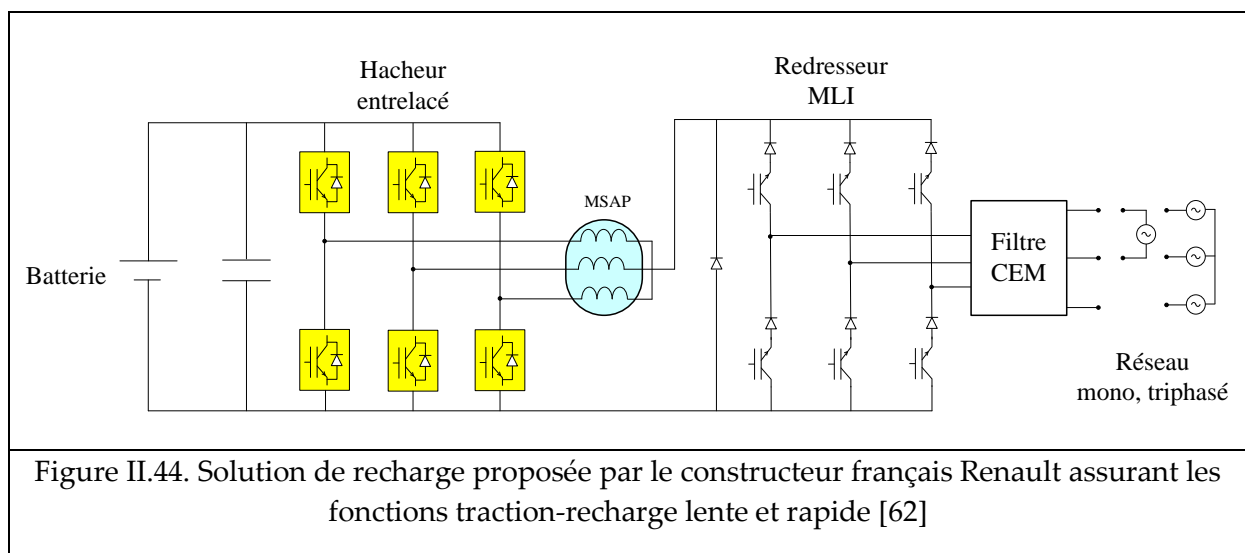
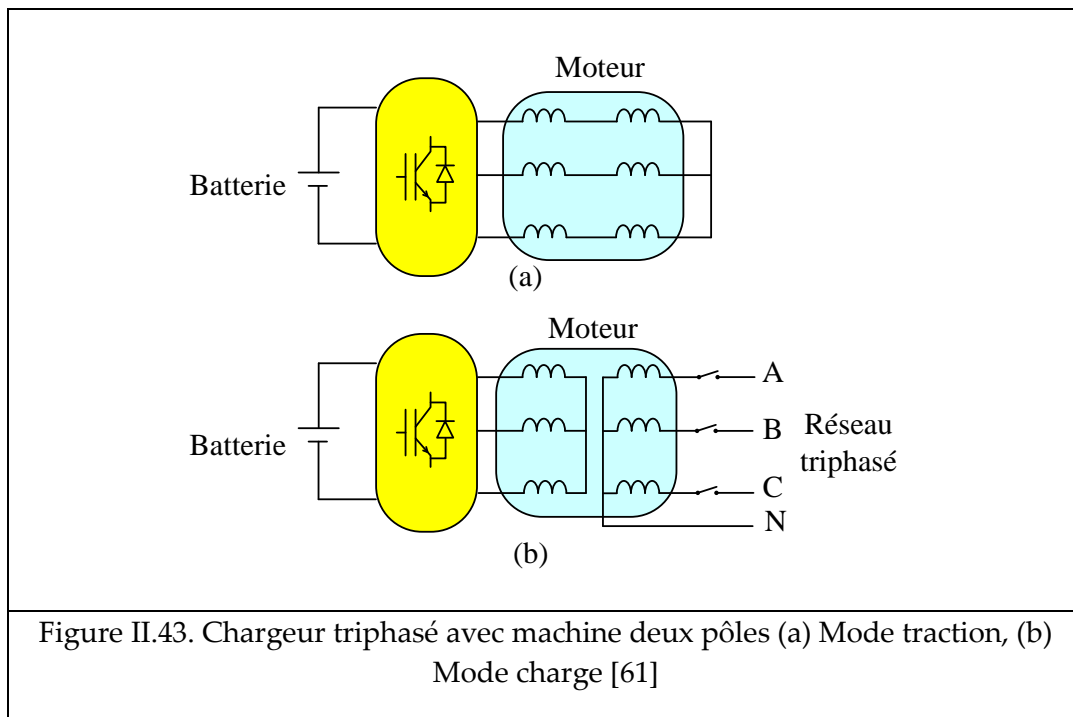
convertisseur particulier mais alimenté par le même pack de batteries. Ainsi, l'augmentation du nombre de convertisseur-machine offre des possibilités supplémentaires pour effectuer la recharge de la batterie.





L'exemple de la Figure II.43 est adaptable à un réseau monophasé ou triphasé. Dans ce schéma, seul le fonctionnement en triphasé est présenté. La Figure II.43 (a) représente le fonctionnement en mode traction tandis que la Figure II.43 (b) représente le fonctionnement

en mode de recharge. Dans le fonctionnement en mode chargeur, le système est reconfiguré par des contacteurs. Un contacteur triphasé permet de connecter le système au réseau électrique. L'atout de ce chargeur est justifié par l'isolation galvanique résultante du mode de câblage des enroulements de la machine. Cette configuration des enroulements lui confère un comportement proche d'un transformateur triphasé.



Dans la Figure II.44, une topologie Renault brevetée [62] utilise la machine comme coupleur naturel, composée : d'un filtre CEM pour atténuer/rejeter les perturbations de part et d'autre, d'un redresseur de courant à découpage (M.L.I) qui n'est utilisé que pour le mode

recharge, de la machine électrique connectée en étoile et de l'onduleur de traction qui fonctionne ici en mode hacheur entrelacé à trois bras. L'avantage de cette architecture est l'absence de contacteurs /relais. L'inconvénient majeur de cette topologie réside principalement dans son incapacité à effectuer un renvoi d'énergie vers le réseau.

Une nouvelle architecture de traction (Figure II.45) est issue du brevet déposé au nom de la société Valeo [63], elle est composée : d'une source de stockage d'énergie (batterie Li-ion), d'un hacheur Boost permettant l'adaptation de la batterie à la tension désirée, d'un onduleur triphasé réversible configuré en 3 ponts en H. Chaque pont est composé de deux cellules de commutation (deux bras) à interrupteurs bidirectionnels (diode en antiparallèle sur I.G.B.T.) ; d'un machine synchrone à aimants permanents (MSAP). Chaque bobinage du moteur comporte structurellement un point-milieu servant comme point d'injection du courant réseau.

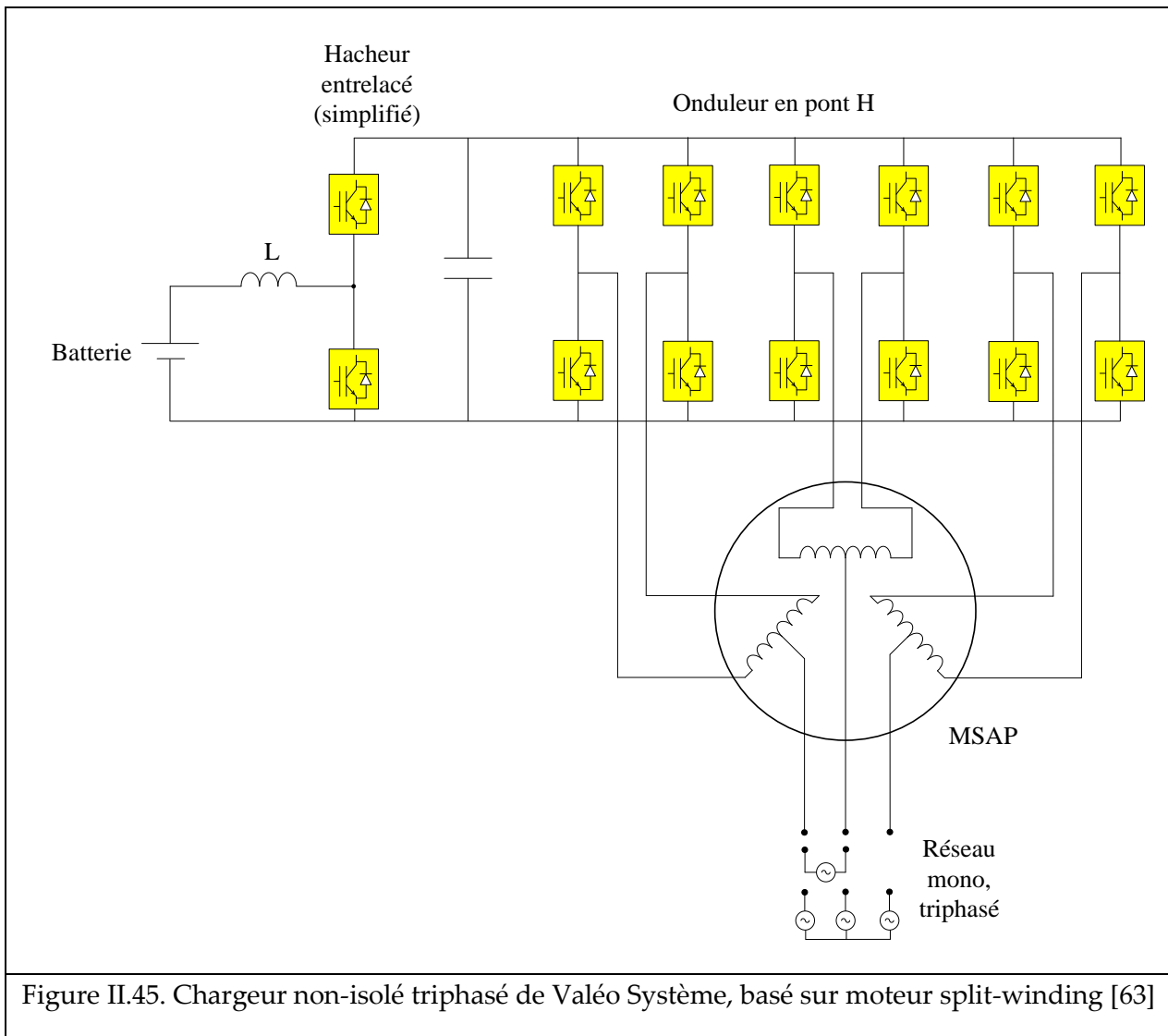
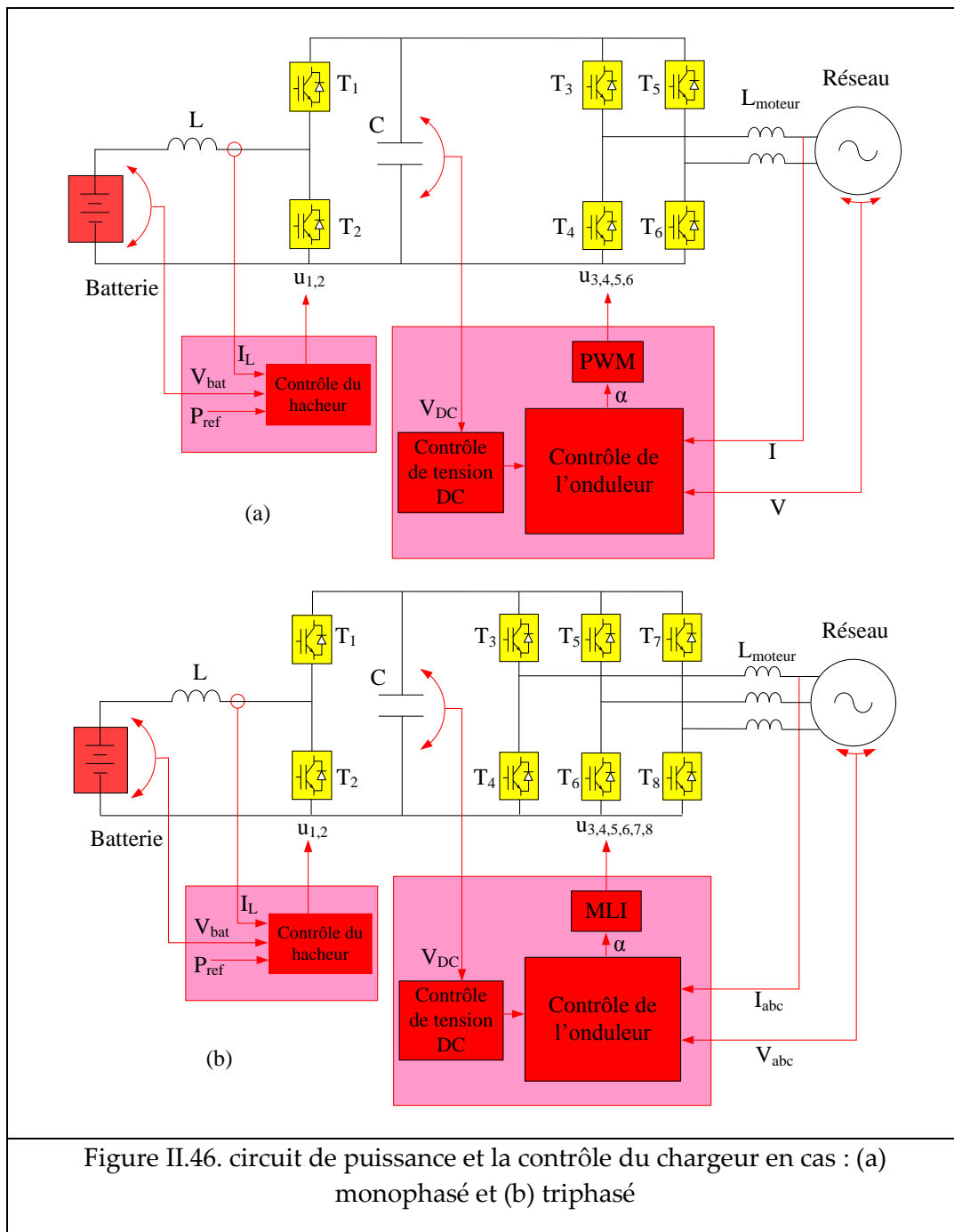


Figure II.45. Chargeur non-isolé triphasé de Valéo Système, basé sur moteur split-winding [63]

Le convertisseur, basé sur 3 ponts en H, permet de mutualiser toutes les fonctions traction et recharge car il est pleinement utilisé dans les deux modes. Il permet également d'effectuer un transfert de puissance de la batterie vers le réseau, respectant ainsi le contexte « smart grid » du futur.

II.2.3.b. Modèle détaillé du chargeur de VE



Dans le cadre de cette thèse, pour les études de l'influence du VE sur le réseau électrique, la topologie du chargeur présentée dans la Figure II.46 est utilisée, incluant un convertisseur DC/DC bidirectionnel similaire à celui de la Figure II.45, et un étage DC/AC similaire à celui de la Figure II.40. Cette topologie permet d'une part d'adapter la tension DC de la batterie, et d'autre part de connecter le VE au réseau via les enroulements du moteur.

Les simulations sont effectuées dans le cas d'un réseau triphasé équilibré. Avec cette topologie de chargeur, la seule différente par rapport à la topologie du système de

convertisseur PV, c'est le convertisseur bidirectionnel. La partie de contrôle DC/AC ressemble à celle du convertisseur PV.

Le hacheur réversible assure la fonction V2G, c'est-à-dire qu'il soutire l'énergie de la batterie pour la fournir au réseau.

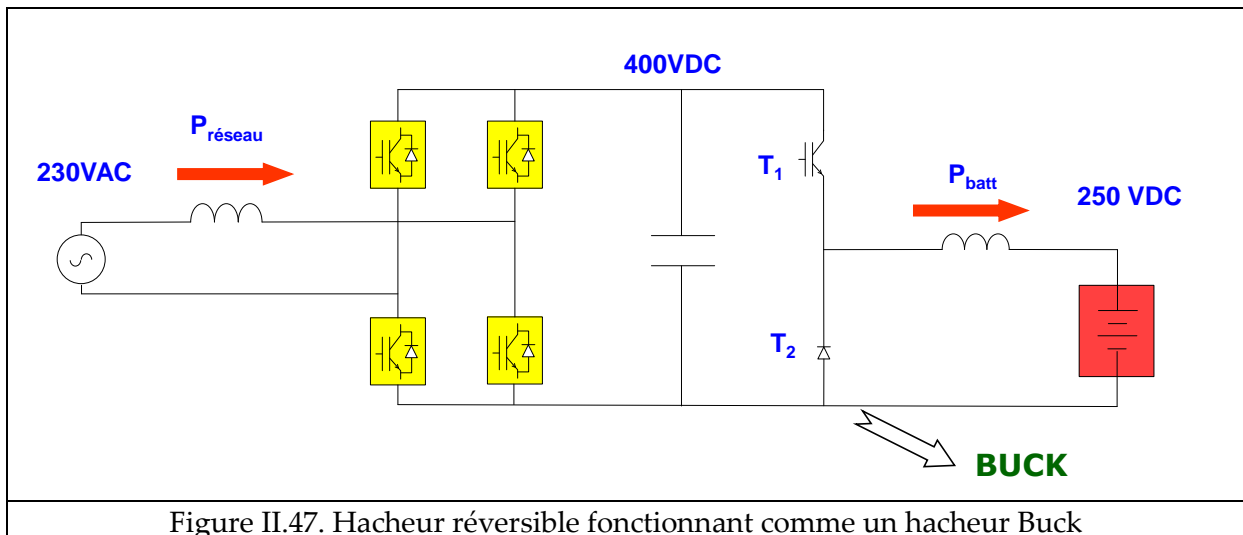


Figure II.47. Hacheur réversible fonctionnant comme un hacheur Buck

Le hacheur joue le rôle de commande du courant I_L suivant la puissance de recharge.

En mode de recharge, T_1 fonctionne à la fréquence de découpage, T_2 toujours « off », alors le hacheur bidirectionnel joue le rôle un hacheur Buck comme illustré Figure II.47. En mode de traction ou V2G, T_2 fonctionne à la fréquence de découpage, T_1 toujours « off », le hacheur bidirectionnel joue le rôle un hacheur Boost comme illustré Figure II.48

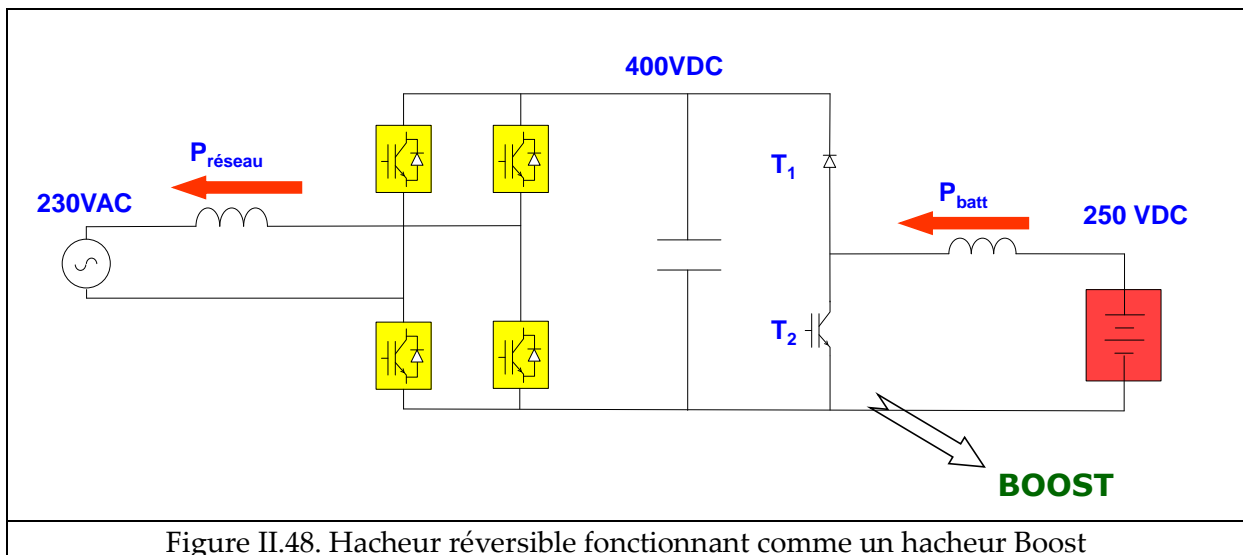


Figure II.48. Hacheur réversible fonctionnant comme un hacheur Boost

Maintenant, on calcule les paramètres du correcteur du hacheur bidirectionnel (le même régulateur en monophasé et triphasé) comme dans la Figure II.49.

Un correcteur PI (dont les coefficients K_p et K_i calculés comme suit) est utilisé pour déterminer le rapport cyclique α de l'interrupteur IGBT.

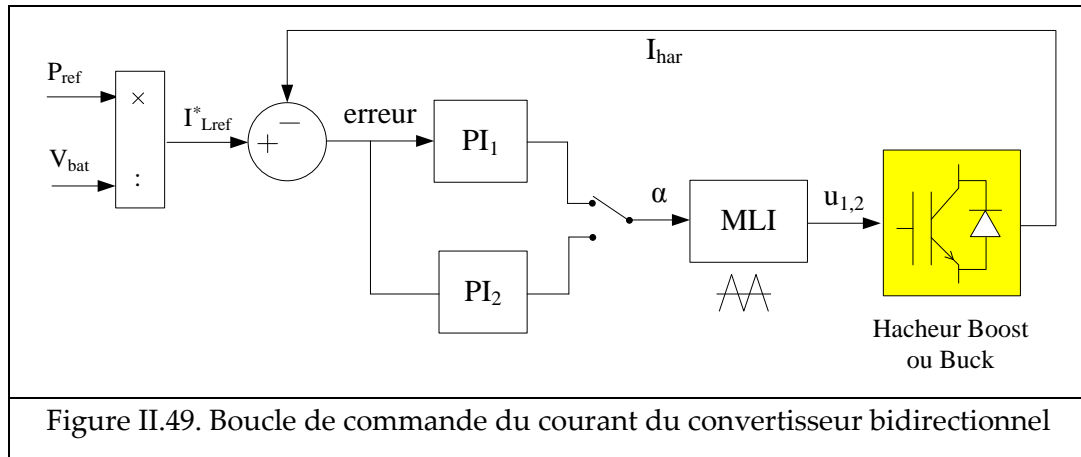


Figure II.49. Boucle de commande du courant du convertisseur bidirectionnel

	Mode Boost	Mode Buck
Équation du hacheur	$L_{\text{har}} \frac{di_L}{dt} = V_{\text{bat}} - R_{\text{har}} i_L - V_{\text{DC}}(1 - u)$	$L_{\text{har}} \frac{di_L}{dt} = V_{\text{bat}} - R_{\text{har}} i_L - V_{\text{DC}} u$
Model petits signaux	$L_{\text{har}} \tilde{I}_L(p) \cdot p = -R_{\text{har}} \cdot \tilde{I}_L(p) + V_{\text{DC}} \cdot \tilde{\alpha}(p)$	$L_{\text{har}} \tilde{I}_L(p) \cdot p = -R_{\text{har}} \cdot \tilde{I}_L(p) - V_{\text{DC}} \cdot \tilde{\alpha}(p)$
FTBO	$G_2(p) = \frac{\tilde{I}_L(p)}{\tilde{\alpha}(p)} = \frac{\frac{V_{\text{DC}}}{R_{\text{har}}}}{1 + \frac{L_{\text{har}}}{R_{\text{har}}} p}$	$G_2(p) = \frac{\tilde{I}_L(p)}{\tilde{\alpha}(p)} = \frac{\frac{-V_{\text{DC}}}{R_{\text{har}}}}{1 + \frac{L_{\text{har}}}{R_{\text{har}}} p}$

Tableau II.4 : Equations du hacheur bidirectionnel en deux modes

L_{har} , R_{har} : inductance et résistance du hacheur.

FTBO : fonction transfert en boucle ouverte.

A partir du Tableau II.4, on observe que les FTBO du hacheur en deux modes sont identiques pour les deux modes sauf le signe. Alors, si le correcteur PI en mode Boost est de la forme $C_2(p) = K_{p2} + \frac{K_{i2}}{p}$, on en déduit facilement que le correcteur PI en mode Buck est de la forme $C_2(p) = -K_{p2} + \frac{-K_{i2}}{p}$.

La transformation Laplace de la fonction transfert en boucle fermée du hacheur en mode Boost :

$\begin{aligned} \text{FTBF}_2(p) &= \frac{C_2(p)G_2(p)}{1 + C_2(p)G_2(p)} \\ &= \frac{\frac{V_{\text{DC}}}{L_{\text{har}}} (p \cdot K_{p2} + K_{i2})}{p^2 + \frac{K_{p2}V_{\text{DC}} + R_{\text{har}}}{L_{\text{har}}} p + \frac{K_{i2}V_{\text{DC}}}{L_{\text{har}}}} \end{aligned}$	(II.20)
---	---------

En identifiant le dénominateur de FTBF à la forme normalisée $p^2 + 2\sigma\omega_i p + \omega_i^2$

On obtient :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{K_{p2} V_{DC} + R_{har}}{L_{har}} = 2\sigma\omega_i \\ \frac{K_{i2} V_{DC}}{L_{har}} = \omega_i^2 \end{array} \right. \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} K_{p2} = \frac{2\sigma\omega_i L_{har} - R_{har}}{V_{DC}} \\ K_{i2} = \frac{\omega_i^2 L_{har}}{V_{DC}} \end{array} \right. \quad (II.21)$$

Pour annuler l'oscillation, on choisit $\sigma=1$.

II.2.3.c. Simulation

Pour évaluer le chargeur, on effectue une simulation dans un réseau triphasé avec neutre, 23 nœuds représentatifs d'un quartier. Le réseau est alimenté par un transformateur de distribution 22/0,4kV, 250kVA.

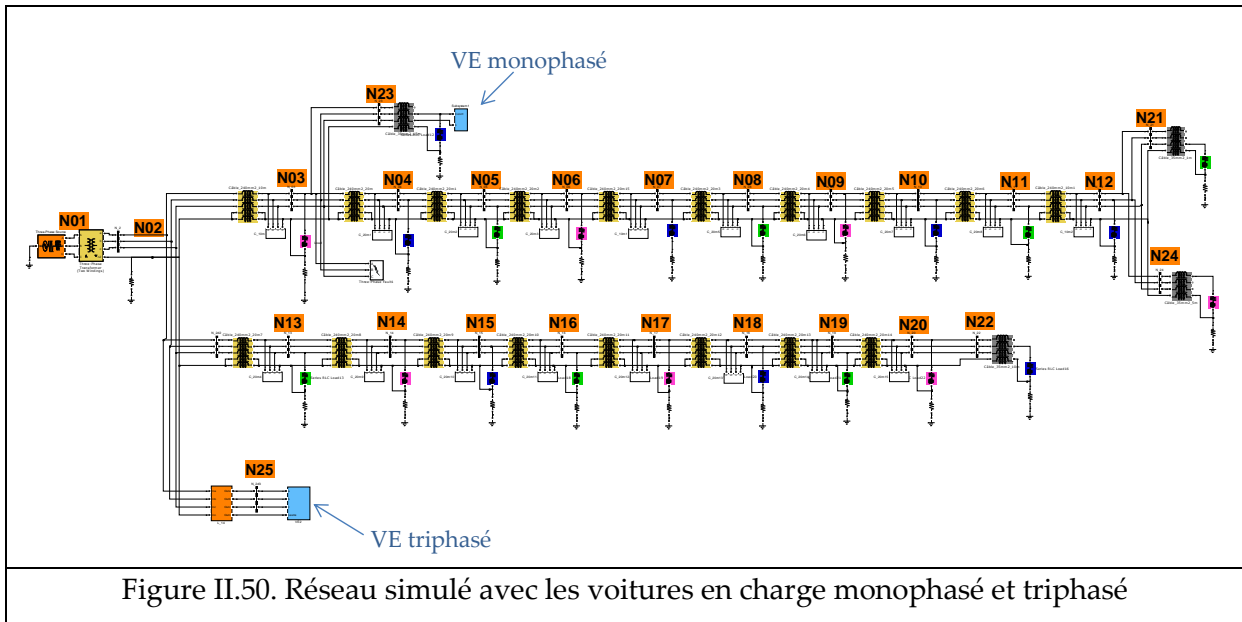
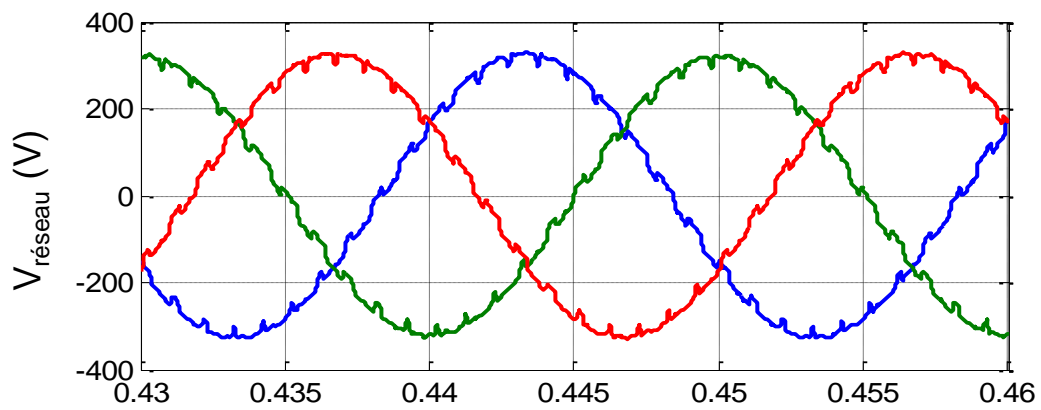
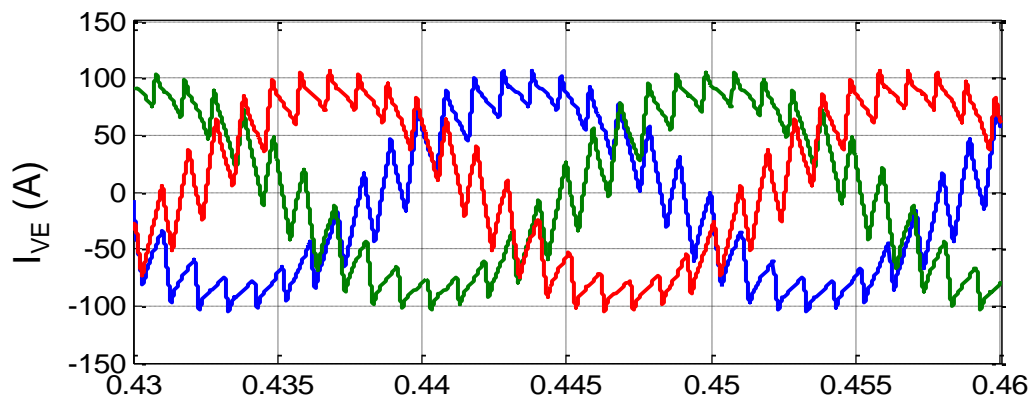


Figure II.50. Réseau simulé avec les voitures en charge monophasé et triphasé

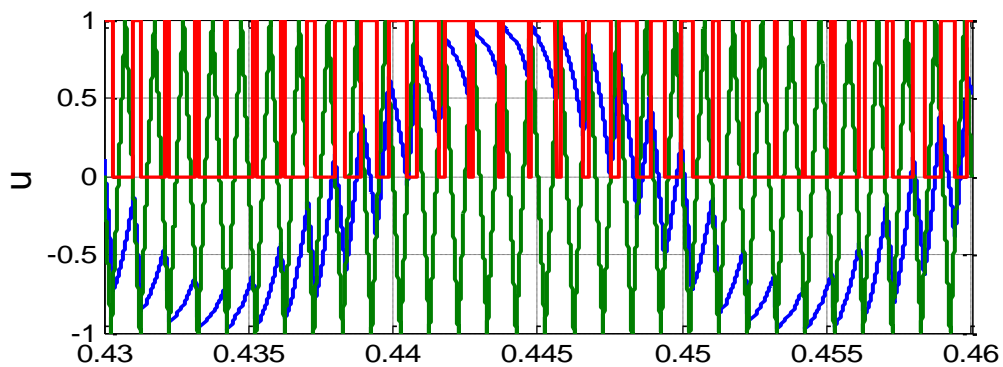
On considère seulement deux VE dont l'un est rechargé en mode normal monophasé (3kW) et l'autre en mode rapide triphasé (43kW).



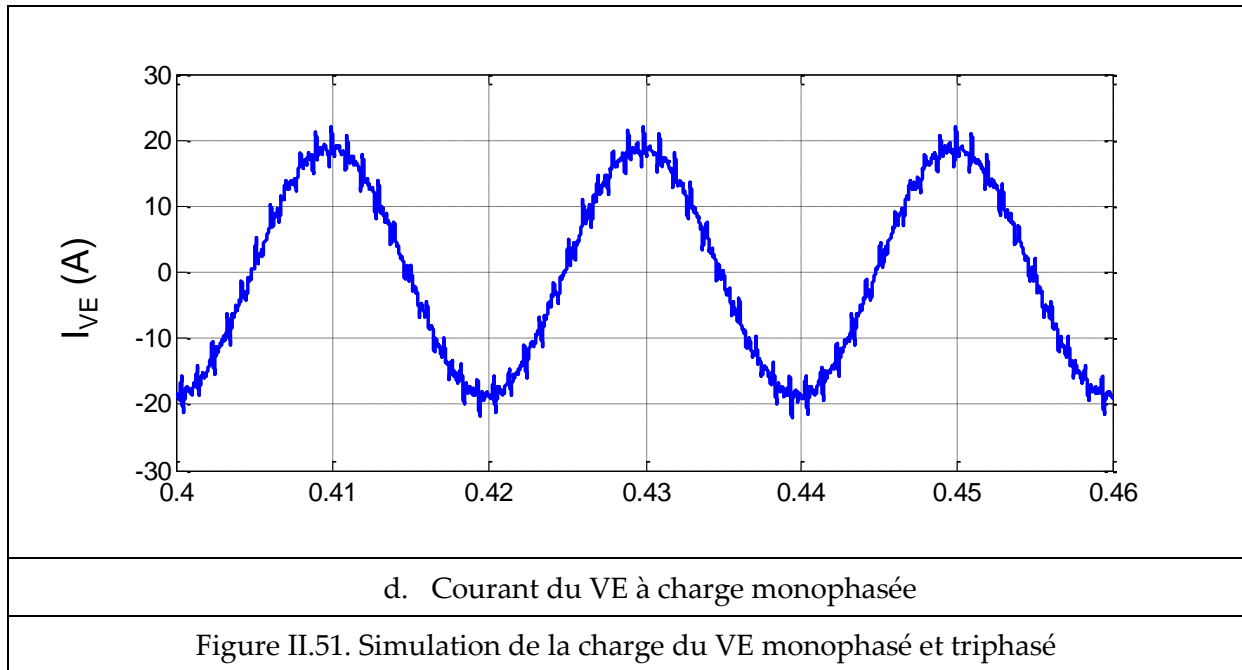
a. Tension au point de raccordement du VE en charge triphasée



b. Courant du VE à charge triphasée



c. Signal MLI du VE à charge triphasée



Le modèle de la recharge VE en monophasé et triphasé est simulé dans la Figure II.51. Les fréquences de découpage sont de 10kHz pour la recharge monophasée et 1kHz pour la recharge triphasée. Spécifiquement dans les Figure II.51a et b, on observe la perturbation de la tension induite par la forme du courant de recharge triphasé. Dans le chapitre III, on analysera l'impact de la recharge rapide sur la distorsion de tension du réseau.

II.2.4. Conclusion

Dans cette partie, on a considéré l'état de l'art du VE sous les aspects : développement du marché, impact sur le réseau de distribution, batterie, topologie du chargeur, mode de charge. Les simulations ont été effectuées pour valider des modèles du VE et du chargeur : détaillé et simplifié. Ces modèles seront utilisés dans les chapitres suivants.

II.3. Conclusion du chapitre

Ce chapitre présente une vue sur la conception des systèmes PV et VE. On a modélisé ces systèmes pour disposer des moyens de développement des différentes stratégies de contrôle. Pour les VE, deux modèles seront utilisés : un modèle détaillé pour le contrôle en temps réel et un modèle simplifié pour les algorithmes d'optimisation.

CHAPITRE III :

Contribution des systèmes PV et VE aux services système

SOMMAIRE

<i>CHAPITRE III : Contribution des systèmes PV et VE aux services système.....</i>	78
III.1. Introduction.....	79
III.2. Commande de la tension du bus continu en régime de défaut.....	79
III.2.1. Principe	79
III.2.2. Simulation.....	82
III.2.3. Conclusion	84
III.3. Réduction des harmoniques.....	85
III.3.1. Principe de compensation sélective des composantes harmonique de courant	85
III.3.2. Simulation.....	91
III.3.3. Conclusion	96
III.4. Participation à la régulation de tension	98
III.4.1. Principe	98
III.4.2. Simulation.....	107
III.4.3. Conclusion	109
III.5. Conclusion du chapitre	110

III.1. Introduction

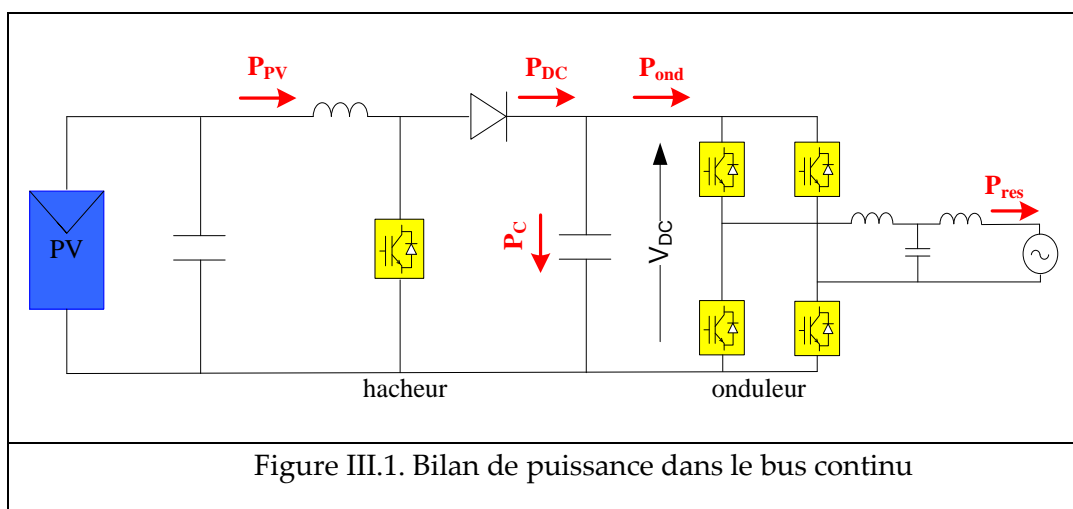
Dans le chapitre I, on a évoqué l'influence des PV et VE sur le réseau de distribution. Dans ce chapitre, on développe les lois de contrôle permettant non seulement d'atténuer les impacts négatifs mais aussi de fournir des services au réseau.

- Première proposition : on résout le problème de déconnexion due à la surtension du bus DC des onduleurs PV pour augmenter la disponibilité du générateur
- Deuxième proposition : on utilise les onduleurs PV pour absorber les courants harmoniques des VE (ou d'autres sources de perturbation) et réduire ainsi le niveau de distorsion harmonique.
- Troisième proposition : on intervient sur la commande de l'onduleur PV pour fournir une capacité de réglage de la tension du réseau au point de raccordement.

III.2. Commande de la tension du bus continu en régime de défaut

III.2.1. Principe

Ce chapitre présente la solution proposée afin de résoudre ce problème de surtension pour un système PV comprenant un étage DC/DC, comme dans l'exemple du chapitre II.



Dans [64], l'auteur étudie l'impact transitoire des systèmes PV sur le réseau face aux creux de tension (suite à un court-circuit) est analysé. Il montre que la capacité des systèmes PV de rester connecté au réseau peut améliorer la stabilité de ce dernier. Cette capacité

influence non seulement la stabilité transitoire au moment du défaut, mais aussi en régime permanent après l'élimination du défaut. C'est pourquoi dans un futur proche, on désire que les systèmes PV restent connectés au réseau en cas de creux de tension quand le défaut n'est pas dans sa zone d'influence. Dans l'onduleur, il y a une protection de surtension du bus continu V_{DC} , et l'augmentation de V_{DC} supérieure à la valeur imposée est une des causes de déconnexion.

Dans [65], un système PV triphasé soumis à un creux de tension du réseau est simulé, mais la surtension sur le condensateur du bus DC n'est pas prise en compte.

La tension du bus continu V_{DC} subit la variation du courant de sortie du hacheur lequel dépend du MPPT donc des caractéristiques exogènes (température, ensoleillement..). Cette tension peut aussi augmenter en cas de saturation du courant injecté au réseau (creux de tension ou court-circuit à la sortie de l'onduleur). Ces perturbations feront l'objet de cette section.

En négligeant les pertes internes dans le hacheur et l'onduleur (Figure III.1), la puissance fournie par les panneaux PV (P_{PV}) est la somme de la puissance d'entrée dans le condensateur (P_C) et de la puissance fournie au réseau (P_{res}).

$P_{PV} = P_C + P_{res}$	(III.1)
--------------------------	---------

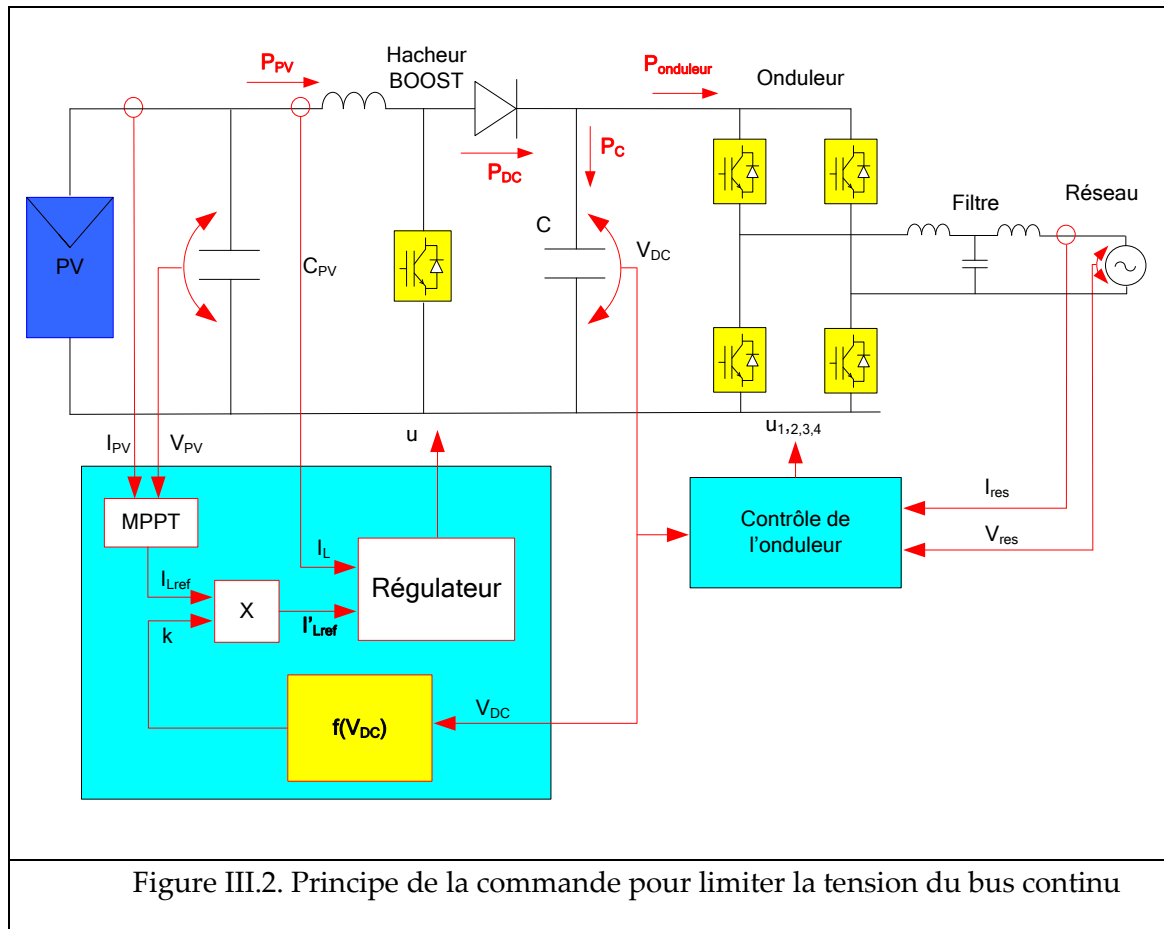
En cas de court-circuit réseau, la tension du réseau baisse ce qui provoque une hausse de courant injecté dont la limitation provoque une baisse de puissance fournie au réseau (P_{res}), alors que la puissance fournie par les panneaux PV reste constante. Le déséquilibre entre la puissance entrée (P_{PV}) et la puissance sortie (P_{res}) provoque une augmentation de la puissance accumulée dans le condensateur C. C'est pourquoi la tension aux bornes du condensateur augmente et dépasse la limite admissible.

La puissance de sortie du hacheur est la somme de la puissance entrée dans le condensateur et de la puissance entrée dans l'onduleur de tension.

$P_{DC} = P_C + P_{ond}$	(III.2)
$P_{ond} = I_{ond} V_{res}$	

Lors du court-circuit, V_{res} diminue, I_{ond} augmente. Comme I_{ond} doit être limité, alors $P_{ond} < P_{DC}$, P_C augmente, l'énergie est accumulée dans le condensateur. C'est pourquoi la tension V_{DC} augmente toujours et dépasse la limite admissible V_{seuil} . Par ailleurs, V_{seuil} est le

seuil de déclenchement de la protection interne, donc le système PV est déconnecté du réseau.



A partir de l'analyse ci-dessus, on peut conclure que pour limiter la tension V_{DC} , il est nécessaire de limiter la puissance P_{DC} , c'est-à-dire limiter le courant du hacheur. Comme, P_{DC} est presque proportionnelle à P_{PV} ($P_{DC}=P_{PV}$ si on néglige les pertes dans le hacheur), alors il faut diminuer P_{PV} . Une solution très simple est de réduire le courant I_L en multipliant le courant référence I_{Lref} par un coefficient k , $0 < k < 1$.

$I'_{Lref} = k \cdot I_{Lref}$	(III.3)
--------------------------------	---------

Où :

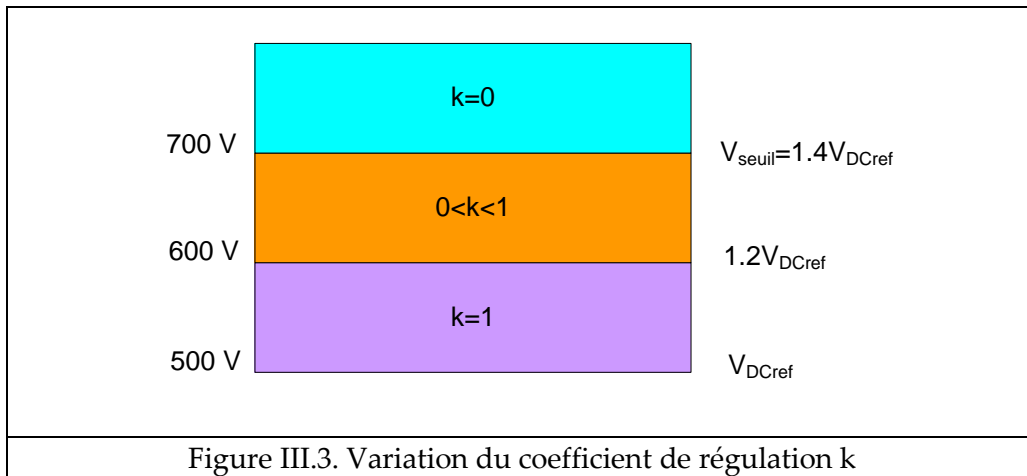
I'_{Lref} est le courant de référence pour la commande du hacheur

I_{Lref} est le courant de référence géré par MPPT

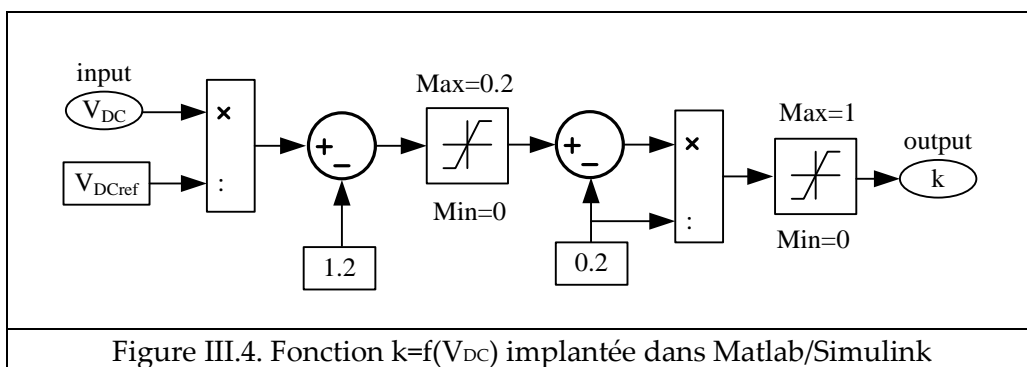
k est le coefficient de régulation, fonction de la tension V_{DC}

- Si $V_{DC} < V_{seuil}$, $k=1$
- Si $V_{DC} > V_{seuil}$, $k=f(V_{DC})$, $0 < k < 1$.

En résumé, on contrôle le courant I_L du hacheur pour maintenir la tension V_{DC} dans la limite acceptable [66] (Figure III.2).



La Figure III.3 illustre la variation du facteur k suivant V_{DC} . Une façon de créer la fonction $f(V_{DC})$ dans Matlab/Simulink est présentée dans Figure III.4.



En résumé, la commande proposée limite la surtension V_{DC} en diminuant la puissance PV. Par comparaison avec une commande classique, cette commande rend possible le réglage du courant à l'entrée du hacheur.

III.2.2. Simulation

Pour évaluer les performances de la commande proposé, un réseau BT urbain est utilisé (Figure III.5). Les paramètres détaillés du réseau sont donnés dans l'Annexe A. Un système PV de 3kW est connecté au réseau et un court-circuit intervient en bout de ligne.

Dans la simulation suivante, on suppose que la tension nominal du bus DC est 500 V et qu'une surtension de $V_{seuil} = 700$ V provoquera une déconnexion par protection interne.

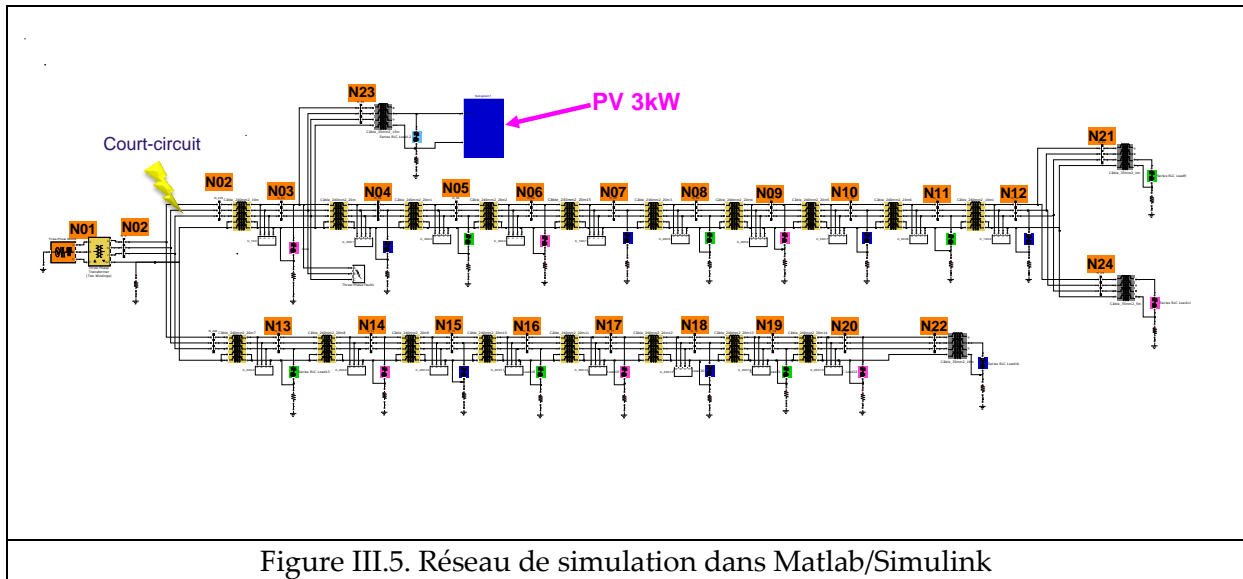


Figure III.5. Réseau de simulation dans Matlab/Simulink

Le comportement du système PV est étudié dans le cas de court-circuit (Figure III.6 - 11), les courbes bleue et vert correspondent respectivement au contrôle classique et au contrôle proposé.

La Figure III.6 montre que lors du court-circuit, avec le contrôle classique, la puissance du panneau PV injectée au hacheur reste constante, tandis que la puissance de sortie de l'onduleur tend à s'annuler (voir Figure III.7), c'est pourquoi la tension V_{DC} atteint à 1500V après 150 ms (Figure III.6). Par conséquent, cette surtension provoque une déconnexion du système PV.

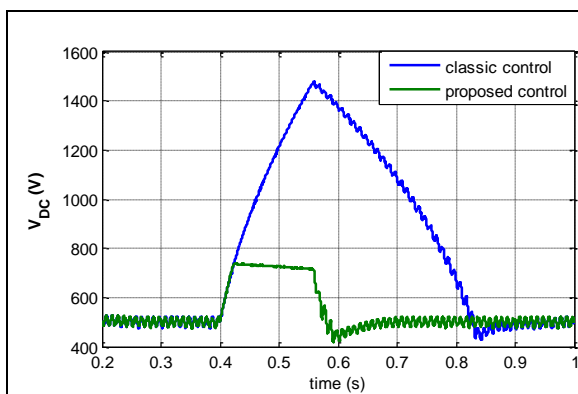


Figure III.6. Tension du bus DC

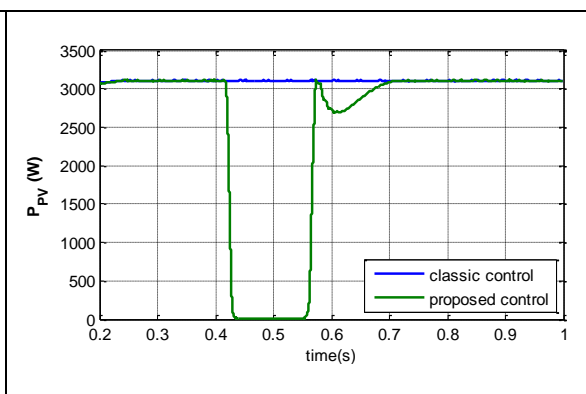


Figure III.7. Puissance du panneau PV

Avec le contrôle proposé, la puissance d'entrée dans le bus DC tend à s'annuler (Figure III.7) pour maintenir la tension V_{DC} toujours inférieure à 700 V (Figure III.6).

La tension du panneau PV augmente selon sa caractéristique (P,V) (Figure III.8).

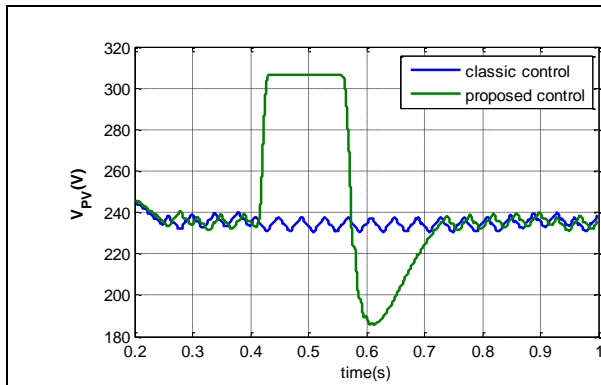


Figure III.8. Tension du panneau PV

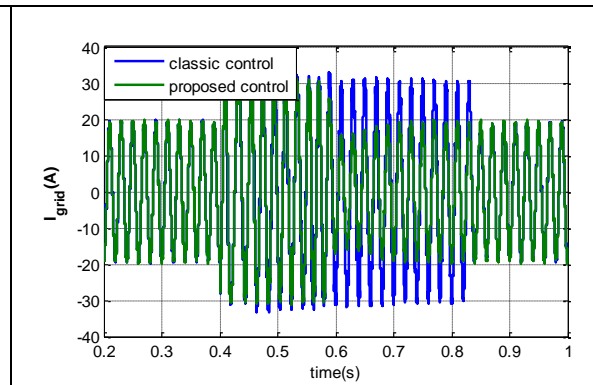


Figure III.9. Courant sortie de l'onduleur

Après l'élimination du défaut, le MPPT continue de rechercher le point de puissance maximale, et le système PV continue de fournir une puissance au réseau sans aucune déconnexion (Figure III.10).

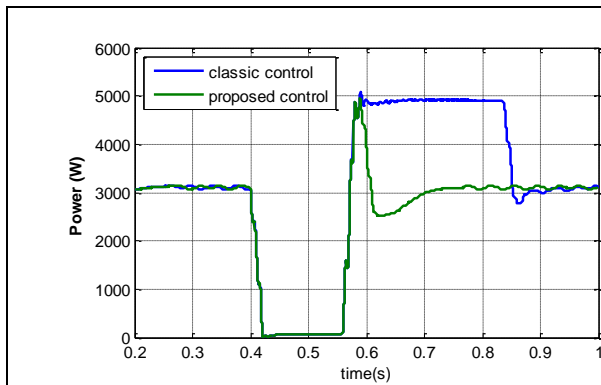


Figure III.10. Puissance de sortie de l'onduleur

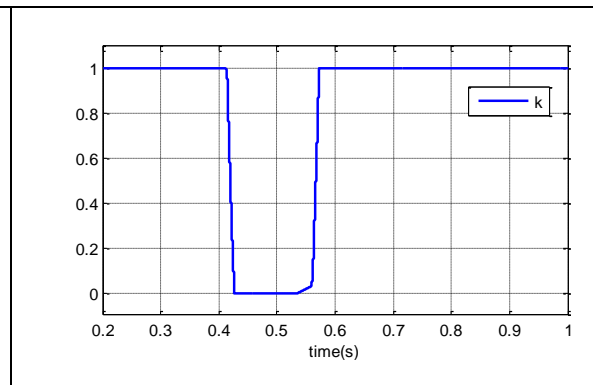


Figure III.11. Coefficient de régulation k

On peut voir (Figure III.11) que le coefficient de régulation $k = f(V_{DC})$ tend à s'annuler pendant le court-circuit, afin de réduire le courant fourni par le panneau PV.

III.2.3. Conclusion

La solution proposée est très simple à implanter. Dans le système de contrôle numérique des onduleurs PV, il suffit d'ajouter quelques instructions dans l'étage DC/DC, sans qu'il soit nécessaire de modifier de matériel.

Cette solution est focalisée sur l'étage DC/DC du convertisseur PV. On peut l'appliquer également aux onduleurs d'autres topologies qui contiennent deux étages : DC/DC et DC/AC.

III.3. Réduction des harmoniques

III.3.1. Principe de compensation sélective des composantes harmonique de courant

Actuellement, des charges non linéaires (des dispositifs tels que les lampes à économie d'énergie, systèmes à induction, électronique de puissance en général...) se connectent de plus en plus au réseau, ce qui provoque une distorsion du courant et donc par ricochet, de la tension. La qualité de l'énergie électrique peut être perturbée, ce qui peut entraîner un mauvais fonctionnement des dispositifs sensibles raccordés au réseau. C'est pourquoi il est intéressant de développer des dispositifs qui permettent d'améliorer la qualité d'énergie. Pour réduire les taux de distorsion harmonique on utilise classiquement des équipements tels que : filtre passif, filtre actif et filtre hybride (filtre actif + un filtre passif). Les onduleurs des installations PV ont potentiellement la capacité de réaliser cette fonction de filtrage. Ce chapitre présente une nouvelle stratégie de commande d'un onduleur utilisé comme le filtre actif de courant.

Dans [67] et [68], on a développé la commande de filtre actif parallèle. Le principe est présenté dans la Figure III.12.

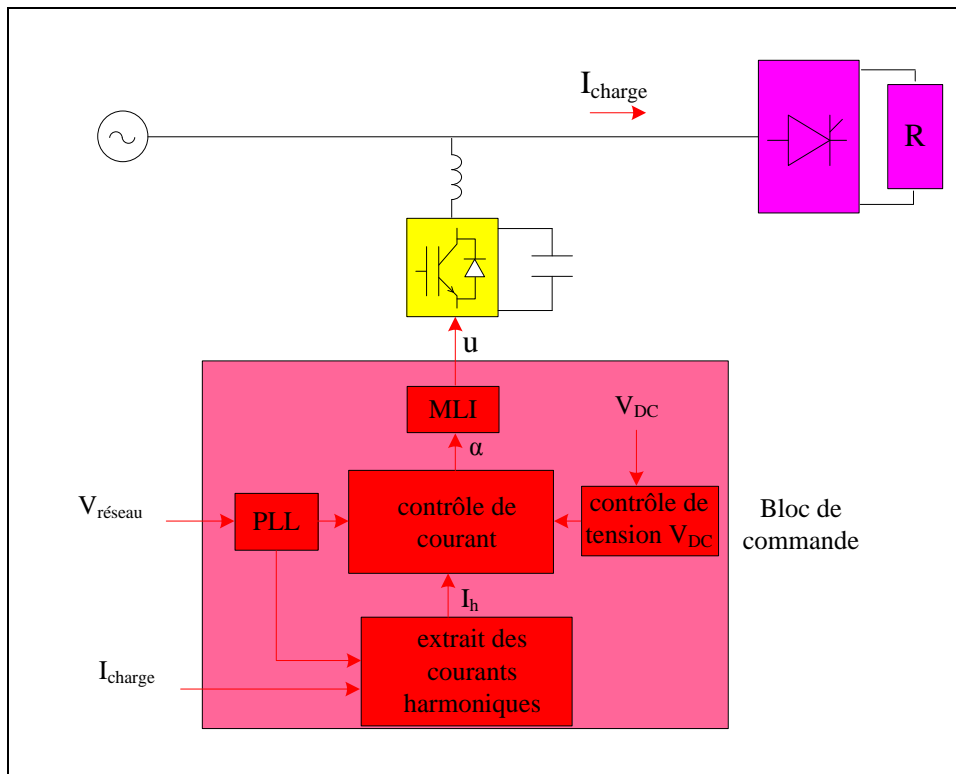


Figure III.12. Schéma de contrôle d'un filtre actif parallèle

La commande du filtre comporte les boucles suivantes :

- Boucle à verrouillage de phase (PLL) pour la synchronisation au réseau
- Boucle de contrôle de la tension du bus continu V_{DC}
- Boucle d'identification des perturbations du courant de charge
- Boucle de contrôle du courant de référence.

Un courant $i(t)$ peut s'exprimer comme la somme de composantes continue, fondamentale et harmoniques :

$$i(t) = I_0 + i_1(t) + i_h(t) = I_0 + I_1\sqrt{2}\sin(\omega t + \varphi_1) + \sum_{k=2}^{\infty} I_k\sqrt{2}\sin(k\omega t + \varphi_k) \quad (\text{III.4})$$

Où:

$$i_h(t) = \sum_{k=2}^{\infty} i_k = \sum_{k=2}^{\infty} I_k\sqrt{2}\sin(k\omega t + \varphi_k) \quad (\text{III.5})$$

$i_h(t)$ - courant harmonique total

I_0 – composante continue

$i_1(t)$ - composante fondamentale

$i_k(t)$ - composante harmonique de l'ordre k

I_1, I_k - valeur efficace des composante fondamentale et harmoniques

φ_1, φ_k – angles de phase des composantes fondamentale et harmoniques

$\omega = 2\pi f$ (f - fréquence de la composante fondamentale)

Le taux de distorsion harmonique du courant $i(t)$ est exprimé par:

$$\text{THD}_i = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} I_k^2}}{I_1} \cdot 100\% \quad (\text{III.6})$$

Un des critères importants de la qualité électrique, c'est le taux de distorsion harmonique de tension (THD) :

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_{\text{fond}}} \quad (\text{III.7})$$

Selon la norme EN 50160 [69], le taux de distorsion harmonique de la tension (jusqu'à l'ordre 40) ne doit pas dépasser 8%.

Cette partie étudie l'aspect de perturbation harmonique [11][70]. Le courant de recharge idéal est sinusoïdal, mais ce n'est pas le cas réel. Les mesures correspondant à différents VE du marché comme Nissan's Leaf et SRI's EDP Mitsubishi i-MiEV ont montré que le THD de courant peut atteindre 12% et 20% [71].

En recharge normale, la puissance de recharge est de 3 kW (16 A) et le temps de recharge d'environ 8 heures. En charge rapide, la puissance augmente jusqu'à 43 kW (63 A) pour réduire le temps à 20 ou 30 minutes, ce qui influence beaucoup la tension, surtout au point de connexion.

Le problème harmonique des VE est étudié dans [72]–[77] sous l'approche statistique et par le calcul de load-flow. Dans [77], on réduit le courant harmonique par coordination des VE localisés dans le réseau, mais cette solution semble difficile à réaliser.

La recharge rapide des VE est généralement utilisée quand la production PV est importante. Un système PV peut être implanté dans une station de charge rapide pour fournir l'électricité et aussi des services système comme le filtrage actif (Figure III.13). Dans ce qui suit, on suppose que l'onduleur comporte des interrupteurs hautes fréquences, ce qui permet de compenser les harmoniques d'ordres élevés.

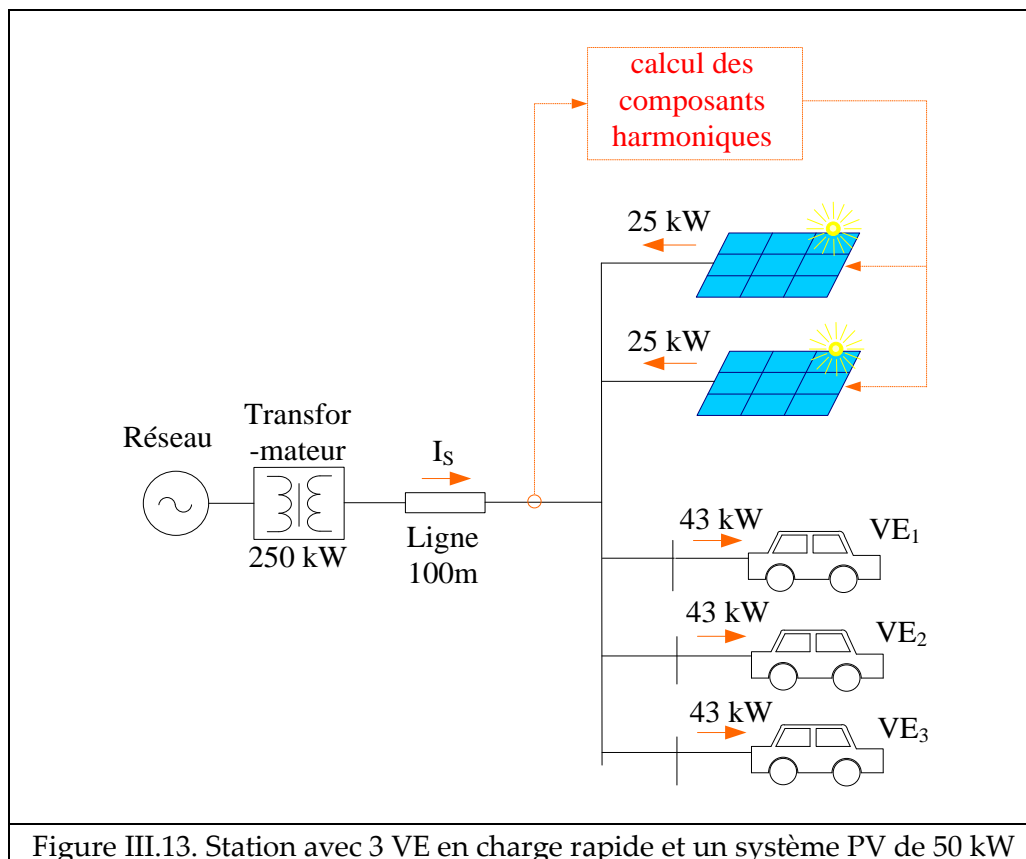


Figure III.13. Station avec 3 VE en charge rapide et un système PV de 50 kW

La Figure III.14 présente le principe de commande d'un onduleur PV pouvant fonctionner comme un filtre actif, basé sur la mesure du courant total de la station I_s . Le PV compense sélectivement les courants harmoniques de trois véhicules VE1 à VE3.

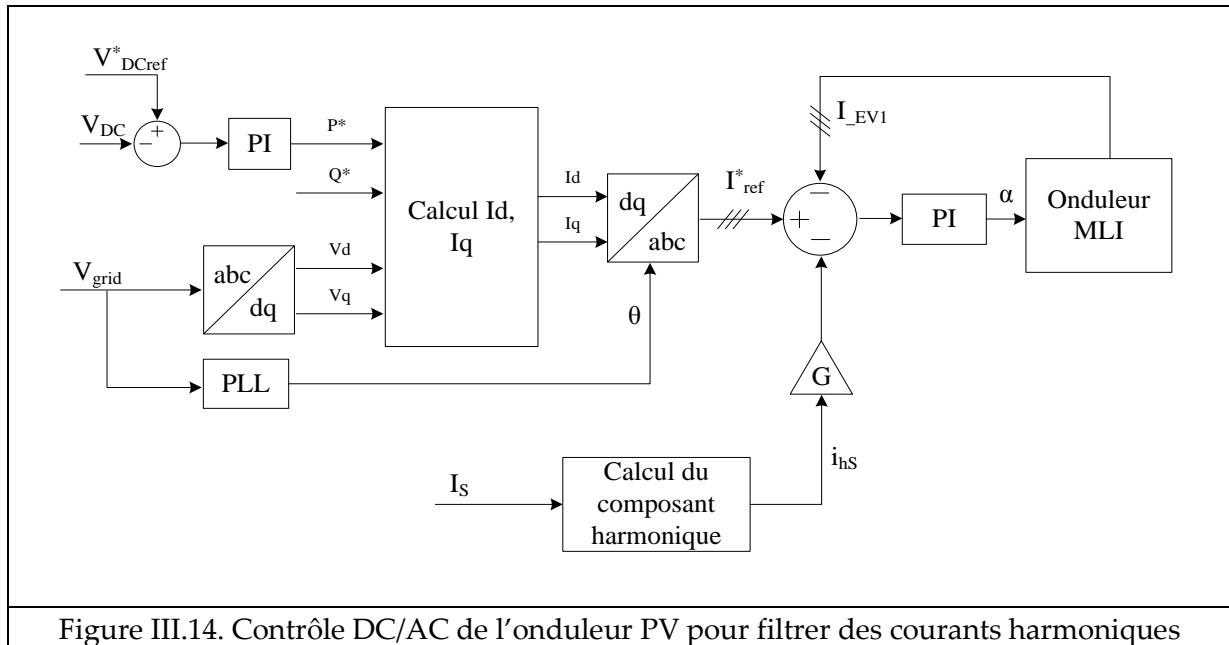


Figure III.14. Contrôle DC/AC de l'onduleur PV pour filtrer des courants harmoniques

Pour compenser les courants harmoniques, on extrait la composante harmonique i_h , puis on la multiplie par un facteur G et on l'ajoute dans la boucle de courant (Figure III.14).

Ceci consiste à utiliser l'onduleur PV pour compenser les composantes harmoniques, mais celui-ci n'est pas spécifiquement réalisé pour cette fonction (la fréquence de découpage n'est pas élevée comme dans les filtres actifs). Alors on ne peut compenser que des harmoniques de fréquence peu élevées, ce qui correspond à une compensation sélective.

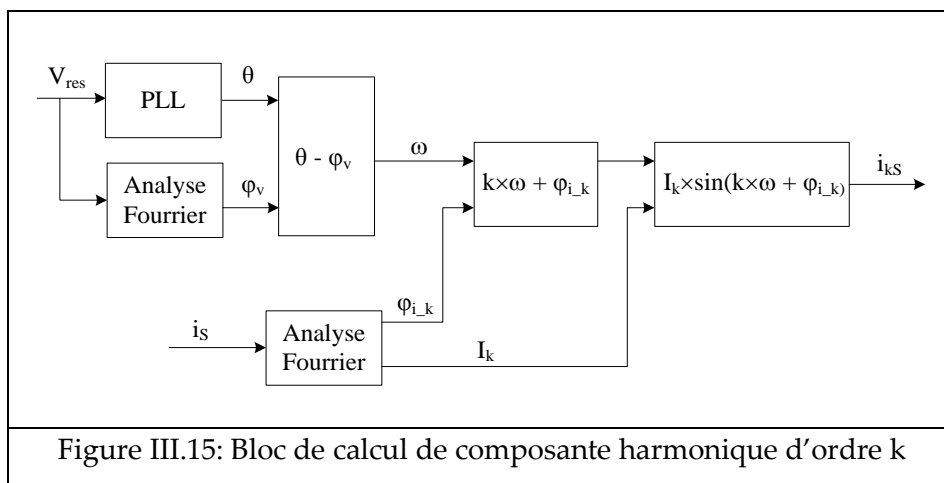


Figure III.15: Bloc de calcul de composante harmonique d'ordre k

Le bloc « **Calcul de composante** » harmoniques (Figure III.15) est développé dans la Figure III.15, et calcule les composantes harmoniques d'ordres k. La composante harmonique i_{hs} (Figure III.14) est la somme des composantes d'ordres k qu'on veut compenser.

$$i_{hs} = \sum_{k=2}^N i_k(t) = \sum_{k=2}^N I_k \sqrt{2} \sin(k\omega t + \varphi_k) \quad (III.8)$$

N : ordre harmonique maximum que peut compenser l'onduleur PV

A partir du schéma de contrôle (Figure III.14), on décrit la boucle de commande pour le courant harmonique d'ordre k (Figure III.16). L'équation (III.9) est la fonction en boucle fermée.

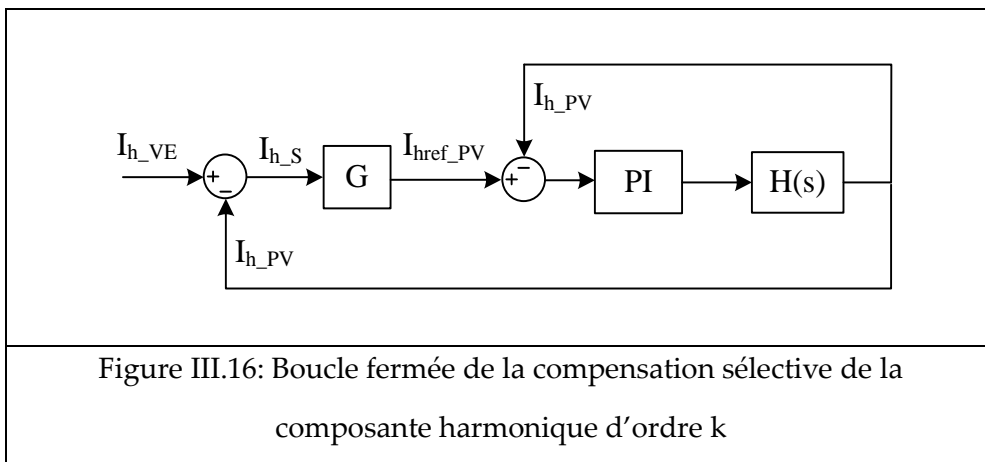


Figure III.16: Boucle fermée de la compensation sélective de la composante harmonique d'ordre k

$$FTBF_{I_h}(p) = \frac{I_{h_PV}(p)}{I_{h_VE}(p)} = \frac{G \cdot F(p)}{G \cdot F(p) + 1} \quad (III.9)$$

Où :F(p) est la transformation de Laplace de la fonction transfert en boucle fermé déjà calculée dans le chapitre II

$$F(p) = \frac{I_{h_PV}(p)}{I_{href_PV}(p)} = \frac{\frac{V_{ond}}{L_{ond}} (pK_{p3} + K_{i3})}{p^2 + \frac{K_{p3}V_{DC} + R_{ond}}{L_{ond}} p + \frac{K_{i3}V_{DC}}{L_{ond}}} \quad (III.10)$$

Où:

I_s, I_{hs} –courant de la station mesuré sur la ligne et sa composante harmonique

I_{PV}, I_{hPV} - courant PV et sa composante harmonique

I_{VE}, I_{hVE} - courant VE et sa composante harmonique

Si on suppose que $F(p) \approx 1$, on a

$\frac{I_{h_PV(p)}}{I_{h_VE(p)}} = \frac{G}{G + 1}$	(III.11)
$\frac{I_{h_S(p)}}{I_{h_VE(p)}} = \frac{1}{G + 1}$	(III.12)

A partir de (III.11) et (III.12), on remarque que lorsqu'il n'y a pas de filtre, $G=0$ alors $I_{hS}=I_{hEV}$

Par contre, le courant harmonique dans la ligne est réduit $(G+1)$ fois par rapport au cas sans filtre.

On rappelle que le gradient maximum du courant PV dépend de l'inductance du filtre, et de la tension V_{DC} [78]:

$\left[\frac{dI_{PV}}{dt} \right]_{\max} = \frac{1}{L_{\text{filtre}}} \left(\frac{V_{DC}}{2} - V_{\text{réseau}} \right)$	(III.13)
--	----------

Où :

L_{filtre} -inductance of filtre

V_{DC} -valeur moyenne de la tension du bus DC

$V_{\text{réseau}}$ -amplitude de la tension du réseau

Puisqu'on utilise l'onduleur PV comme un filtre, on ne peut pas choisir la valeur de L_{filtre} , alors il faut limiter le gradient du courant.

L'équation (III.14) suivante montre qu'on peut limiter la valeur de dI_{PV}/dt dans l'équation (III.13) en limitant dI_{hPV}/dt par un coefficient G convenable.

$\left[\frac{dI_{PV}}{dt} \right] = \left[\frac{dI_{fPV}}{dt} \right] + \left[\frac{dI_{hPV}}{dt} \right]$	(III.14)
---	----------

Ce coefficient (G) intervient dans (III.12) et pour la simulation, on utilise $G=2$, valeur qui représente un compromis acceptable.

III.3.2. Simulation

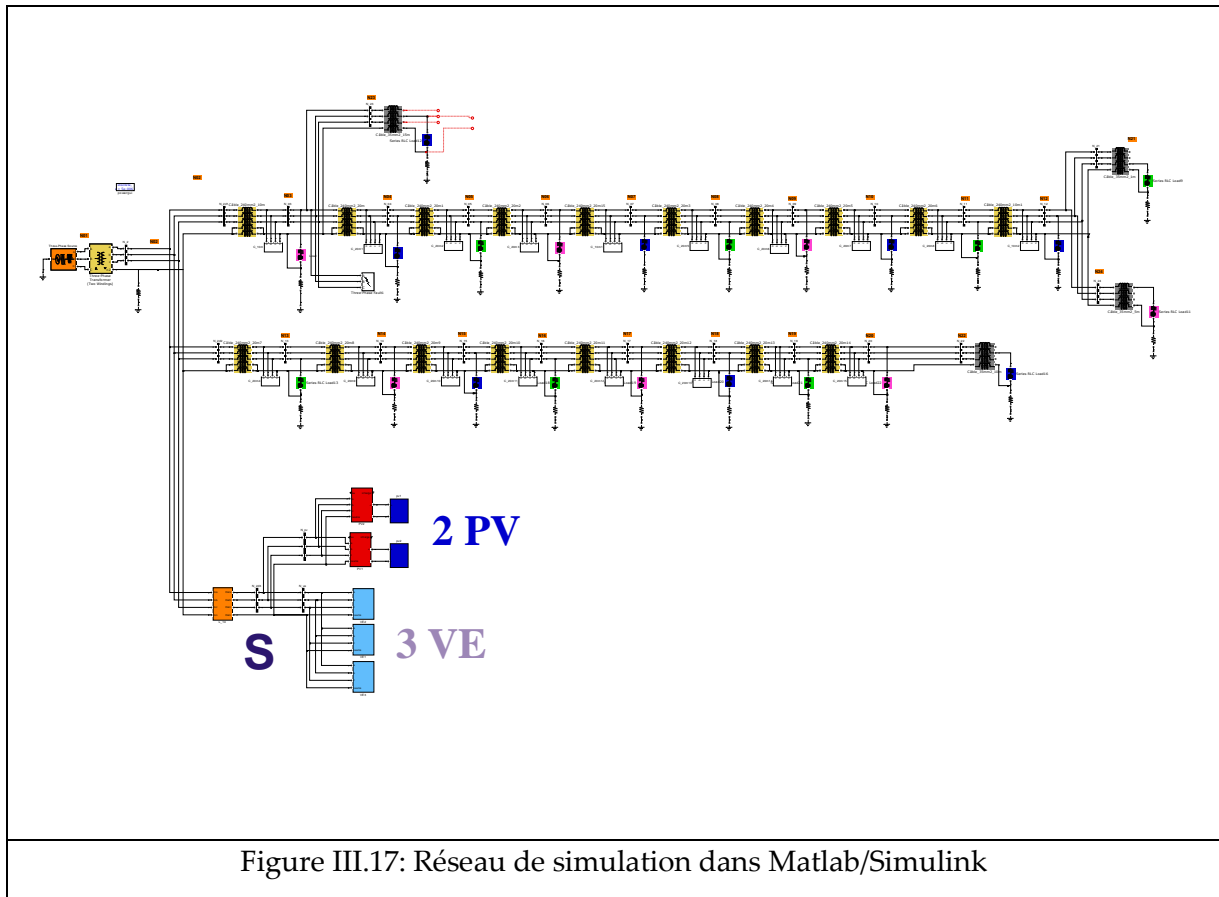


Figure III.17: Réseau de simulation dans Matlab/Simulink

Le parking de charge (Figure III.13) est simulé dans un réseau BT urbain (voir l'Annexe A) (Figure III.17). Les VE sont chargés par un réseau 4 fils 400V triphasé via un transformateur 250kVA 20/0.4kV. La fréquence de découpage du PV est 20 kHz et celui du VE est 1kHz.

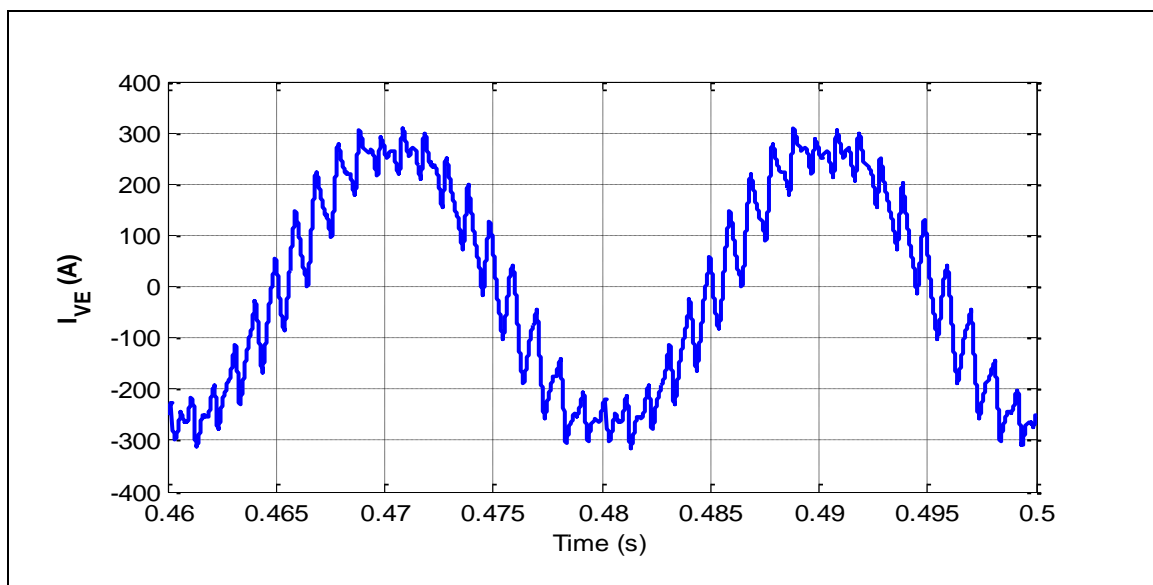


Figure III.18: Forme d'onde du courant des VE

La Figure III.18 montre la forme d'onde du courant total de trois VE. Le spectre de ce courant (Figure III.19) montre que les harmoniques d'ordre 18, 20, 22, 39, 41 ont les amplitudes les plus élevées. On va utiliser les onduleurs PVs pour réduire les courants harmoniques d'ordre inférieur à 25 (1250Hz).

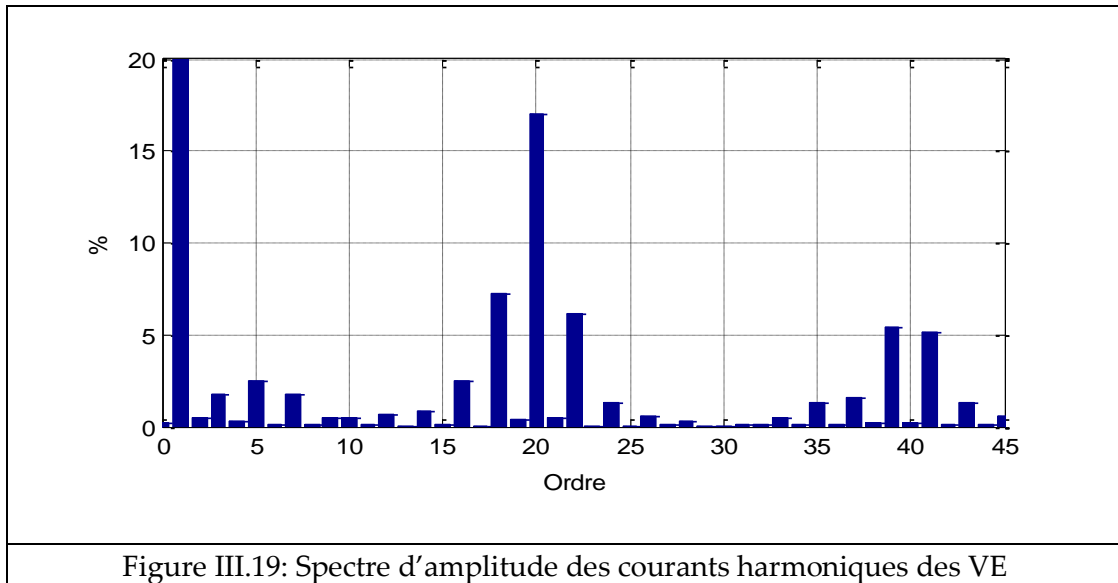


Figure III.19: Spectre d'amplitude des courants harmoniques des VE

Avec $G=2$, on remplace les valeurs numériques dans la fonction transfert (III.10):

$$F(p) = \frac{I_{h_PV(p)}}{I_{href_PV(p)}} = \frac{60p + 600000}{0.0015p^2 + 60p + 60000} \quad (III.15)$$

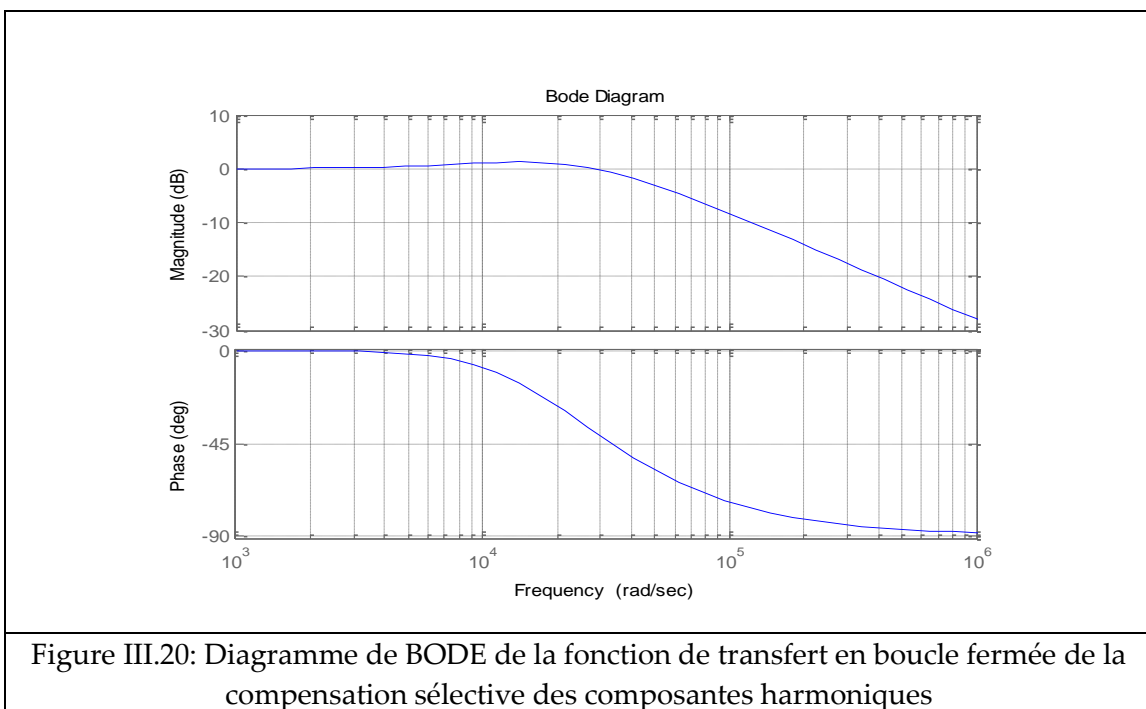


Figure III.20: Diagramme de BODE de la fonction de transfert en boucle fermée de la compensation sélective des composantes harmoniques

Ordre	5	10	15	18	20	22	25
F(Hz)	250	500	750	900	1000	1100	1250
Gain du F(p) (pu)	1.0061	1.0029	1.0473	1.0638	1.0749	1.0859	1.1017
Phase du F(p) (degré)	-0.0545	-0.4135	-1.2848	-2.0883	-2.7393	-3.4775	-4.7338

Tableau III.1 : Gain et phase du système en boucle fermée pour des harmoniques d'ordre différents

Pour évaluer les performances du contrôle proposé, deux cas différents sont simulés : sans et avec filtrage actif.

La Figure III.21 montre le courant total au nœud S (de la Figure III.17) et la Figure III.22 le spectre d'amplitude correspondant. On voit que avec le contrôle de filtrage actif, les composantes harmoniques sont réduites dans un rapport de 3, conformément à l'équation (III.12) (avec $G=2$) ; ceci sélectivement pour les harmoniques d'ordres inférieurs à 25.

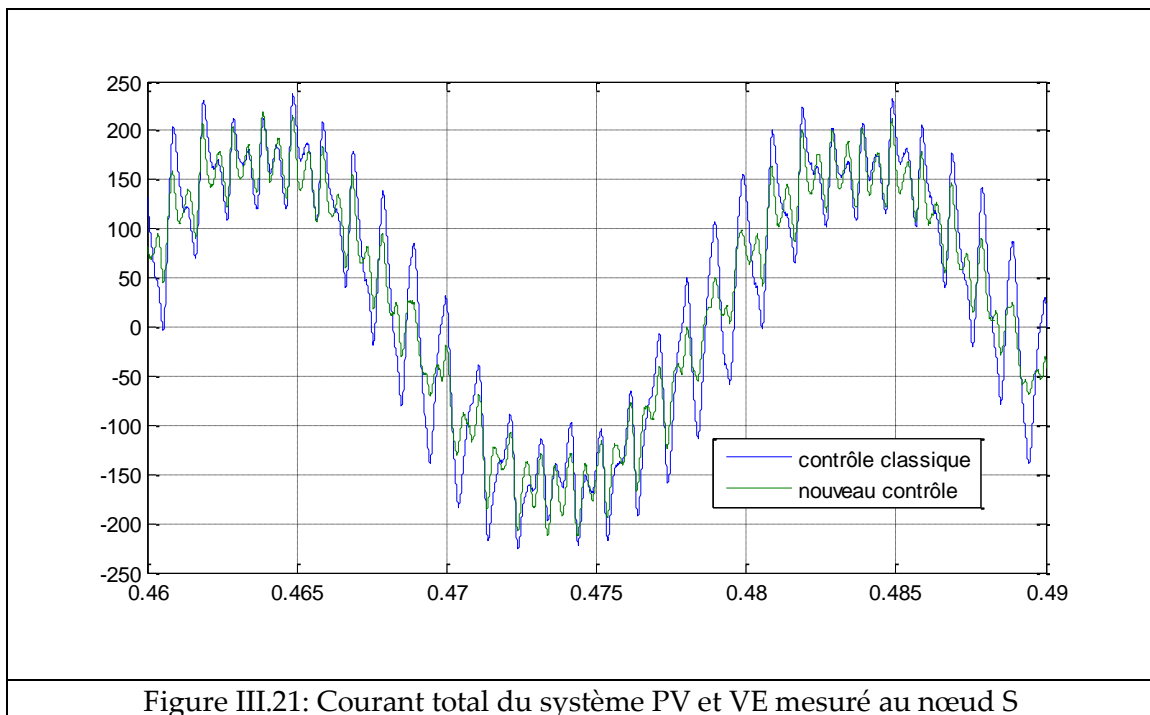


Figure III.21: Courant total du système PV et VE mesuré au nœud S

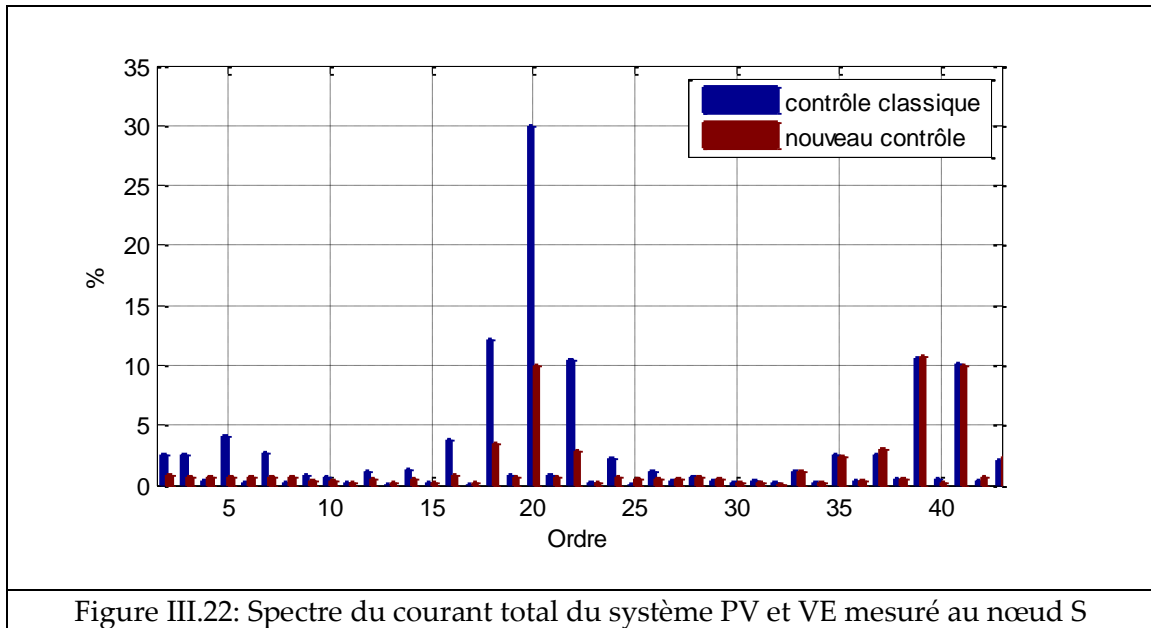


Figure III.22: Spectre du courant total du système PV et VE mesuré au nœud S

Les Figure III.23 et Figure III.24 montrent la forme d'onde et le spectre du courant PV. On constate que le courant PV est plus distordu parce que l'onduleur PV joue le rôle d'un filtrage actif et absorbe des composantes harmoniques.

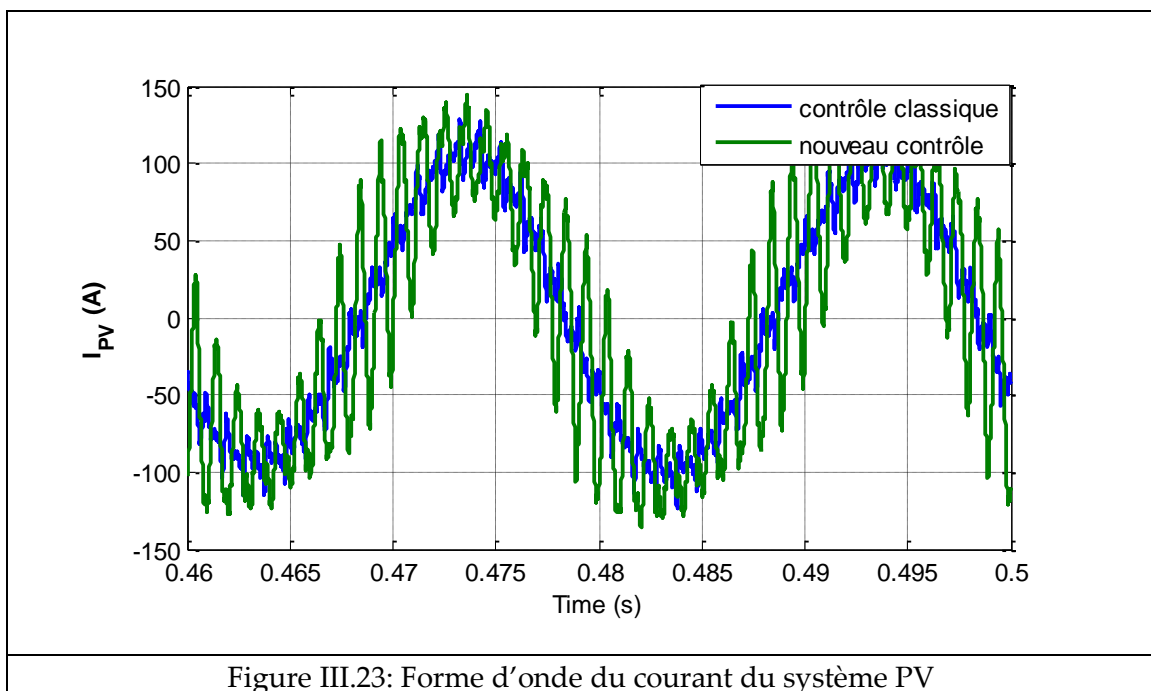


Figure III.23: Forme d'onde du courant du système PV

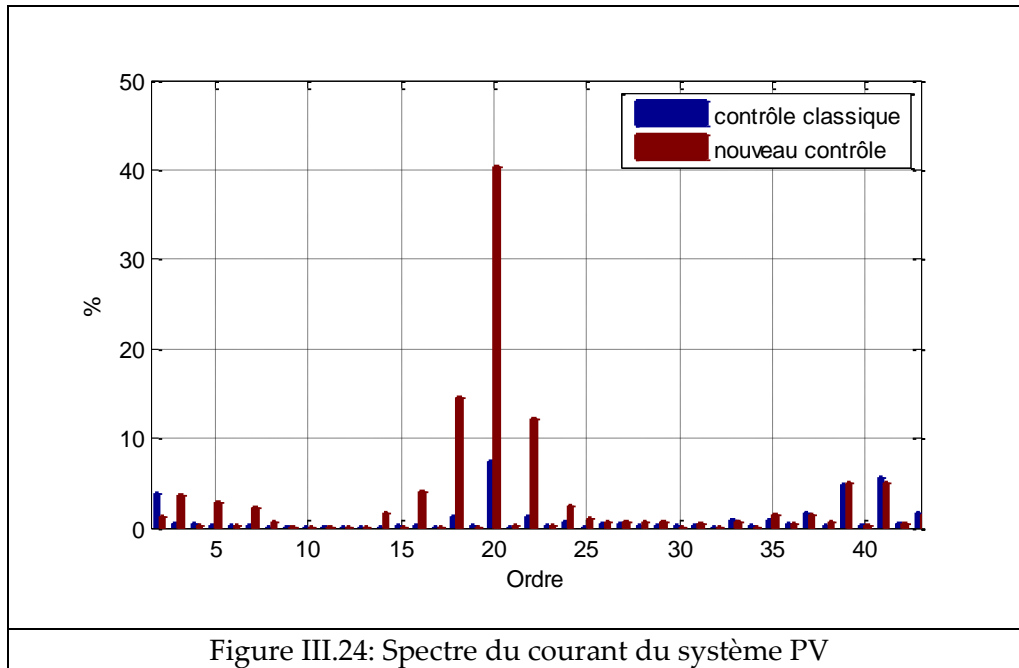


Figure III.24: Spectre du courant du système PV

Les Figure III.25 et Figure III.26 montrent la tension et son spectre au bus S. On constate que la fonction filtrage est très efficace comme pour le courant total. Ces harmoniques de tension sont réduits environ dans un facteur 3 pour les ordres inférieurs à 25.

La Figure III.27 montre les taux de distorsion harmonique de tension et de courant avec et sans filtrage. Le THD du courant total diminue de 38.5% à 19.3%, c'est pourquoi le THD de tension diminue de 10.6% à 7.93%, inférieur à la limite de 8%.

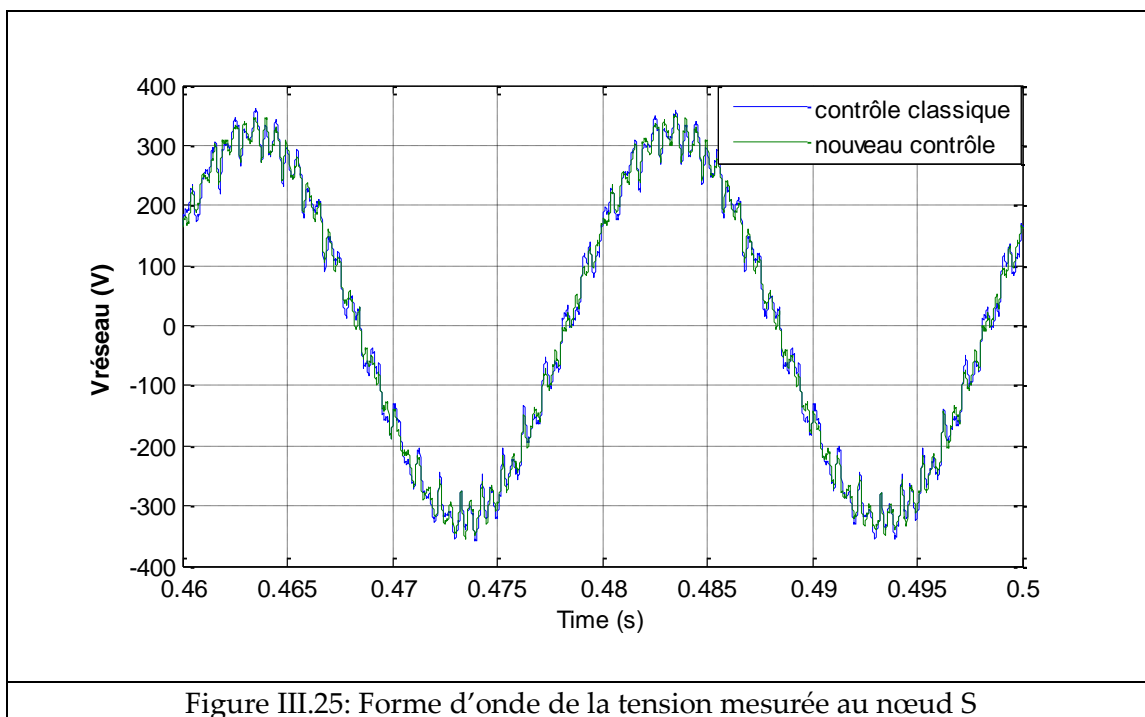


Figure III.25: Forme d'onde de la tension mesurée au nœud S

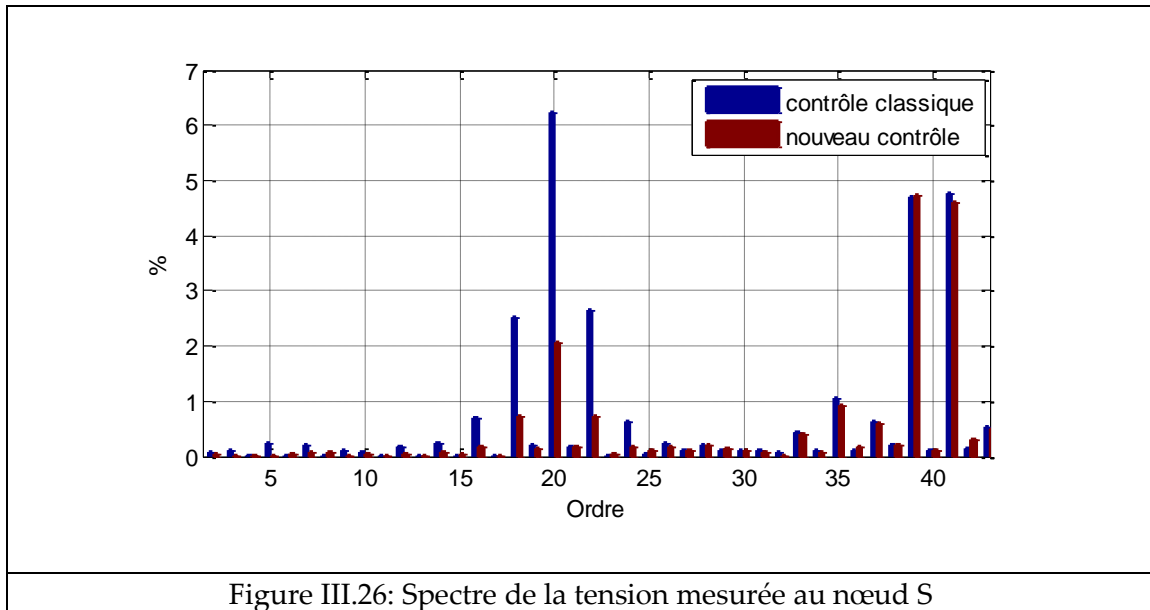


Figure III.26: Spectre de la tension mesurée au nœud S

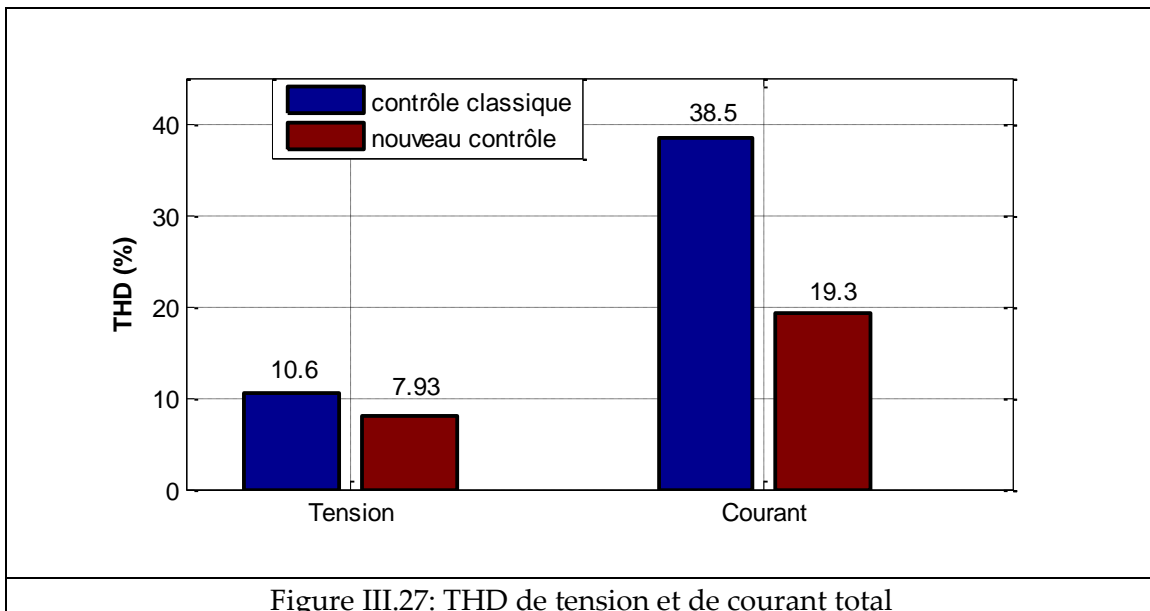


Figure III.27: THD de tension et de courant total

La puissance injectée par le système PV au réseau est $P=50$ kW et $Q=2$ kVar. La forme du courant PV devient très perturbée, le THD augmente jusqu'à 145%. Le système PV a bien réalisé les deux rôles de générateur et de filtre actif pour un surdimensionnement marginal que l'on peut évaluer par $\sqrt{1 + THD^2} = \sqrt{1 + 0.45^2} = 1.097$. Dans ce cas, un surdimensionnement de l'ordre de 10% est acceptable.

III.3.3. Conclusion

On montre que l'onduleur peut réaliser la fonction du filtrage actif sans rajout d'éléments physiques mais seulement en utilisant un bloc de traitement (extraction des

harmoniques à compenser) et en introduisant les courants perturbés dans la boucle de courant de l'onduleur PV, cette boucle de courant étant déjà implantée. Ceci n'influe pas énormément sur le dimensionnement de l'onduleur PV.

III.4. Participation à la régulation de tension

III.4.1. Principe

Les prescriptions concernant les niveaux de tension admissibles indiquent la valeur de la tension au point de livraison à la clientèle, et définissent un écart maximal par rapport à la tension nominale ($V = 1$ pu). Pour le réseau BT (tension nominale $V_n=230V$ phase-neutre), ces valeurs sont définies en France par la norme NF EN 50160 :

Tension	
Limite admissible inférieure (V_{min} admissible)	Limite admissible supérieure (V_{max} admissible)
0.90 pu (-10%) (207V)	1.1 pu (+10%) (253V)

La limite de tension admissible est donc déjà fixée par la norme.

L'insertion massive des productions décentralisées dans un réseau de distribution peut provoquer des surtensions. Pour réguler la tension particulièrement dans ce type de réseau, on utilise des moyens de compensation locale de puissance réactive : condensateurs, inductances, transformateurs avec prise réglage en charge et systèmes FACT (comme STATCOM, SVC, TCSC...).

Dans ce chapitre, on utilise les onduleurs eux-mêmes pour compenser localement la puissance réactive et pour réguler la tension.

Le principe d'un contrôleur auto-adaptatif pour les sources de production décentralisée est présenté dans le brevet [79] et la thèse [80]. Dans cette partie, on va utiliser ce contrôleur spécifiquement pour le système de l'onduleur PV.

Chaque onduleur a une puissance nominale qui correspond à la puissance active maximale peut fournir l'onduleur P_{max} (kW). La relation entre la puissance réactive Q , et la puissance apparence S et la puissance active s'exprime comme suit :

$$P^2 + Q^2 = S^2 \quad (III.16)$$

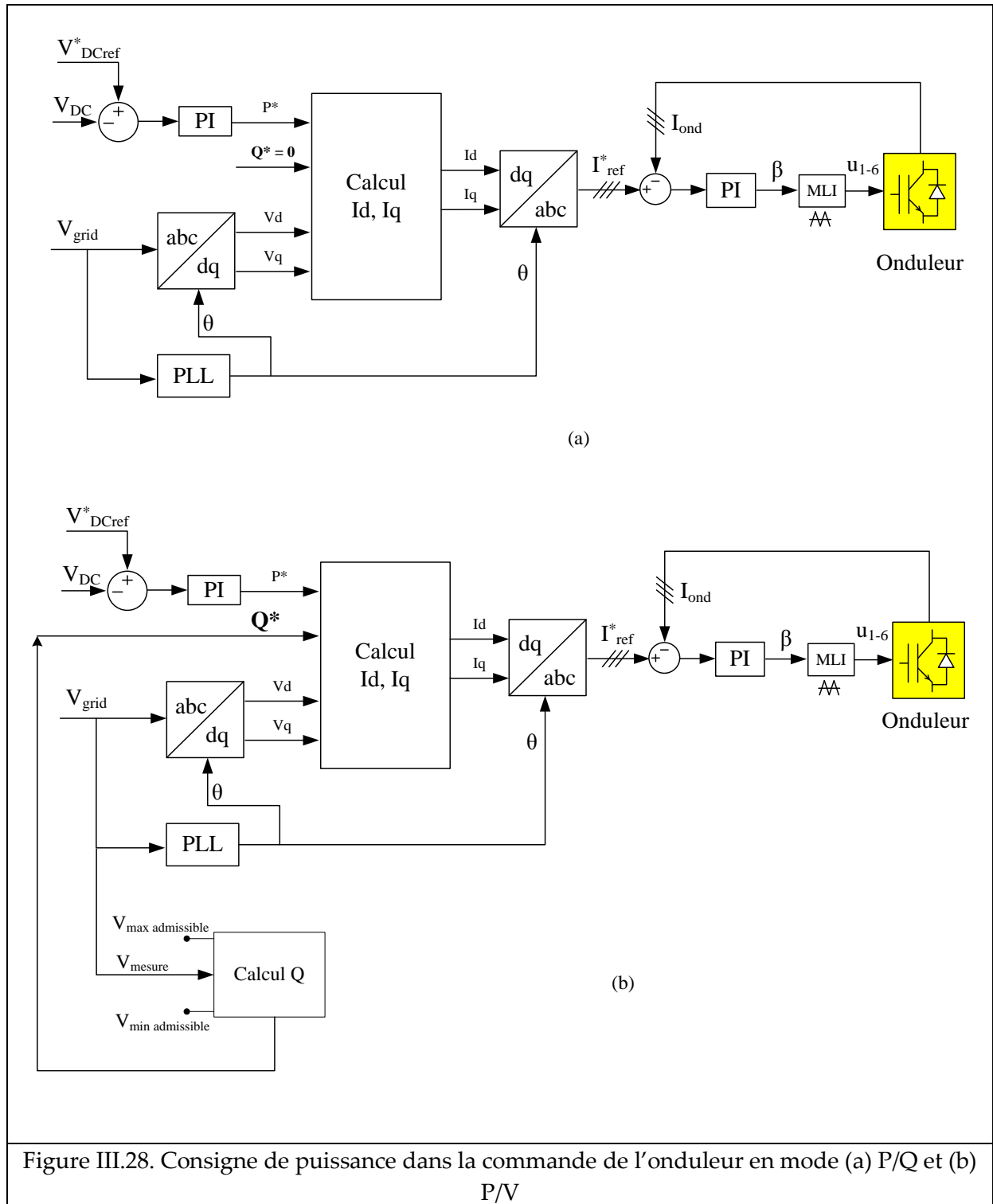
La limite de puissance réactive que peut fournir l'onduleur est :

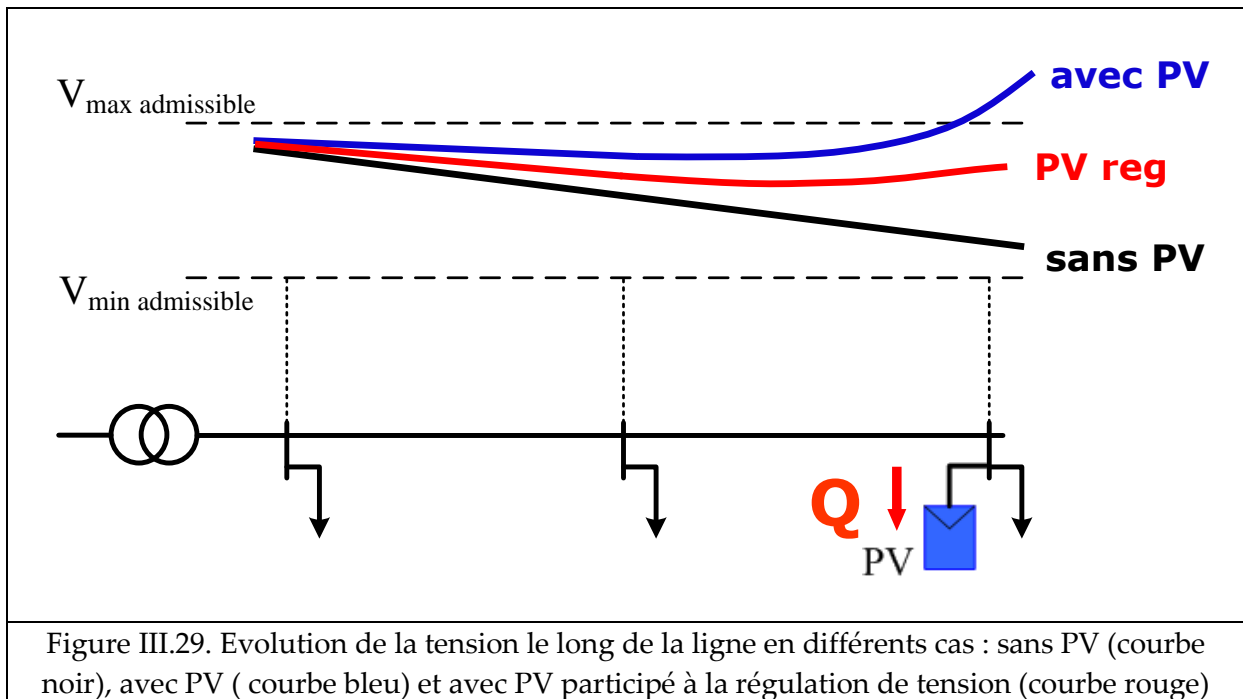
$$Q_{max,min} = \pm \sqrt{S_n^2 - P^2} \quad (III.17)$$

Où $S_n=P_{max}$: puissance apparence nominale de l'onduleur (kVA)

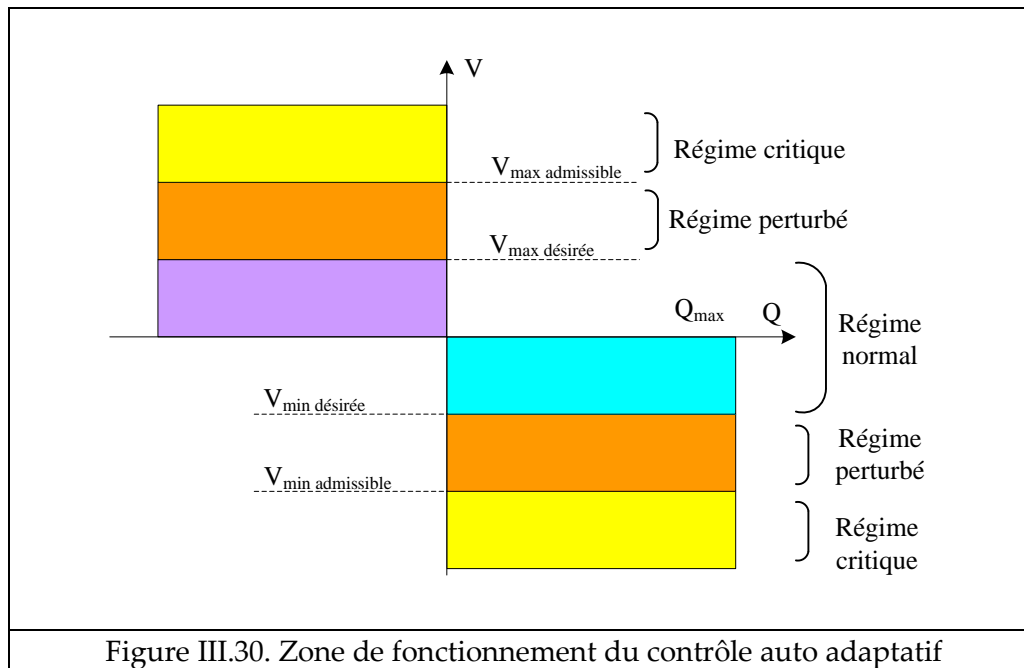
En réalité, au cours de la journée, la puissance active du panneau solaire n'atteint pas la valeur maximale $P < P_{\max}$ et l'onduleur ne fonctionne pas à 100% de sa capacité. On déduit $|Q_{\max, \min}| > 0$, alors, on peut utiliser l'onduleur PV pour fournir ou absorber la puissance réactive dans le but de réguler la tension du réseau.

Normalement, la commande en mode P/Q de l'onduleur PV assure la puissance de sortie suivant les consignes P_{consigne} et Q_{consigne} fixées (généralement, $Q_{\text{consigne}} = 0$) comme expliqué dans la Figure III.28 a. Pour réguler la tension en passant au mode P/V, la consigne de puissance réactive Q_{consigne} est calculée à partir de la tension du réseau mesurée comme illustré dans la Figure III.28 b. C'est le bloc « Calcul Q » qui permet de déterminer la puissance réactive que peut compenser l'onduleur. On va expliquer le principe de ce bloc.





Dans un réseau de distribution sans compensation de puissance réactive, la tension baisse le long de la ligne comme dans la Figure III.29. Quand la compensation classique est effectuée au nœud où la tension dépasse la limite admissible, seulement PV3 fournit Q pour augmenter la tension (PV1 et PV2 ne sont pas concernés). Maintenant, on propose une commande auto-adaptative pour que chaque PV apporte sa contribution à la régulation de la tension. Pour réaliser cette idée, le bloc « Calcul Q » crée une limite «désirée » [$V_{\min \text{ désiré}}$ $V_{\max \text{ désiré}}$] plus étroite que celle admissible [$V_{\min \text{ admissible}}$ $V_{\max \text{ admissible}}$], comme illustré dans la Figure III.30.



Trois modes de fonctionnement du régulateur sont définis lesquels correspondent à trois régimes de fonctionnement possibles [81] :

- Le régime normal : dans ce mode de fonctionnement, la tension est située dans une fenêtre de tensions "désirées", les systèmes PV n'effectue aucune action sur la puissance réactive ($Q=0$).
- Le régime perturbé : dans ce mode de fonctionnement, la tension sort des limites désirées ($V > V_{\text{max}} \text{ désirée}$ ou $V < V_{\text{min}} \text{ désirée}$). Le but du régulateur adaptatif est de maintenir, dans les limites du système, la tension entre ces bornes. Ainsi en régime perturbé, les PV passent en mode de régulation de tension, le bloc "Calcul Q" détermine la consigne de Q pour absorber ou fournir la puissance réactive pour respectivement diminuer ou augmenter la tension. Dans ce cas, les valeurs limites de puissance réactive changent du fait que la puissance active change selon équation (III.17)
- Le régime critique : dans ce mode de fonctionnement, la tension sort des limites admissible ($V > V_{\text{max}} \text{ admissible}$ ou $V < V_{\text{min}} \text{ admissible}$) et, comme expliqué précédemment, le PV ne peut plus agir sur la compensation de puissance réactive parce que Q atteint la valeur limite ($Q=Q_{\text{min}}$ ou $Q=Q_{\text{max}}$). Une action sur la puissance active devient nécessaire. Les PV passent en mode de régulation de puissance active. Le PV diminue sa production de puissance active afin de ramener la tension à la valeur $V_{\text{max}} \text{ admissible}$.

La tension désirée dépend la tension au point de connexion du PV, et du niveau de puissance réactive utilisé par rapport la limite Q_{limite} (calcul par équation (III.17)).

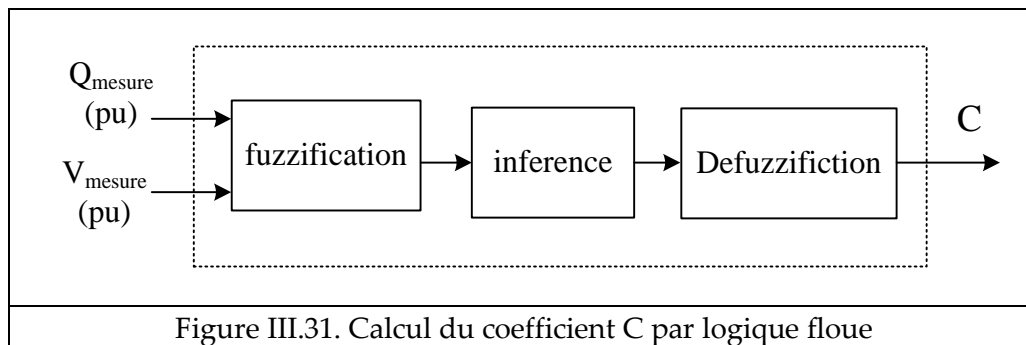
On note :

$\Delta V_{max} = V_{max \text{ admissible}} - V_{nominale}$ $\Delta V_{min} = V_{nominale} - V_{max \text{ admissible}}$	(III.18)
---	----------

$V_{nominale} = 230V$ pour un réseau BT.

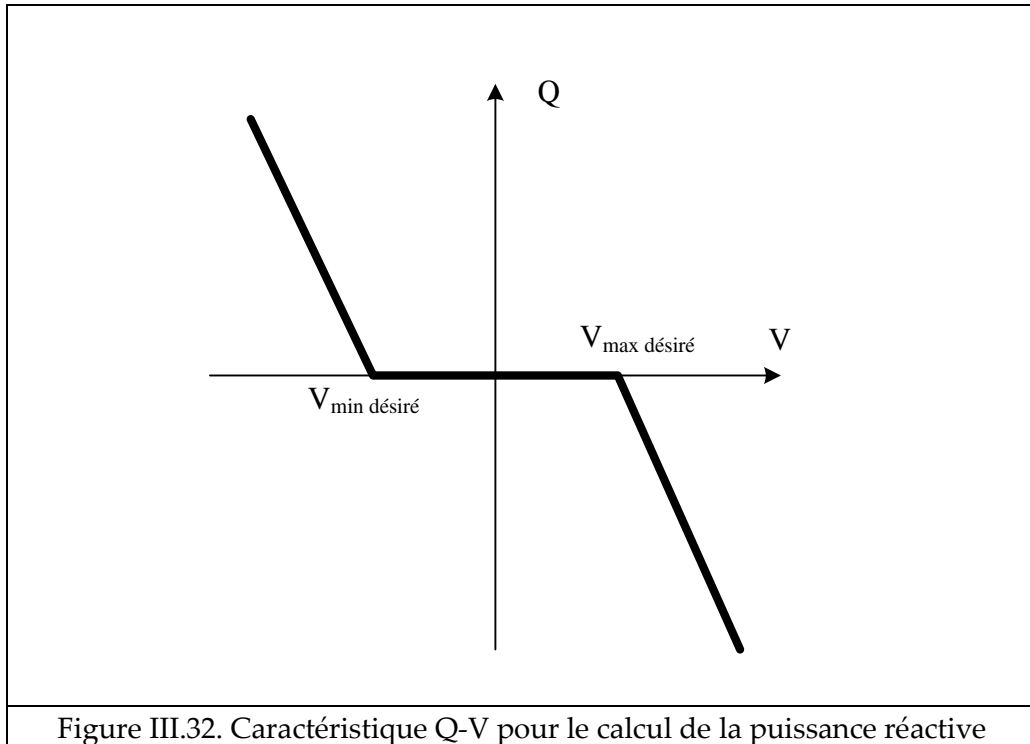
Le calcul de la limite désirée est basé sur la logique floue comme indiqué sur la Figure III.31, où $V_{mesure}(pu) = V_{mesure} / V_{nominale}$ et $Q_{mesure}(pu) = Q_{mesure} / Q_{limite}$;

$V_{max \text{ désiré}} = V_{nominale} + C * \Delta V_{max}$ $V_{min \text{ désiré}} = V_{nominale} - C * \Delta V_{min}$	(III.19)
---	----------



Après l'identification de la tension désirée dans l'équation (III.19), on peut calculer la puissance réactive nécessaire pour la régulation de tension en utilisant la courbe de caractéristique comme dans la Figure III.32.

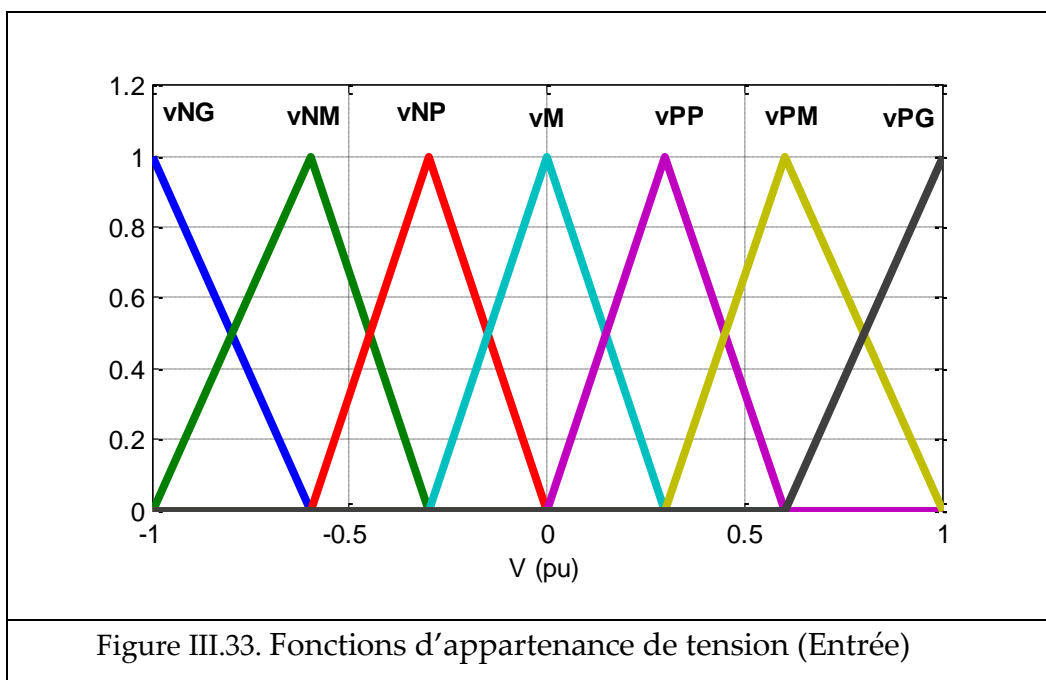
Dans l'équation (III.19), le coefficient C est identifié par la logique floue comme dans la Figure III.31.



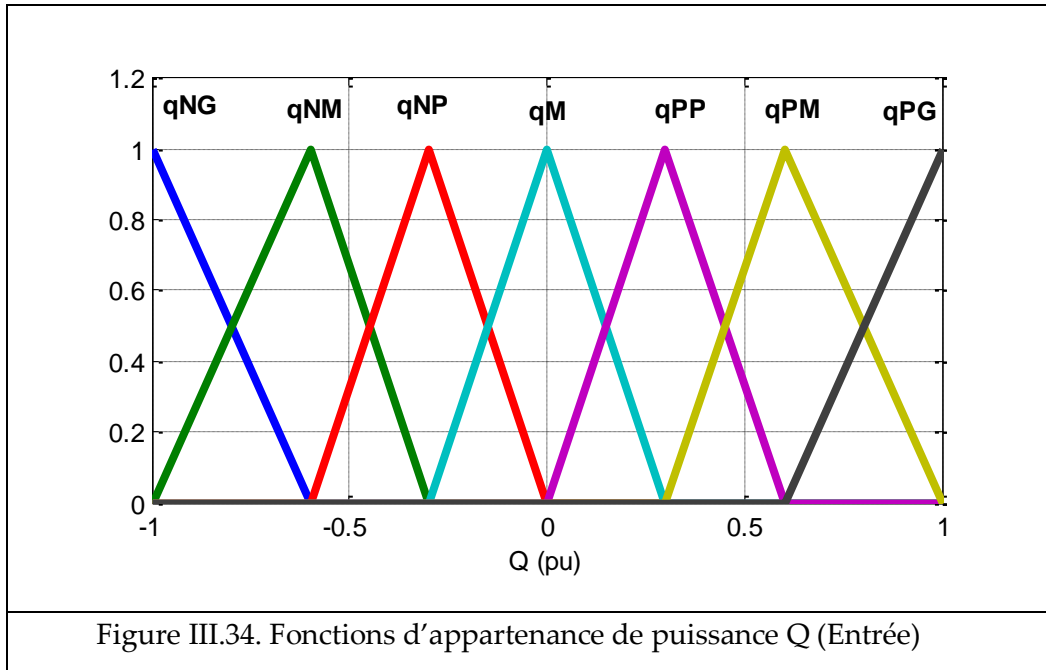
On va présenter chaque étape pour le calcul par la logique floue :

- Fuzzification (Figure III.33, III.34, III.35)

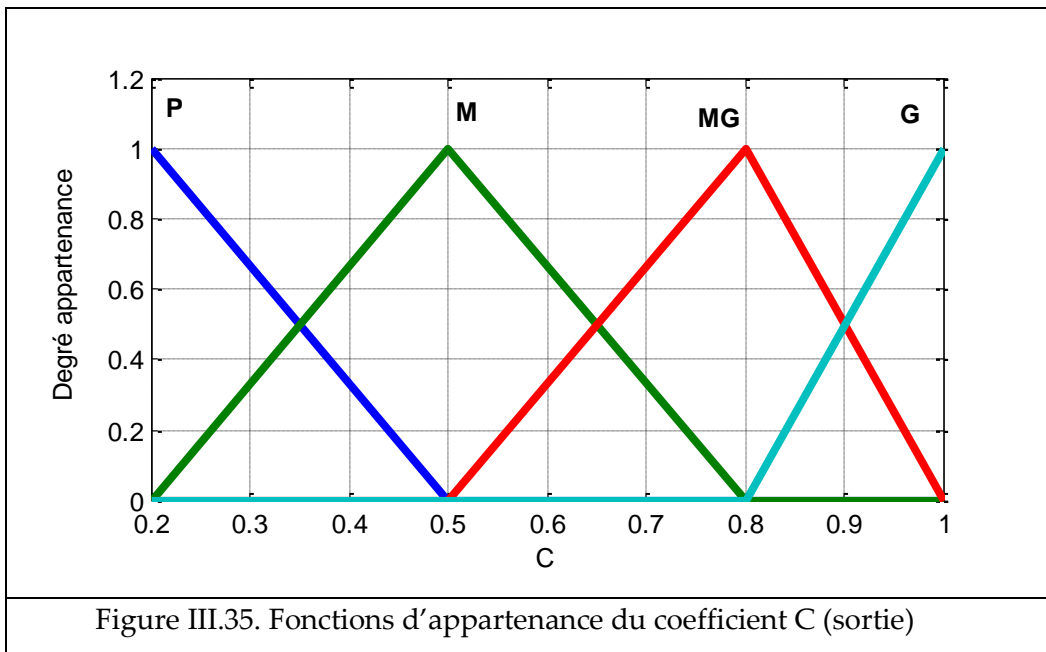
V(pu)	(-1) - (-0.6)	(-1) - (-0.3)	(-0.6) - 0	(-0.3) - 0.3	0 - 0.6	0.3 - 1	0.6 - 1
Définition	vNG	vNM	vNP	vM	vPP	vPM	vPG



Q(pu)	$(-1) - (-0.6)$	$(-1) - (-0.3)$	$(-0.6) - 0$	$(-0.3) - 0.3$	$0 - 0.6$	$0.3 - 1$	$0.6 - 1$
Définition	qNG	qNM	qNP	qM	qPP	qPM	qPG



Q(pu)	0.2-0.5	0.2-0.8	0.5-1	0.8-1
Définition	P	M	MG	G



- Table d'inférence :

Table d'inférence		V						
		vNG	vNM	vNP	vM	vPP	vPM	vPG
Q	qNG	P	P	P	M	M	MG	G
	qNM	P	P	P	M	M	M	MG
	qNP	P	P	P	P	P	M	M
	qM	M	M	P	P	P	M	M
	qPP	M	M	P	P	P	P	P
	qPM	MG	M	M	M	P	P	P
	qPG	G	MG	M	M	P	P	P

Exemple :

Si V est très base **ET** Q est très base **ALORS** C est petit

⇔ Si V est vNG **ET** Q est qNG **ALORS** C est P

- Défuzzification: on utilise la méthode centre de gravité [80]

Finalement, la Figure III.36 donne une vue directe sur la relation entre V, Q et C.

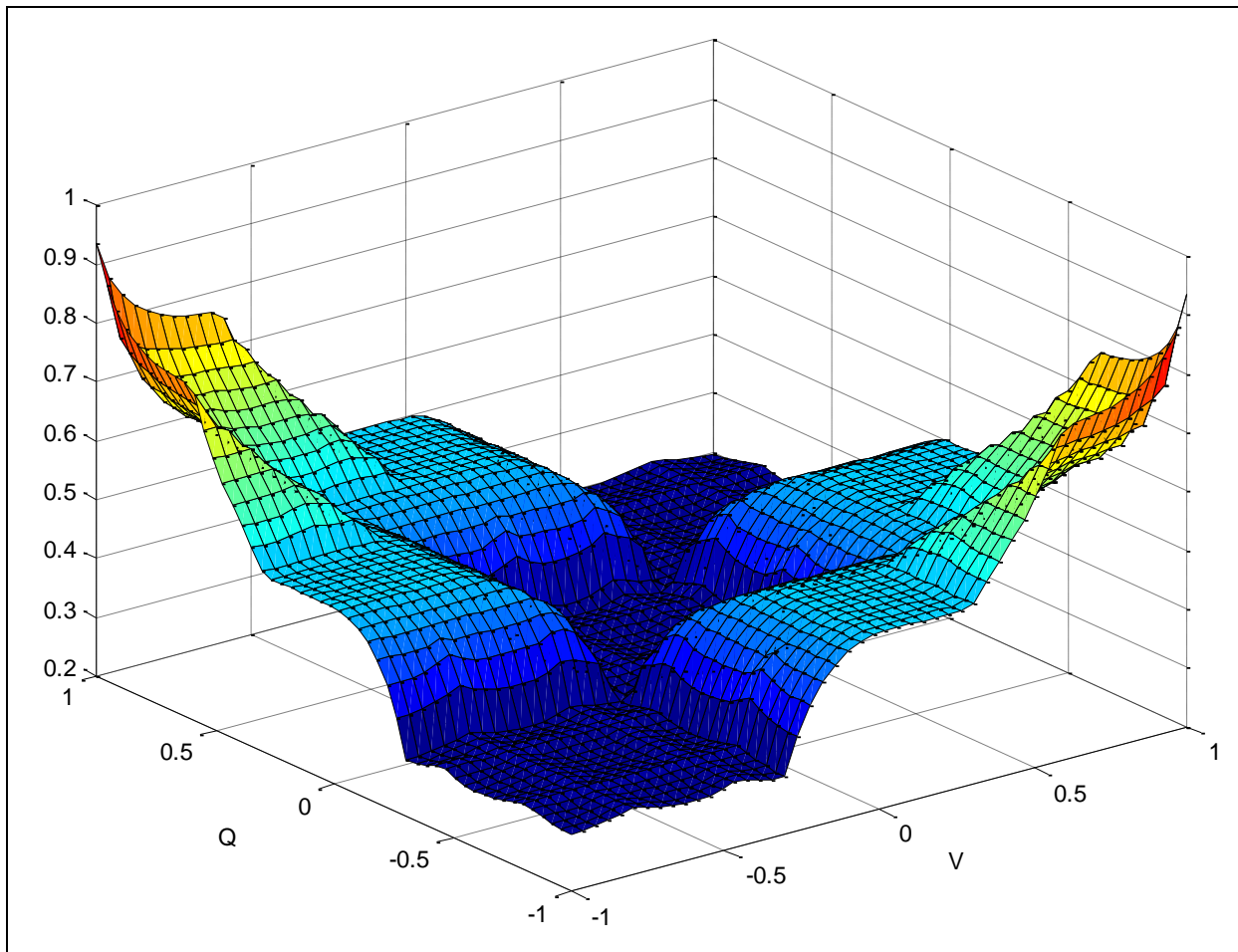


Figure III.36. Représentation tridimensionnelle de l'évolution du coefficient C en fonction de V et Q

III.4.2. Simulation

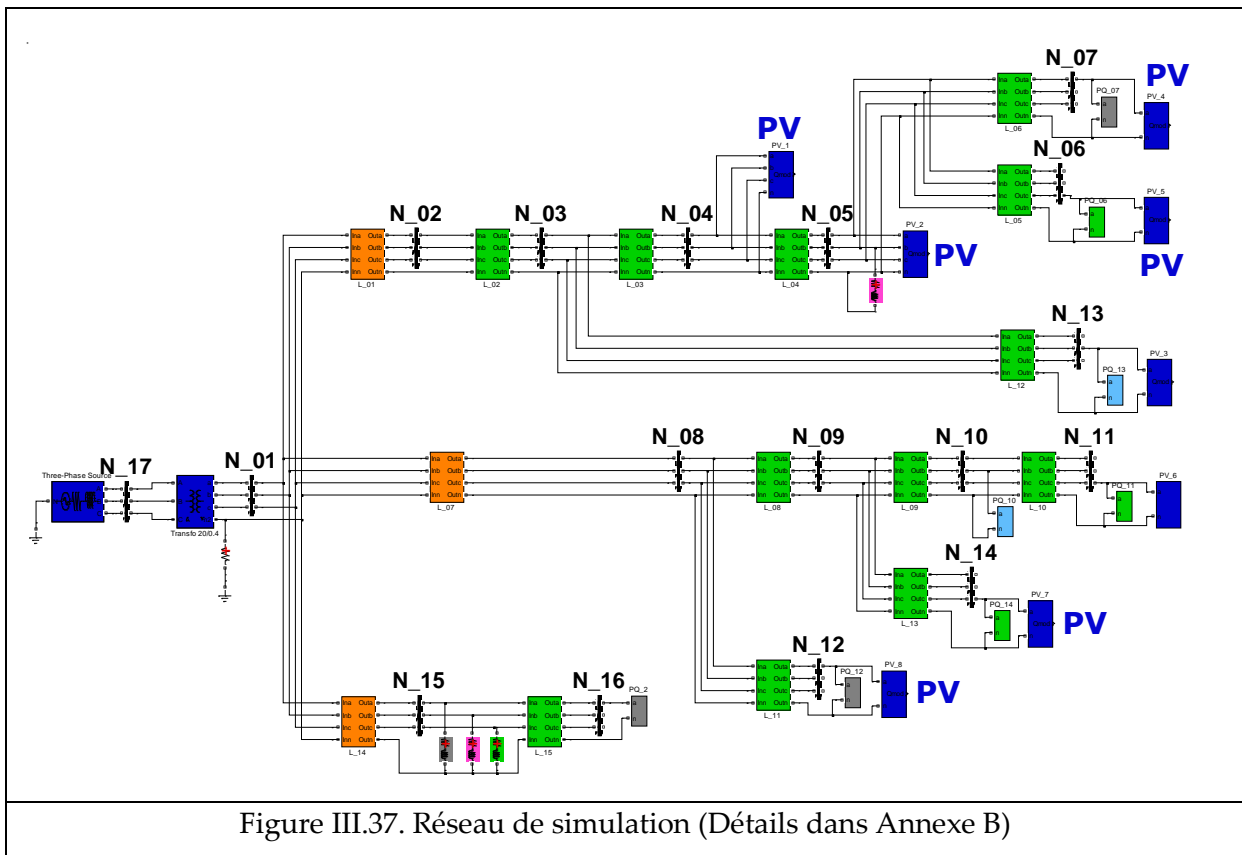
Dans les simulations suivantes, on va estimer les performances du régulateur auto-adaptatif ci-dessus. On suppose qu'il y a deux types de production dans le réseau BT rural (Figure III.37) :

- type 20kW triphasé : 2 PV aux nœuds N04 et N05
- type 3kW résidentiel et monophasé : 7 PV répartis dans le réseau, la puissance dépend à l'ensoleillement comme indiqué sur la Figure III.38.

Les paramètres détaillés du réseau sont donnés dans l'Annexe B.

Les charges varient en fonction du temps comme dans la Figure III.39.

On suppose que la puissance apparente de chaque onduleur est 1,2 fois plus grande que la puissance active nominale : $S_{max}=1.2P_{max}$. Alors, même quand la puissance active de l'onduleur atteint la valeur maximale, l'onduleur peut également fournir (ou absorber) une quantité de puissance réactive pour réguler la tension (selon équation (III.17)).



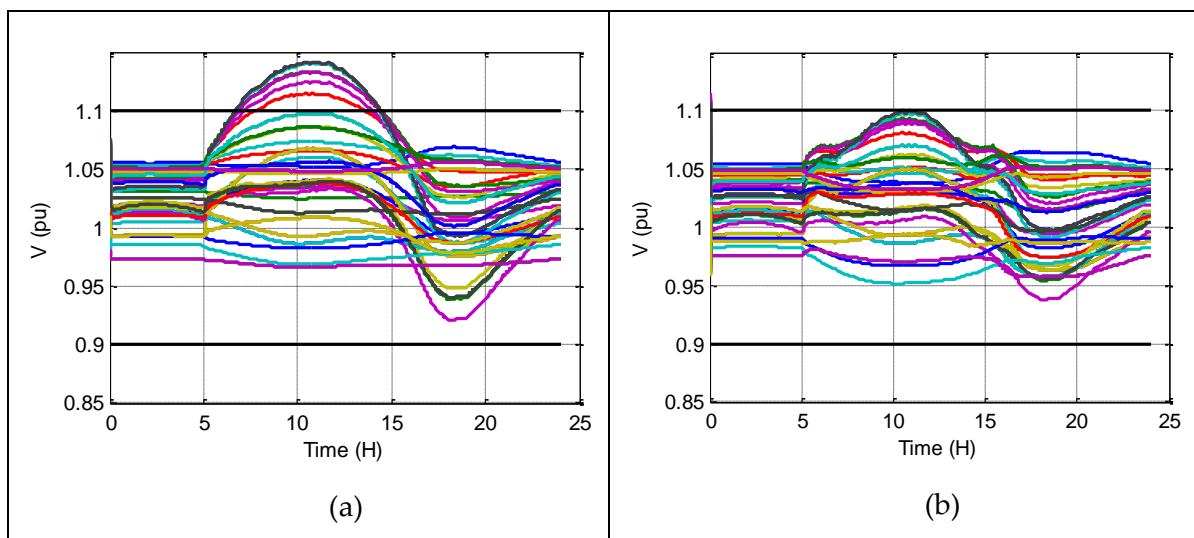
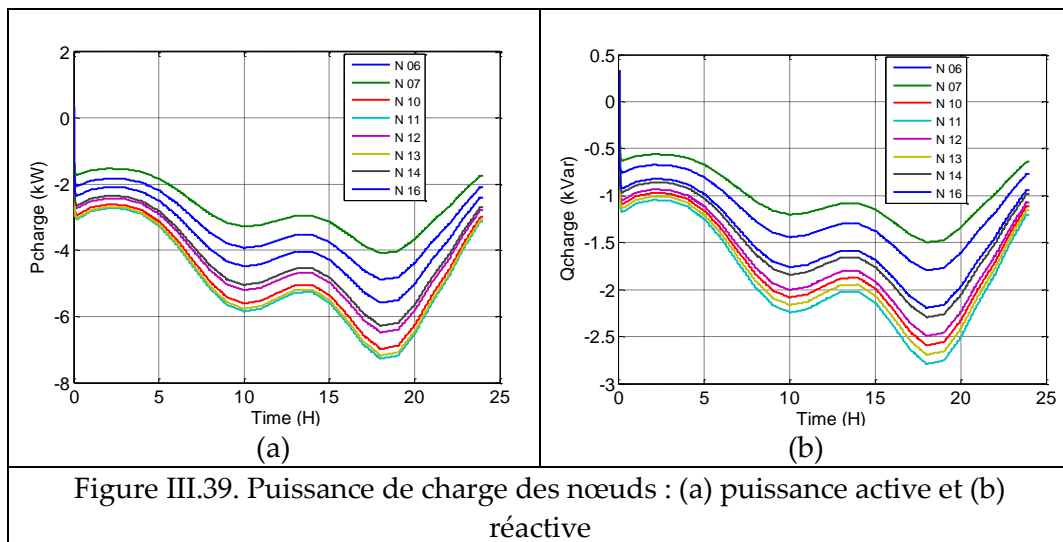
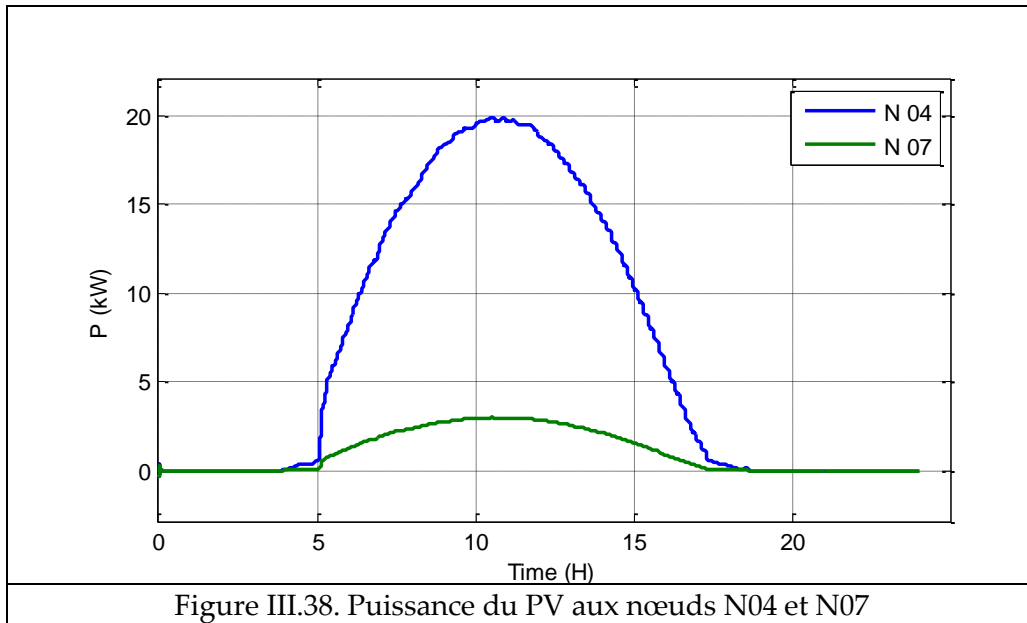
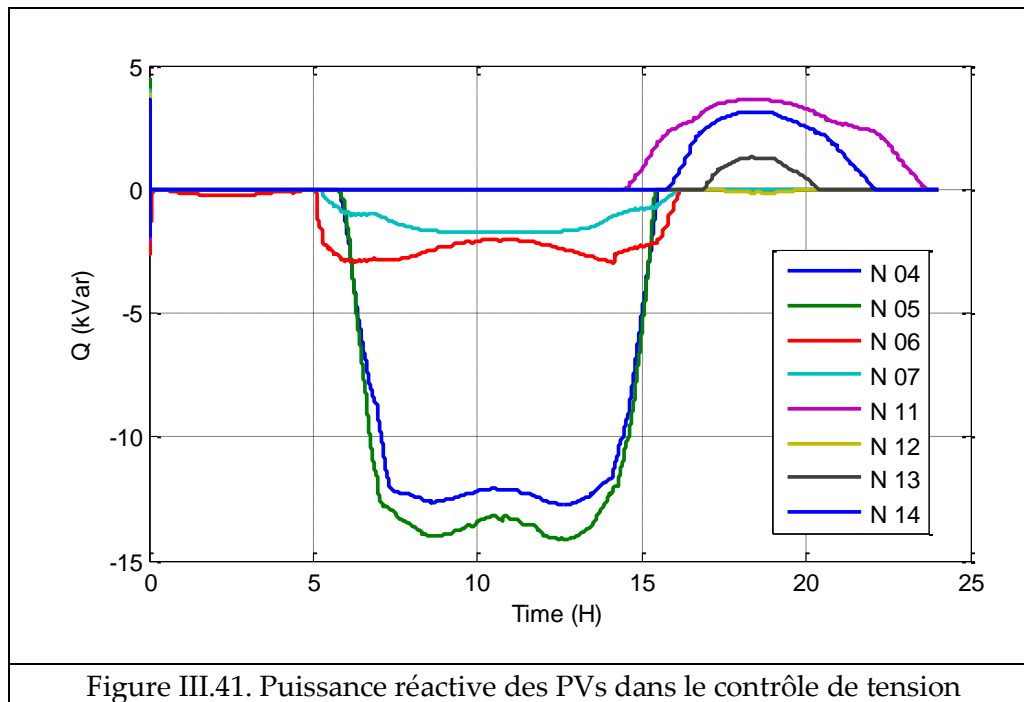


Figure III.40. Tension chaque phase de tous les nœuds, en cas (a) sans régulation de tension et (b) avec régulation de tension

On voit sur la Figure III.40a que la tension des nœuds 4-8 dépasse la limite de 1.1 pu pendant la période de fort ensoleillement. Avec le contrôle adaptatif de tension, la tension de tous les nœuds reste dans les limites admissibles, et respecte les normes. La puissance réactive fournie (ou absorbée) par les PV est présentée dans la Figure III.41.



III.4.3. Conclusion

Le principe d'un régulateur auto-adaptatif de tension peut contribuer à améliorer la qualité de tension du réseau. L'injection de puissance active des PV au réseau de distribution peut provoquer des surtensions, mais on peut utiliser la capacité de puissance réactive de l'onduleur PV lui-même pour réduire cette surtension, ce qui facilite l'insertion des PV dans le réseau de distribution.

III.5. Conclusion du chapitre

Dans ce chapitre nous avons développé pour les onduleurs PV trois lois de contrôles en vue d'éviter la surtension du bus continu, de contrôler des onduleurs PV comme filtre actif et d'utiliser les onduleurs PV pour réguler automatiquement la tension au point de raccordement. Leur action étant locale, ces nouvelles applications sont très efficaces, économique, sans besoin de communication. Ces principes facilitent l'insertion massive des PV et VE dans le réseau et peuvent améliorer le fonctionnement du réseau dans le contexte de Smart Grid.

CHAPITRE IV :

Développement des stratégies de gestion optimale de recharge des VE

SOMMAIRE

CHAPITRE IV : Développement des stratégies de gestion optimale de recharge des VE... 111

IV.1. Introduction.....	112
IV.2. Stratégies de recharge de VE afin de minimiser la puissance appelée au réseau.....	114
IV.2.1. Recharge des VE avec interruption (On/Off)	115
IV.2.2. Recharge des VE avec modulation de puissance.....	122
IV.3. Stratégies de charges de VE afin de maximiser l'utilisation de l'énergie solaire	127
IV.3.1. Charge des VE avec interruption (On/Off).....	129
IV.3.2. Charge des VE avec modulation de puissance	135
IV.4. Stratégies de recharge de VE minimisant le coût de recharge.....	140
IV.4.1. Charge on/off.....	140
IV.4.2. Charge modulée	143
IV.4.3. Minimisation du coût de recharge en présence de PV.....	146

IV.1. Introduction

L'appel de puissance lié à la recharge des véhicules électriques pourrait avoir des conséquences économiques (renforcements du réseau notamment) et environnementales (recharge en période de pointe, énergies fossiles majoritaires dans le mix électrique des zones non interconnectées) potentiellement très importantes.

C'est pourquoi dans ce chapitre nous présentons le développement des stratégies de gestion optimale de recharge des VE en parking. Les stratégies développées ont pour but de :

- Minimiser la puissance appelée du réseau
- Maximiser l'utilisation de l'énergie produite par les PV
- Minimiser le coût de recharge en fonction de la politique de rachat de la production

PV

Les stratégies de pilotage sont basées sur les actions suivantes :

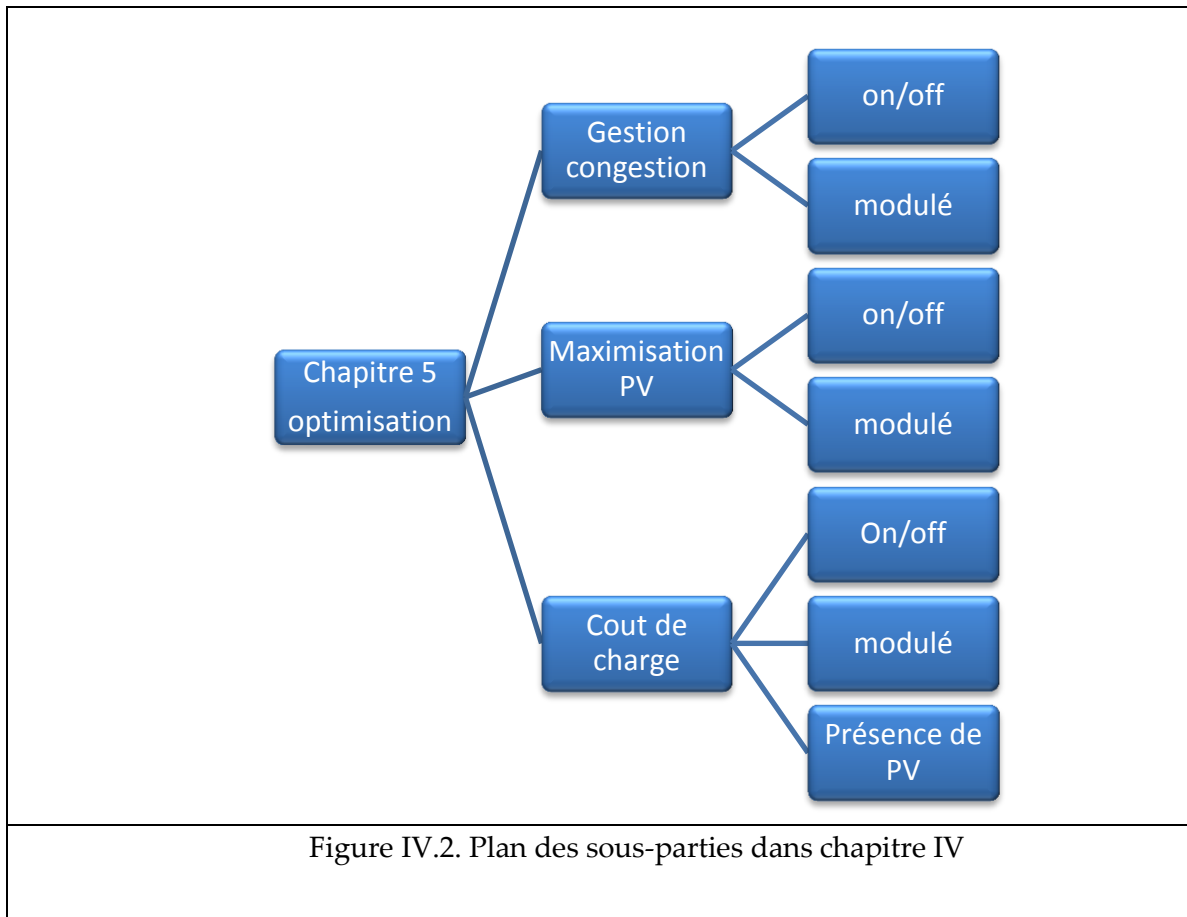
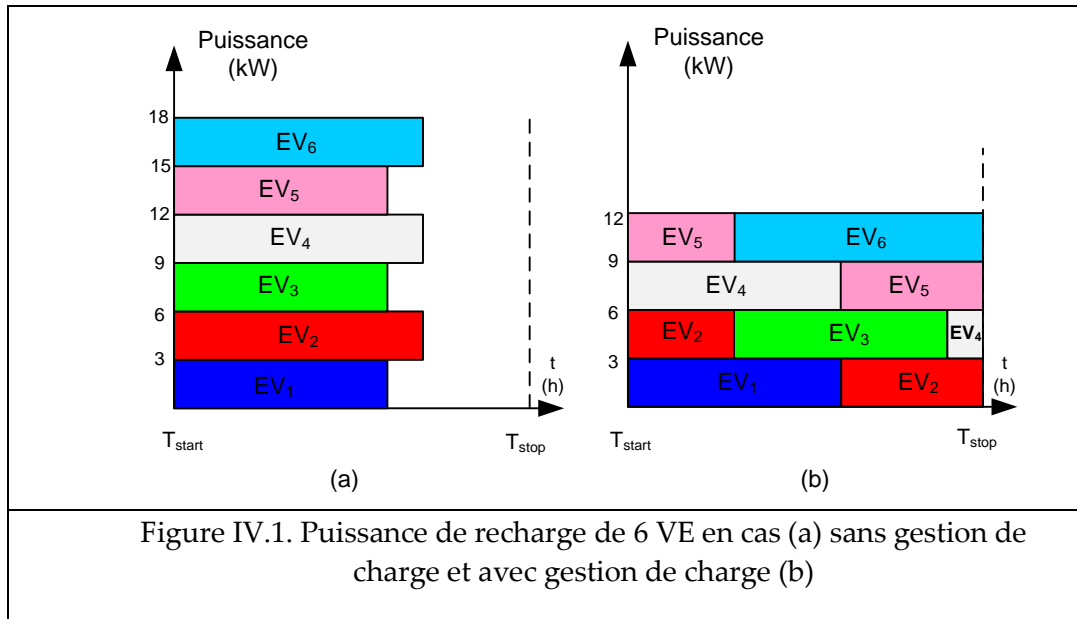
- Décalage de recharge
- Décalage de recharge + interruption de recharge (on/off)
- Décalage de recharge + modulation de recharge.

Dans un exemple illustré sur la Figure IV.1, on va examiner l'intérêt de gérer la recharge des VE pour réduire la puissance appelée au réseau. Cet exemple concerne 6 VE avec charge normale (3 kW) dans un parking. Ces VE arrivent aléatoirement autour de 8h et partent aléatoirement autour de 18h. En cas d'absence de gestion, le pic de consommation atteint à 18 kW ($3 \times 6 = 18$ kW) (Figure IV.1a). Pour une stratégie de gestion avec interruption de recharge, le pic est réduit à 12 kW (Figure IV.1b).

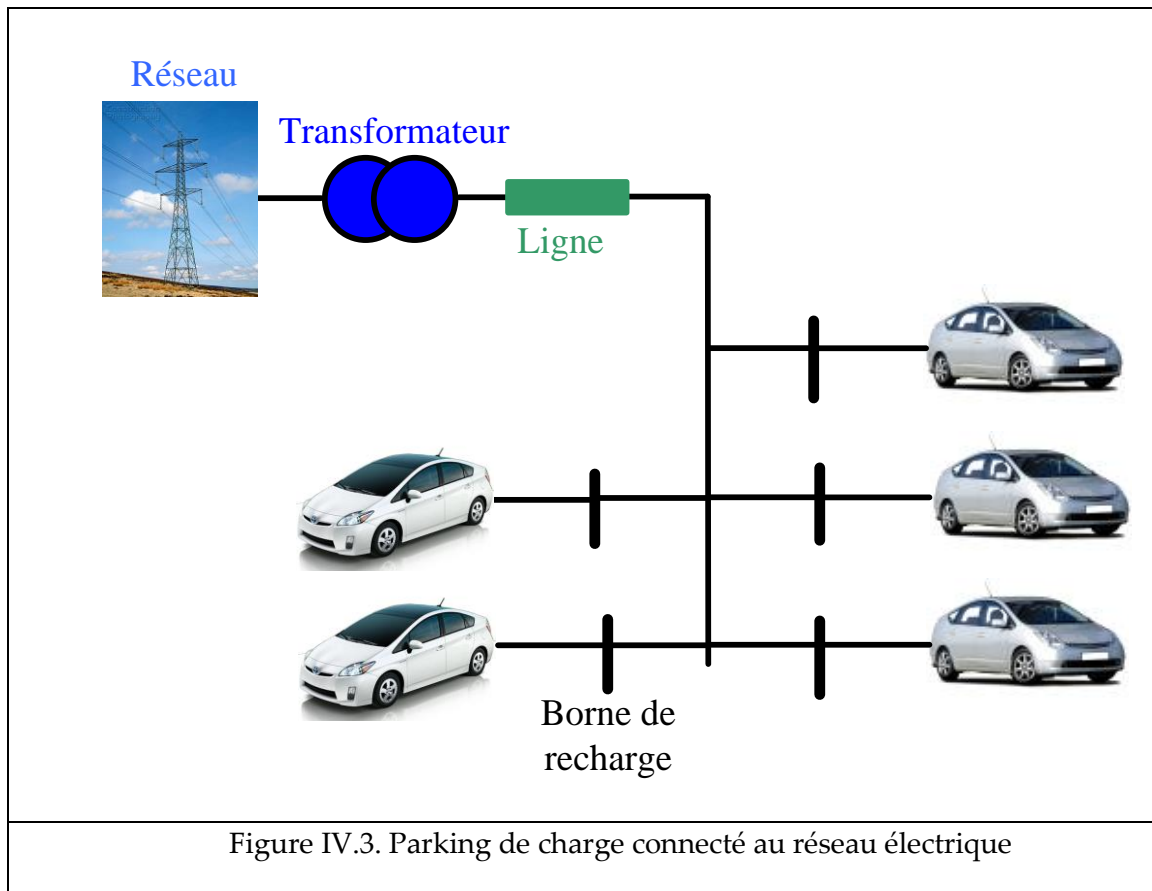
La durée de recharge est divisée en plusieurs intervalles consécutifs (ex : intervalles de 10 ou 30 min). L'optimisation sera effectuée sur chaque intervalle de temps afin de déterminer la puissance de chaque VE dans le parking, en tenant compte des contraintes des batteries de VE.

Les stratégies de recharge tiennent compte aussi de la production PV, ainsi que de la demande du gestionnaire du réseau (DSO).

L'organisation du chapitre est présentée sur la Figure IV.2.



IV.2. Stratégies de recharge de VE afin de minimiser la puissance appelée au réseau



L'impact important de recharge des VE pour le réseau est l'augmentation de pics de consommation donc de surcharges [82]. Avec l'insertion d'un grand nombre des VE au sein du réseau, cela peut provoquer de difficultés pour sa gestion.

Dans cette partie, les stratégies de recharge des VE en parking permettant de minimiser la puissance appelée au réseau sont présentées pour deux types de recharge des VE : avec l'interruption (on/off) ou avec la modulation de charge [83].

Dans cette partie, il y a deux applications :

- Application 1 : Minimiser la puissance appelée du réseau sans demande du gestionnaire du réseau (DSO)
- Application 2 : Minimiser la puissance appelée du réseau avec demande de gestionnaire du réseau (DSO)

IV.2.1. Recharge des VE avec interruption (On/Off)

C'est le type de charge dont la puissance de charge ne peut prendre que l'une des deux valeurs 3 kW (on) et 0 kW (off). Basé sur le principe d'interruption de recharge, on propose deux applications qui peuvent être résolues par un même algorithme.

IV.2.1.a. Définition des variables de contrôle de charge

On divise une journée en plusieurs intervalles, et la variable X_{it} est définie pour un VE $_i$ à intervalle t de la façon suivante : si $X_{it}=0$ alors la recharge du VE $_i$ est désactivée ($P_{VE_i}=0$), si $X_{it}=1$ alors la recharge du VE $_i$ est activée ($P_{VE_i}=P_{VE}$).

La recharge des VE en parking commence au T_{deb} et termine à T_{fin} (par exemple, on donne $T_{deb}=7h$, $T_{fin}=19h$). On divise chaque heure de charge en intervalles de temps suffisamment fin (par exemple $\Delta T=30$ minutes). La période $[T_{deb} T_{fin}]$ est divisée en N_T intervalles :

$$N_T = \text{ceil} \left(\frac{T_{fin} - T_{deb}}{\Delta T} \right) \quad (IV.1)$$

Où : ceil est une fonction d'arrondissement pour obtenir un nombre entier.

Le temps de recharge demandé du VE $_i$ pour charger pleinement la batterie est :

$$T_{chargei} = (1 - SOC_{0i}) \frac{E_{max}}{P_{VE_i}} \quad (IV.2)$$

SOC_{0i} est état de charge initial de la batterie i

E_{max} est la capacité maximale de la batterie (kWh)

P_{VE_i} est la puissance de charge (kW).

Par exemple, $P_{VE_i}=3kW$, $E_{max}=24kWh$, $SOC_0=50\%$ alors $T_{chargei}=4h$.

Le temps de recharge $T_{chargei}$ est transformé en un nombre T_i d'intervalle de temps selon la relation suivante :

$$T_i = \text{ceil} \left(\frac{T_{chargei}}{\Delta T} \right) \quad (IV.3)$$

Pour charger complètement la batterie du VE $_i$, il faut que les variables X_{it} puissent satisfaire l'équation :

$$\sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = T_i \quad (IV.4)$$

La puissance de charge de VE $_i$ dans intervalle t est :

$p_{it} = P_{VEi}X_{it}$	(IV.5)
--------------------------	--------

La puissance totale de N_{VE} VE dans le parking à l'intervalle t est :

$P_t = \sum_{i=1}^{N_{VE}} p_{it} = \sum_{i=1}^{N_{VE}} P_{VEi}X_{it}$	(IV.6)
--	--------

IV.2.1.b. Formule d'application 1

Dans cette application, le gestionnaire du parking détermine un plan de charge pour chaque véhicule, afin de minimiser la puissance appelée au réseau pendant la période de T_{deb} à T_{fin} .

La fonction objectif s'écrit :

$\min \left\{ \max_{t \in D} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{VE}} P_{VEi}X_{it} \right\} \right\}$	(IV.7)
---	--------

Où : $D = \{1..N_T\}$ est l'ensemble de tous les intervalles numérotés de 1 jusqu'à N_T

Malheureusement, la résolution de ce problème non-linéaire en nombres entiers est difficile. Dans la section suivante IV.2.1.d , on utilise la méthode de bisection pour convertir le problème sous une forme linéaire, plus facile à résoudre.

La Figure IV.4 illustre une variation de P_t , la fonction objectif (IV.7) revenant à minimiser $b = \text{Max}\{P_t\}$.

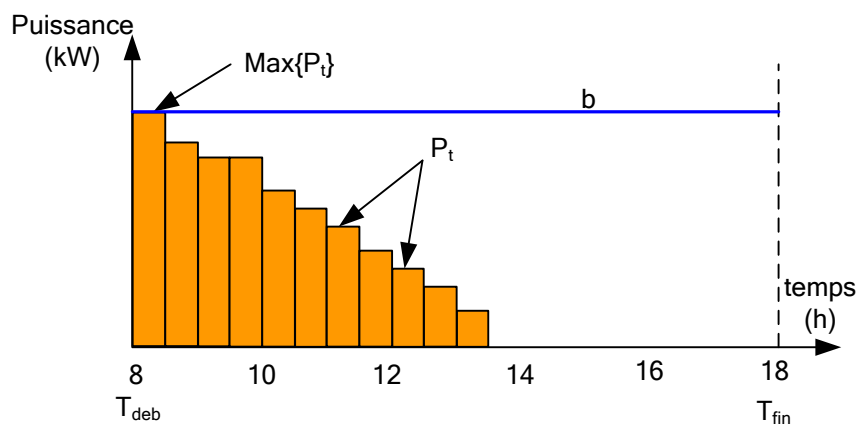


Figure IV.4. Puissance de charge totale du parking en fonction du temps

IV.2.1.c. Formule d'application 2

La fonction objectif s'écrit :

$\min \left\{ \max_{t \in D_2} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{VE}} P_{VEi} X_{it} \right\} \right\}$ $\sum_{i=1}^{N_{VE}} X_{it} P_{VEi} \leq b_{ref} \text{ avec } \forall t \in D_1$	(IV.8)
--	--------

Dans cette application, on suppose qu'à l'instant t, le gestionnaire du parking reçoit un signal de DSO lui demandant de réduire la puissance du parking à une valeur b_{ref} pendant une période $[T_{deb_lim} \ T_{fin_lim}]$, on note D_1 l'ensemble des intervalles dans cette période. Par exemple, le DSO demande au gestionnaire du parking de limiter la puissance de charge à 50 kW pendant deux heures entre 10h et 12h.

Alors, le gestionnaire du parking détermine un plan de charge pour les VE de manière :

- Premièrement, à limiter la puissance de consommation totale du parking à bref pendant l'ensemble d'intervalle D_1
- Deuxièmement, à minimiser le pic de consommation totale dans le temps restant D_2

Comme illustré sur la Figure IV.5, la fonction objectif (IV.8) revient à minimiser la valeur de b entre 11h et 18h.

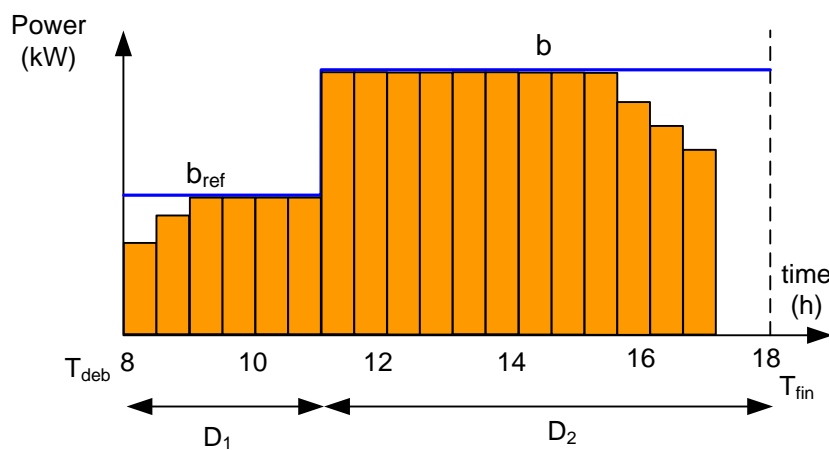


Figure IV.5. Puissance de charge du parking avec limite b_{ref} de T_{deb_lim} à 11h

Dans la section suivante, on utilise la méthode de bisection pour convertir le problème non linéaire en un problème linéaire plus facile à résoudre.

IV.2.1.d. **Algorithme pour les applications 1 et 2**

Avec la méthode de bisection, une nouvelle fonction objectif avec de nouvelles contraintes est utilisée.

Une nouvelle fonction objectif pour les applications 1 et 2 est :

$Z = \min \left(\sum_{i=1}^{N_{VE}} \sum_{t=1}^{N_T} P_{VEi} X_{it} \right)$	(IV.9)
---	--------

Les variables X_{it} doivent respecter les contraintes suivantes :

- Contraintes pour application 1

$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{EV}} P_{VEi} X_{it} \leq b \text{ with } \forall t \in D \\ \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = T_i \\ X_{it} \in \{0,1\} \end{array} \right.$	(IV.10)
---	---------

- Contraintes pour application 2

$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{EV}} P_{VEi} X_{it} \leq b_{ref} \text{ with } \forall t \in D_1 \\ \sum_{i=1}^{N_{EV}} P_{VEi} X_{it} \leq b \text{ with } \forall t \in D_2 \\ \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = T_i \\ X_{it} \in \{0,1\} \end{array} \right.$	(IV.11)
--	---------

Le problème (IV.9) avec les contraintes (IV.10)(IV.11) peut être résolu par une programmation linéaire en nombres entiers. La formule générale s'écrit sous forme :

$\min_X fX \text{ sous contraintes } \left\{ \begin{array}{l} A \cdot X \leq b \\ A_{eq} \cdot X = b_{eq} \\ X \text{ binaire} \end{array} \right.$	(IV.12)
---	---------

f , b , b_{eq} sont des vecteurs, A et A_{eq} sont des matrices, et la solution X est un vecteurs dont les éléments sont 0 ou 1. En détail, A , A_{eq} , b , b_{eq} et X sont explorés dans le tableau suivant :

$$\begin{aligned}
 f &= \begin{bmatrix} \overbrace{1 \quad 1 \quad \dots \quad 1}^{N \cdot NT \text{ éléments}} \end{bmatrix}; \\
 A &= \begin{bmatrix} \overbrace{A_{1,1} \quad A_{1,2} \quad \dots \quad A_{1,NT}}^{VE_1} & \dots & \overbrace{A_{1,(N-1)NT+1} \quad A_{1,(N-1)NT+1} \quad \dots \quad A_{1,N,NT}}^{VE_N} \\ \overbrace{A_{2,1} \quad A_{2,2} \quad \dots \quad A_{2,NT}}^{VE_1} & \dots & \overbrace{A_{2,(N-1)NT+1} \quad A_{2,(N-1)NT+1} \quad \dots \quad A_{2,N,NT}}^{VE_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \overbrace{A_{NT,1} \quad A_{NT,2} \quad \dots \quad A_{NT,NT}}^{VE_1} & \dots & \overbrace{A_{NT,(N-1)NT+1} \quad A_{NT,(N-1)NT+1} \quad \dots \quad A_{NT,N,NT}}^{VE_N} \end{bmatrix} \\
 A_{eq} &= \begin{bmatrix} \overbrace{Aeq_{1,1} \quad Aeq_{1,2} \quad \dots \quad Aeq_{1,NT}}^{VE_1} & \dots & \overbrace{Aeq_{1,(N-1)NT+1} \quad Aeq_{1,(N-1)NT+1} \quad \dots \quad Aeq_{1,N,NT}}^{VE_N} \\ \overbrace{Aeq_{2,1} \quad Aeq_{2,2} \quad \dots \quad Aeq_{2,NT}}^{VE_1} & \dots & \overbrace{Aeq_{2,(N-1)NT+1} \quad Aeq_{2,(N-1)NT+1} \quad \dots \quad Aeq_{2,N,NT}}^{VE_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \overbrace{Aeq_{N,1} \quad Aeq_{N,2} \quad \dots \quad Aeq_{N,NT}}^{VE_1} & \dots & \overbrace{Aeq_{N,(N-1)NT+1} \quad Aeq_{N,(N-1)NT+1} \quad \dots \quad Aeq_{N,N,NT}}^{VE_N} \end{bmatrix} \\
 X &= \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \dots \\ X_{NT} \\ \vdots \\ X_{NT+1} \\ X_{NT+2} \\ \dots \\ X_{2,NT} \\ \vdots \\ \vdots \\ X_{(N-1)NT+1} \\ X_{(N-1)NT+2} \\ \dots \\ X_{N,NT} \end{bmatrix}; \quad b = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \dots \\ b_{Ntime} \end{bmatrix}; \quad beq = \begin{bmatrix} beq_1 \\ beq_2 \\ \dots \\ beq_N \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{IV.13}$$

Les équations dans (IV.13) correspondent au cas d'optimisation où tous les véhicules sont chargés de T_{deb} à T_{fin}

Au cas où l'utilisateur veut terminer la recharge avant T_{fin} (par exemple il veut partir à 17h30 alors au moment d'arriver au parking, il introduit $T_{stop}=17h30$) et il faut modifier les éléments dans (IV.13). En général, pour chaque véhicule (numéroté N), il faut identifier N_T variable de X_{N1} jusqu'à X_{NNT} . Si le véhicule est parti avant T_{stop} , toutes les variables après T_{stop} sont égales à zéro. Dans ce cas, on les élimine dans la liste des variables. En même temps, on élimine des éléments correspondants de f , A et A_{eq} .

A titre d'illustration, pour le véhicule N , $T_{fin}=19h$, $T_{stop} = 18h30$, $Fitness=2$, les éléments supprimés sont marqués en couleur jaune dans (IV.13).

On a réalisé le calcul d'optimisation avec un nombre des VE donné. Maintenant, si de nouvelles voitures arrivent, il faut refaire le calcul d'optimisation avec un nouveau nombre VE, et mettre à jour le temps de début T_{deb} et SOC_0 pour ces nouveaux VE. Par exemple, si au

début il y a 2 VE, sur une période d'optimisation de 7h à 19h, on lance le calcul d'optimisation avec $N_{VE}=2$, $T_{deb}=7h$, $T_{fin}=19h$. Si, à 8h un autre VE arrive, alors on relance le calcul d'optimisation avec $N_{VE}=3$, $T_{deb}=8h$, $T_{fin}=19h$.

Il est difficile de résoudre le problème (IV.7) (IV.8), c'est pourquoi on utilise aussi la méthode de bisection (ou bien de dichotomie) qui permet de convertir le problème non-linéaire en un problème linéaire. La méthode de bisection peut être considérée comme une méthode numérique plus simple. On sait bien qu'il y a seulement une valeur optimale de b située dans l'intervalle $[b_m, b_M]$ (par exemple, s'il y a 5 VE alors $0 < b < 15kW$ et $b_m=0$, $b_M=15$).

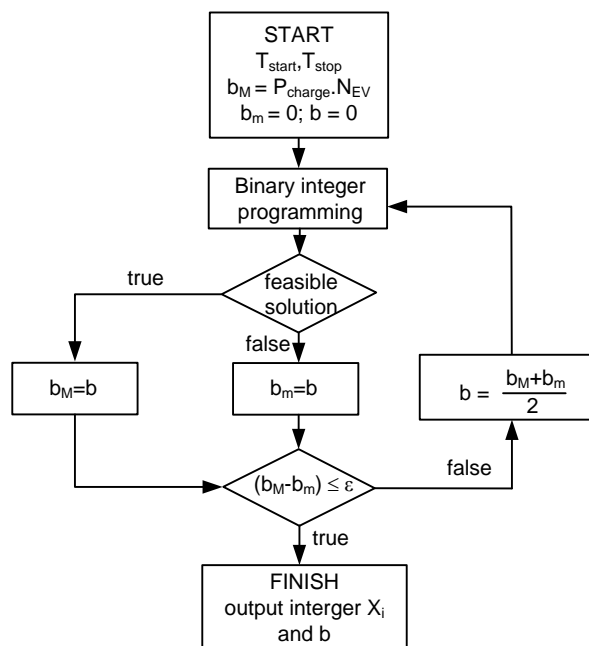


Figure IV.6. Algorithme de gestion de recharge des VE avec interruption

La méthode de bisection calcule b en répétant la division de l'intervalle $[b_m, b_M]$ par 2, ce qui commence par :

$b = \frac{b_M + b_m}{2}$	(IV.14)
---------------------------	---------

L'intervalle $[b_m, b_M]$ est remplacée soit par $[b, b_M]$ si (IV.9) n'a pas de solution, soit par $[b_m, b]$ si (IV.9) donne une solution. Ce processus continue jusqu'à ce que b_m s'approche de b_M avec une erreur ϵ qui fixe l'arrêt du processus d'itération. En conséquence, en utilisant la méthode de bisection, le problème consistant à rechercher directement le point optimal de (IV.7) et (IV.8) est transféré vers la recherche de la valeur b de (IV.10) et (IV.11).

A chaque itération de bisection, b est déterminé, alors (IV.9) est un problème linéaire en nombre binaire. Pour résoudre ce problème, on utilise l'algorithme de séparation et évaluation («branch-and-bound» en anglais). La procédure d'évaluation est basée sur la relaxation linéaire qui est présentée dans [84]–[86]. Pour la procédure de séparation, on choisit une valeur entière qui, par la stratégie de Best-Node First [87], se trouve dans l'ensemble de solution de la programmation linéaire. Dans [87], l'auteur présente une relaxation basée sur l'algorithme du simplexe [88] et dual simplexe [86] pour ré-optimisation. La Figure IV.6 présente l'algorithme pour les applications 1 et 2.

IV.2.1.e. Résultat d'optimisation

Hypothèse de simulation :

Nombre de VE : 20,

Temps d'arrivée aléatoire entre 7 à 9h

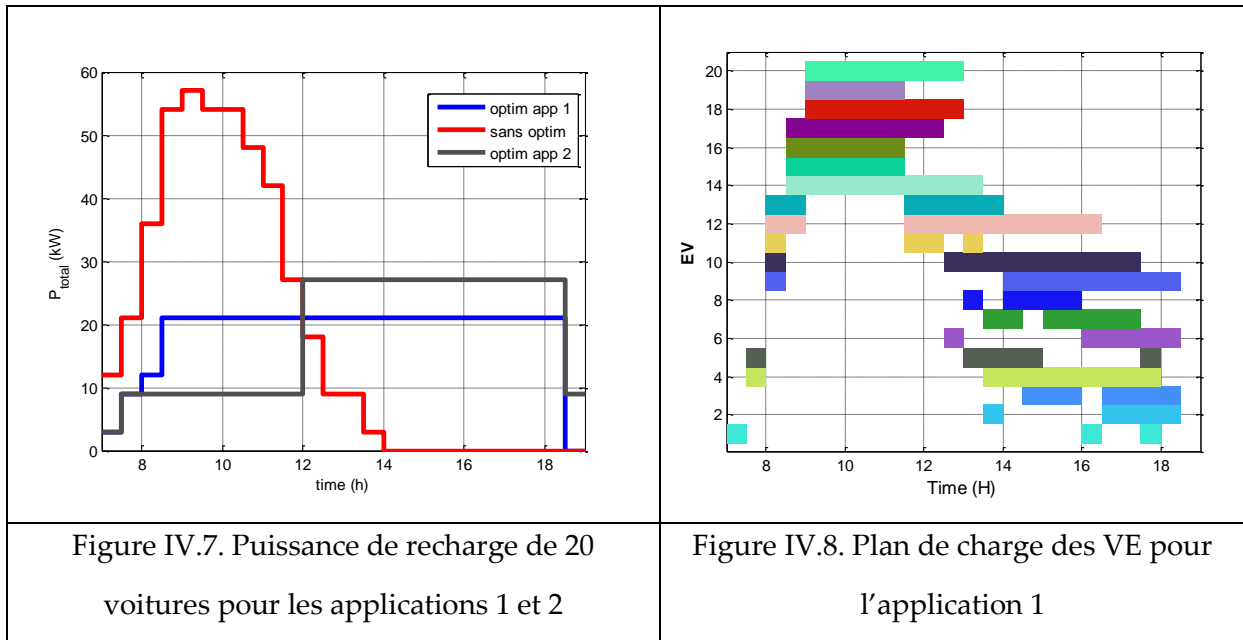
Temps de départ aléatoire entre 17 à 19h,

SOC initial varie aléatoirement entre 10% à 90%

Trois grandeurs aléatoires pour 20 VE sont réparties par le tableau suivant.

VE	T_{start}	T_{stop}	SOC_0
1	7:00	19:00	0,19
2	7:03	17:56	0,24
3	7:24	18:00	0,61
4	7:40	18:57	0,43
5	7:57	17:04	0,40
6	7:59	17:28	0,53
7	8:00	18:21	0,29
8	8:09	18:26	0,41
9	8:13	18:02	0,60
10	8:14	17:11	0,23
11	8:18	17:22	0,27
12	8:24	18:25	0,42
13	8:25	17:03	0,69
14	8:29	17:07	0,27
15	8:33	18:46	0,46
16	8:36	18:38	0,46
17	8:43	18:38	0,40
18	8:46	17:20	0,60
19	8:48	17:58	0,52
20	8:48	17:08	0,62

Tableau IV.1. Temps d'arrivée, temps de départ et SOC initial de 20 voitures



IV.2.2. Recharge des VE avec modulation de puissance

Dans cette partie, on suppose que les VE ont la capacité de moduler la puissance entre 0 et 3kW.

Suivant la même stratégie que dans la section IV.2.1, on divise la durée de charge de T_{deb} à T_{fin} en N_T sous-intervalles. L'objectif est d'identifier la puissance de charge de chaque VE dans chaque intervalle. Si la batterie d'un VE est totalement chargée (SOC=100%), la puissance de recharge de ce VE est nulle. Comme dans la section précédente, on considère encore deux applications...

IV.2.2.a. Formule pour l'application 1

La fonction objectif s'écrit :

$\min \left\{ \max_{t \in [1, N_T]} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{VE}} X_{it} \right\} \right\}$	(IV.15)
---	---------

Dans cette application, le gestionnaire du parking détermine le plan de charge de tous les VEs pour minimiser le pic de consommation total.

X_{it} représente la puissance de charge du VE i au moment t , $0 \leq X_{it} \leq P_{VE_max}$

La relation entre la puissance de charge et l'énergie consommée s'écrit :

$N_T \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = E_i$	(IV.16)
-------------------------------------	---------

E_i : énergie de la batterie VE i à recharger

$$E_i = (1 - SOC_{0i})E_{maxi} \quad (IV.17)$$

SOC_{0i} , E_{maxi} état de charge initial et capacité maximale de la batterie de VE i

IV.2.2.b. Formule pour l'application 2

La fonction objectif s'écrit :

$\min \left\{ \max_{t \in D_2} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{VE}} X_{it} \right\} \right\}$ $\sum_{i=1}^{N_{VE}} X_{it} \leq b_{ref} \text{ avec } \forall t \in D_1$	(IV.18)
--	---------

Dans l'application 2, on suppose qu'au moment t , le gestionnaire du parking reçoit un signal de DSO : réduire la puissance du parking à une valeur inférieure à b_{ref} pendant une période $D_1 = [T_{deb_lim} \ T_{fin_lim}]$.

Alors, le gestionnaire du parking détermine un plan de charge pour les VE de manière :

- Premièrement, à limiter la puissance de consommation totale inférieure à une valeur demandée par DSO pendant la période de D_1
- Deuxièmement, à minimiser le pic de consommation total dans le reste du temps D_2 ($D_1 \cup D_2 = [1 \ N_T]$)

IV.2.2.c. Algorithme pour les applications 1 et 2

Dans cette section, la méthode de bisection présente dans IV.2.1.d est réutilisée pour convertir le problème en une forme plus facile à résoudre.

La nouvelle fonction objectif pour toutes applications 1 et 2 est:

$Z = \min \left(\sum_{i=1}^{N_{EV}} \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} \right)$	(IV.19)
---	---------

Avec la méthode de bisection, on crée une nouvelle fonction objectif avec les nouvelles contraintes.

- Contrainte pour application 1

$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b \text{ with } \forall t \in [1 N_T] \\ N_T \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = E_i \\ 0 \leq X_{it} \leq P_{VEmax} \end{array} \right.$	(IV.20)
---	---------

- Contrainte pour application 2

$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b_{ref} \text{ with } \forall t \in D_1 \\ \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b \text{ with } \forall t \in D_2 \\ N_T \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = E_i \\ 0 \leq X_{it} \leq P_{VEmax} \end{array} \right.$	(IV.21)
--	---------

Le problème (IV.19) avec les contraintes (IV.20)(IV.21) est une programmation linéaire.

La formule générale s'écrit sous forme :

$\min_X fX \text{ sous contraintes } \left\{ \begin{array}{l} A \cdot X \leq b \\ A_{eq} \cdot X = b_{eq} \\ 0 \leq X_{it} \leq P_{VEmax} \end{array} \right.$	(IV.22)
--	---------

f , b , b_{eq} sont des vecteurs, A et A_{eq} sont des matrices, et la solution X est un vecteur dont les éléments soient 0 ou 1. Pour avoir une vue plus concrète, A , A_{eq} , b , b_{eq} et X sont explorés comme dans (IV.13), mais ici les variables X sont des nombre réels, situés entre 0 et P_{VEmax} .

La Figure IV.9 présente l'algorithme pour les applications 1 et 2. On peut remarquer que la seule différence par rapport à l'algorithme de la Figure IV.6 est l'utilisation de la programmation linéaire en nombre réel. C'est pourquoi le temps de calcul est plus court.

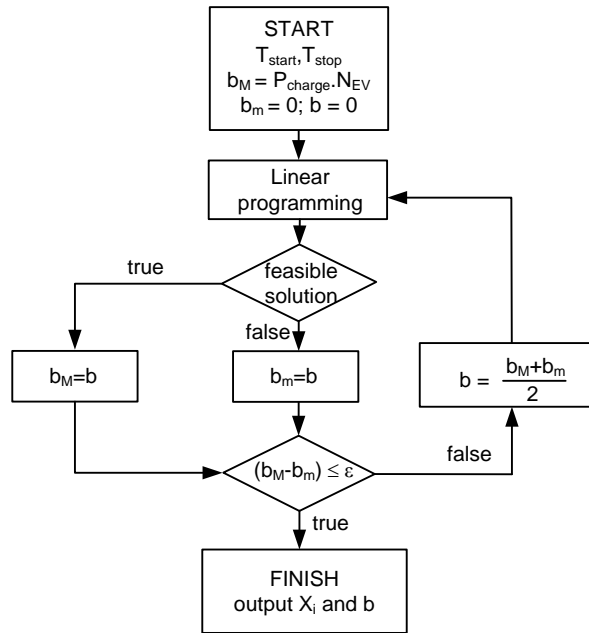


Figure IV.9. Algorithme de gestion de recharge des VE avec modulation de puissance

IV.2.2.d. Résultat d'optimisation

Hypothèse de simulation :

Nombre de véhicules : 20,

Temps d'arrivée aléatoire entre 7 à 9h

Temps de départ aléatoire entre 17h à 19h,

SOC initial aléatoire entre 20% à 70%

Trois grandeurs aléatoires pour 20 VE sont réparties par le Tableau IV.2 :

VE	Tstart	Tstop	SOC_0
1	7:00	19:00	0,47
2	7:05	18:32	0,66
3	7:06	18:37	0,51
4	7:08	17:07	0,53
5	7:13	17:40	0,26
6	7:16	18:18	0,54

7	7:17	18:00	0,62
8	7:27	18:34	0,48
9	7:41	17:39	0,46
10	7:52	18:50	0,59
11	8:09	17:15	0,57
12	8:12	17:18	0,23
13	8:15	17:45	0,67
14	8:18	18:18	0,58
15	8:23	18:03	0,57
16	8:24	18:52	0,54
17	8:36	17:34	0,31
18	8:51	17:11	0,20
19	8:54	17:30	0,41
20	8:58	18:18	0,45

Tableau IV.2. Temps d'arrivée, temps de départ et SOC initial de 20 voitures

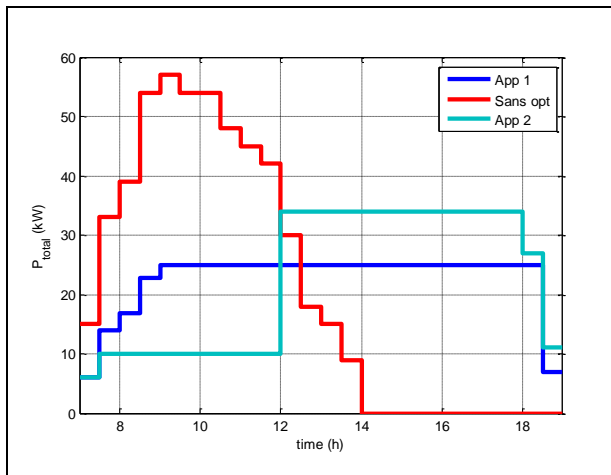


Figure IV.10. Puissance de charge de 20 voitures pour les applications 1 et 2

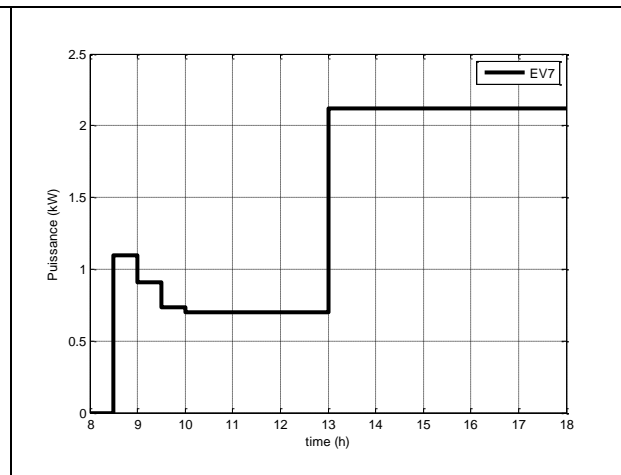
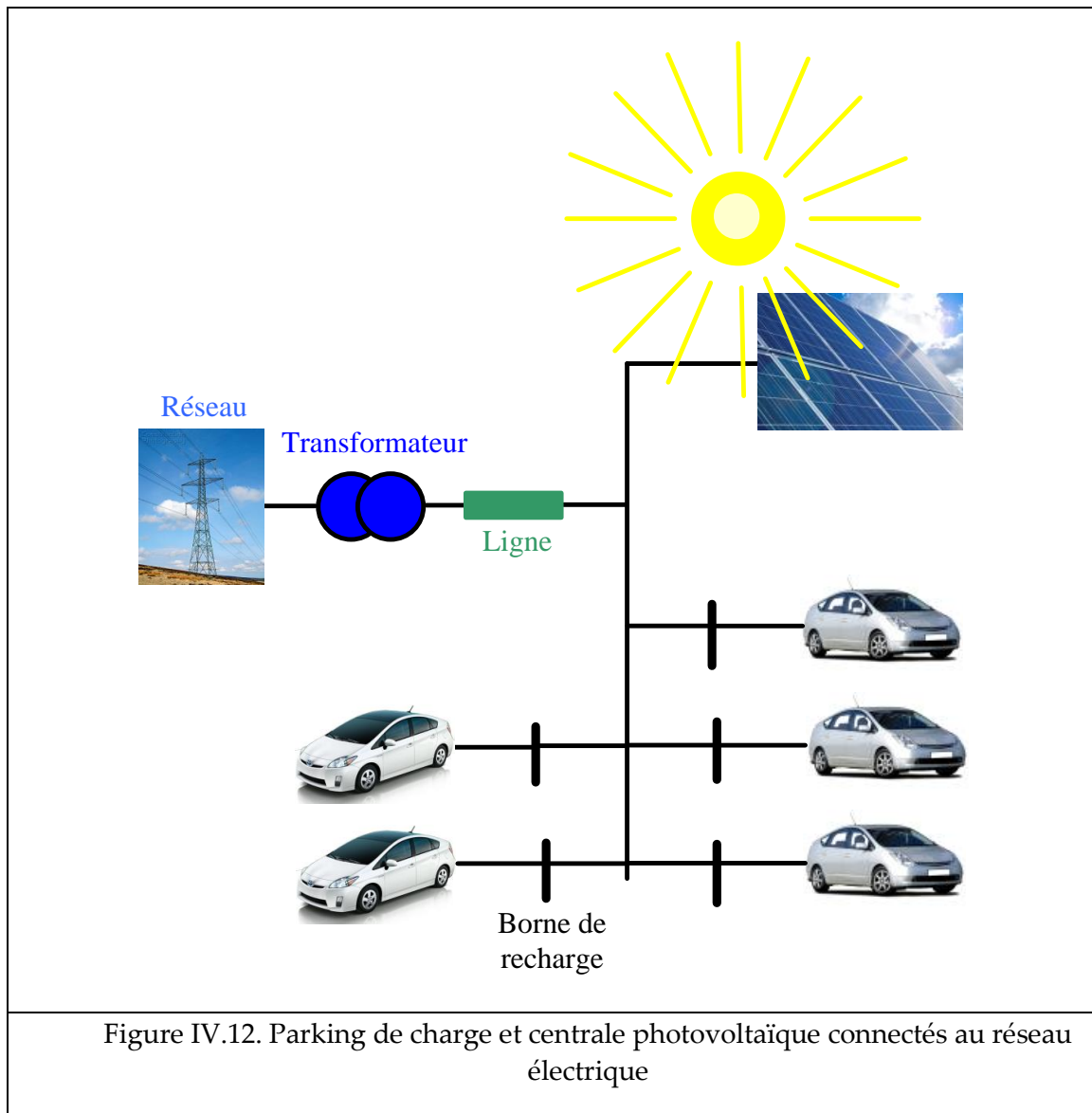


Figure IV.11. Puissance du VE 7 pour l'application 2

IV.3. Stratégies de charges de VE afin de maximiser l'utilisation de l'énergie solaire



De plus en plus de sources décentralisées sont raccordées au réseau de distribution. Parmi ces sources, le photovoltaïque possède un grand potentiel de développement, mais un désavantage du PV provient de son caractère intermittent : la puissance varie en fonction du temps (Figure IV.13).

Dans cette partie, l'objectif est de maximiser l'utilisation de l'énergie solaire en profitant des périodes d'excédent pour recharger le véhicule et aussi de minimiser la puissance appelée du réseau. Les stratégies de recharge avec interruption et de recharge avec modulation seront développées.



Figure IV.13. Parking recouvert de panneau photovoltaïque au centre commercial E. Leclerc de Saint-Aunès

IV.3.1. Charge des VE avec interruption (On/Off)

IV.3.1.a. Formule d'application 1

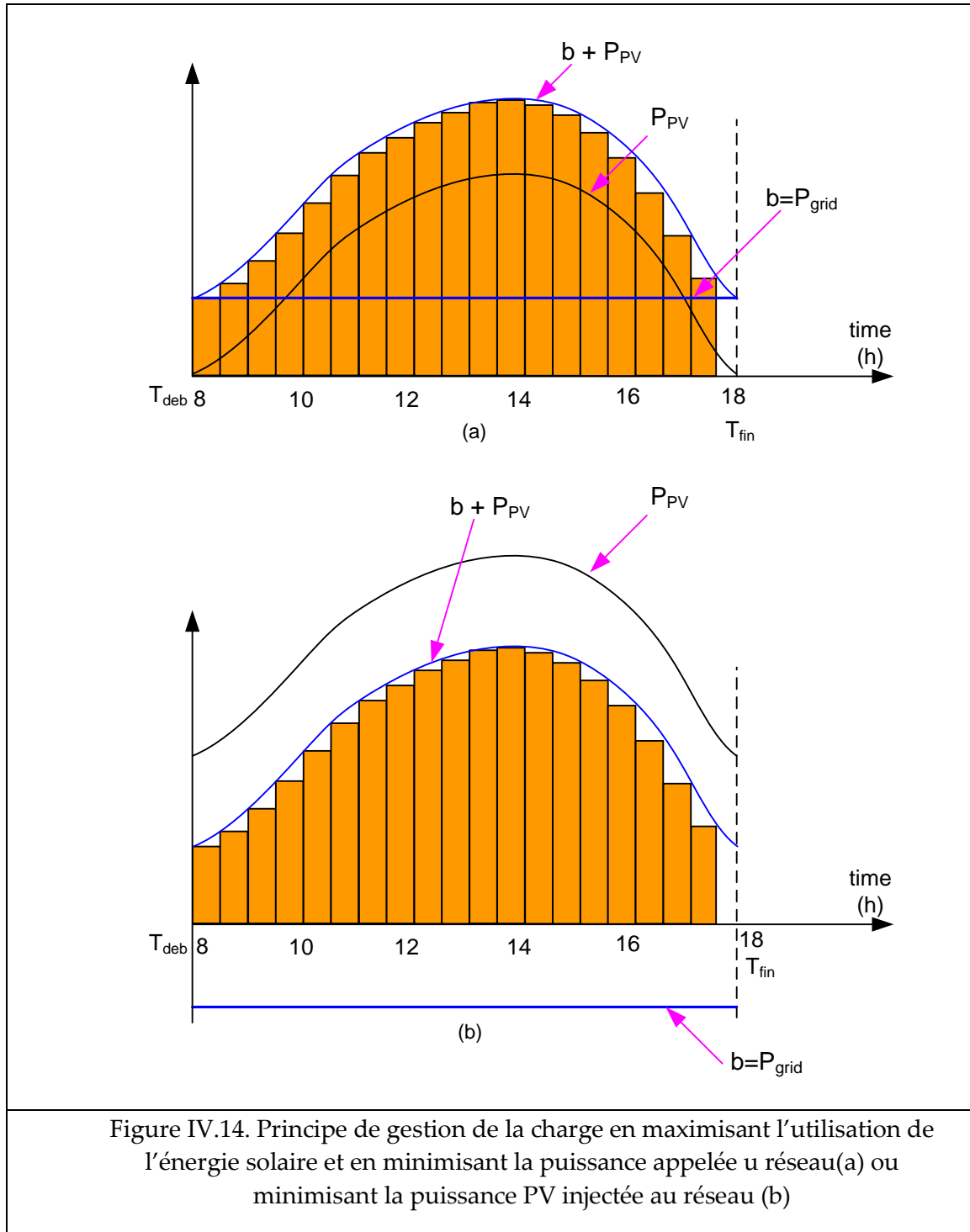


Figure IV.14. Principe de gestion de la charge en maximisant l'utilisation de l'énergie solaire et en minimisant la puissance appelée u réseau(a) ou minimisant la puissance PV injectée au réseau (b)

La fonction objectif s'écrit :

$z_1 = \min \left\{ \max_{t \in [1, N_T]} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{VE}} P_{VEi} X_{it} - PV_t \right\} \right\}$	(IV.23)
$z_2 = \min \left\{ \max_{t \in [1, N_T]} \left\{ PV_t - \sum_{i=1}^{N_{VE}} P_{VEi} X_{it} \right\} \right\}$	(IV.24)

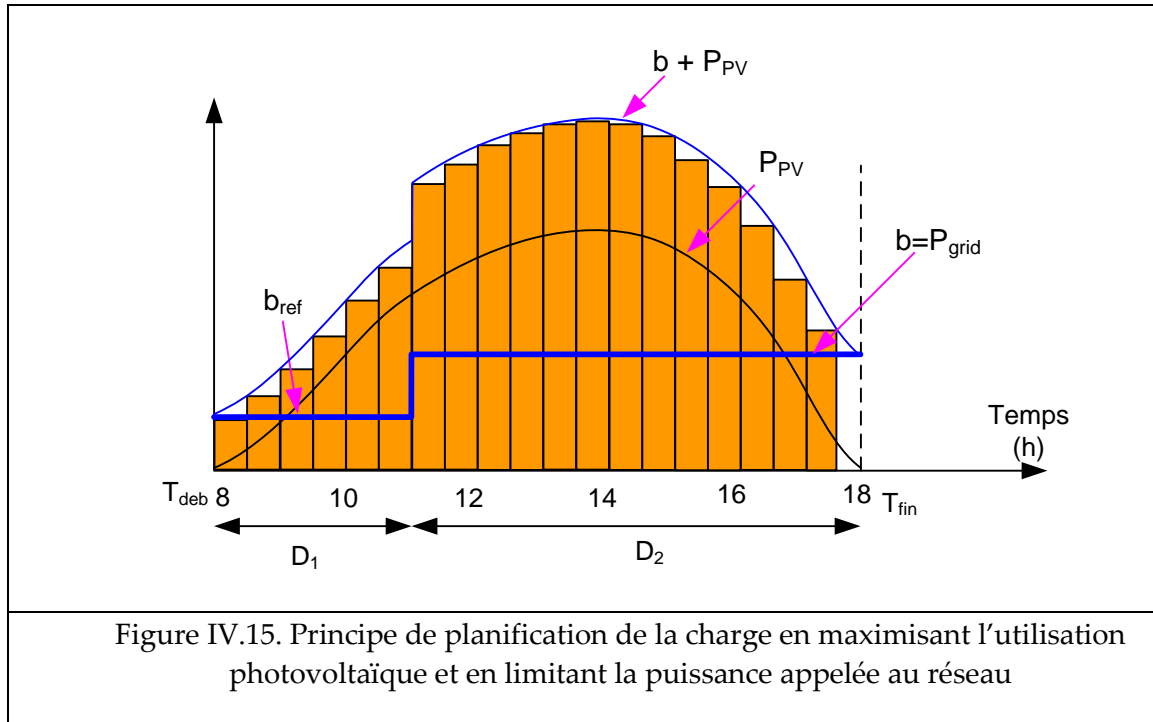
La formule (IV.23) tend à minimiser le pic de puissance appelée du réseau quand $E_{PV} < E_{VE}$, c'est-à-dire quand la production PV ne suffit à alimenter la flotte, et (IV.24) tendra à minimiser la puissance injectée au réseau quand $E_{PV} > E_{VE}$, c'est-à-dire quand la production PV est excédentaire.

Les fonctions objectifs (IV.23)(IV.24) sont réalisées successivement: d'abord dans (IV.23), si $z_1 < 0$ alors $E_{PV} < E_{VE}$, on cherche en plus z_2 dans (IV.24), et si $z_1 > 0$ alors on ne tient pas compte de z_2 .

Durant la période de calcul T_{deb} à T_{fin} , on utilise la méthode de bisection présentée dans IV.2.1.d pour convertir le problème de non-linéaire à linéaire..

Figure IV.14 montre le principe si on souhaite que toute l'énergie PV soit utilisée pour charger des VE. En plus dans Figure IV.14a où l'énergie PV est inférieure à celle demandée par les VE, on minimise le pic de la puissance appelée du réseau pour charger des VE, et dans la Figure IV.14b où l'énergie PV est supérieure à celle des VE, on minimise la puissance PV injectée au réseau.

IV.3.1.b. Formule d'application 2



La problématique de l'application 2, similaire à celle de l'application 1, est présentée dans la Figure IV.15 (seul le cas $E_{PV} < E_{VE}$ est présenté)

La fonction objectif s'écrit :

$z_1 = \min \left\{ \max_{t \in D_2} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{VE}} P_{VEi} X_{it} - PV_t \right\} \right\}$ $\sum_{i=1}^{N_{VE}} X_{it} P_{VEi} \leq b_{ref} \text{ avec } \forall t \in D_1$	(IV.25)
$z_2 = \min \left\{ \max_{t \in D_2} \left\{ PV_t - \sum_{i=1}^{N_{VE}} P_{VEi} X_{it} \right\} \right\}$	(IV.26)

Dans cette application, on suppose qu'au moment t , le gestionnaire du parking reçoit un signal du gestionnaire DSO qui lui demande de réduire la puissance du parking à une valeur b_{ref} pendant une période $D_1 = [T_{deb_lim} \ T_{fin_lim}]$.

Alors, le gestionnaire du parking souhaite déterminer un plan de charge pour les EVs de manière :

- Premièrement, à limiter la puissance de consommation totale à b_{ref} dans la période de D_1

- Deuxièmement, à minimiser le pic de consommation totale dans le temps restant D_2
- Dans la section suivante, on utilise la méthode de bisection.

IV.3.1.c. Algorithme pour réaliser les applications 1 et 2

Avec la méthode de bisection, une nouvelle fonction objectif avec de nouvelles contraintes est utilisée.

Nouvelle fonction objectif pour toutes applications 1 et 2:

$Z = \min \left(\sum_{i=1}^{N_{EV}} \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} \right)$	(IV.27)
---	---------

La variable X_{it} doit satisfaire aux contraintes :

- Contrainte pour l'application 1

$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b + PV_t \text{ with } \forall t \in [1 N_T] \\ \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = T_i \\ X_{it} \in \{0,1\} \end{array} \right.$	(IV.28)
--	---------

- Contrainte pour application 2

$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b_{ref} + PV_t \text{ with } \forall t \in D_1 \\ \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b + PV_t \text{ with } \forall t \in D_2 \\ \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = T_i \\ X_{it} \in \{0,1\} \end{array} \right.$	(IV.29)
--	---------

L'algorithme correspondant est présenté dans la Figure IV.16.

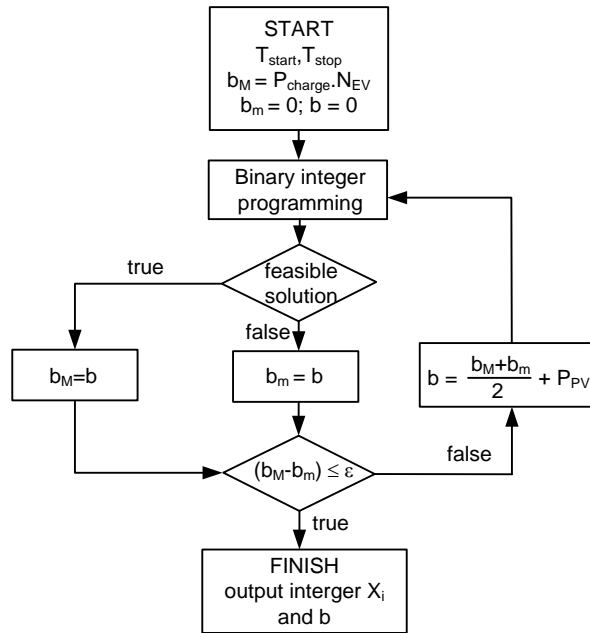


Figure IV.16. Algorithme pour chercher le point de fonctionnement optimal du parking en présence du PV

IV.3.1.d. Résultats de l'optimisation

Paramètres : 20 VE, temps d'arrivée aléatoire entre 7 à 9h, temps de départ aléatoire entre 17 à 19h, SOC initial aléatoire entre 10% à 90%

- Dans le cas où $E_{PV} < E_{EV}$, le parking consomme l'énergie provenant du réseau

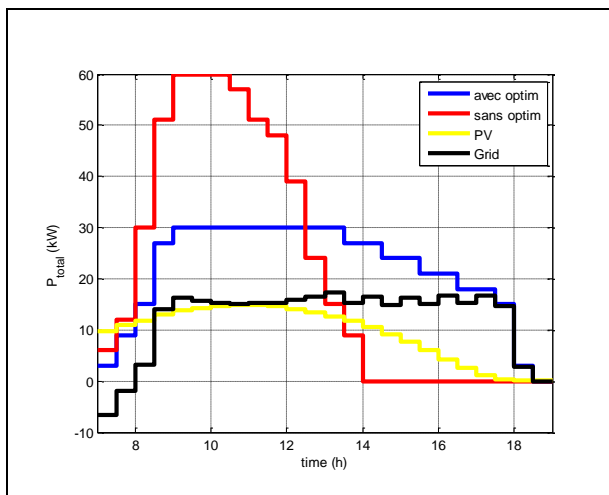


Figure IV.17. Puissance des VE du système dans l'application 1

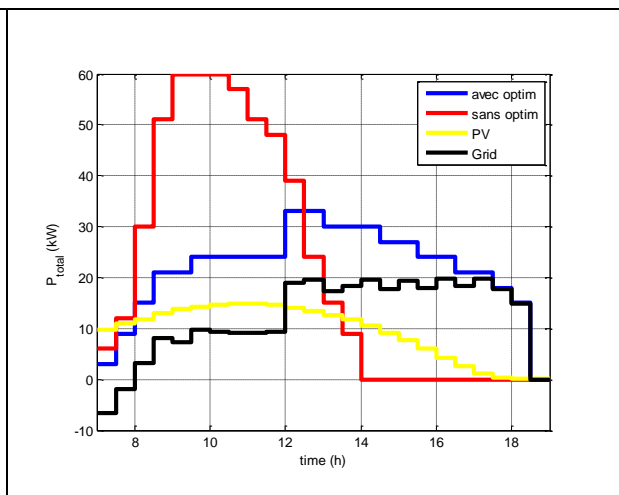


Figure IV.18. Puissance des VE du système dans l'application 2, bref = 10kW de 7h à 12h

- Dans le cas où $E_{PV} > E_{EV}$, le parking injecte l'énergie au réseau

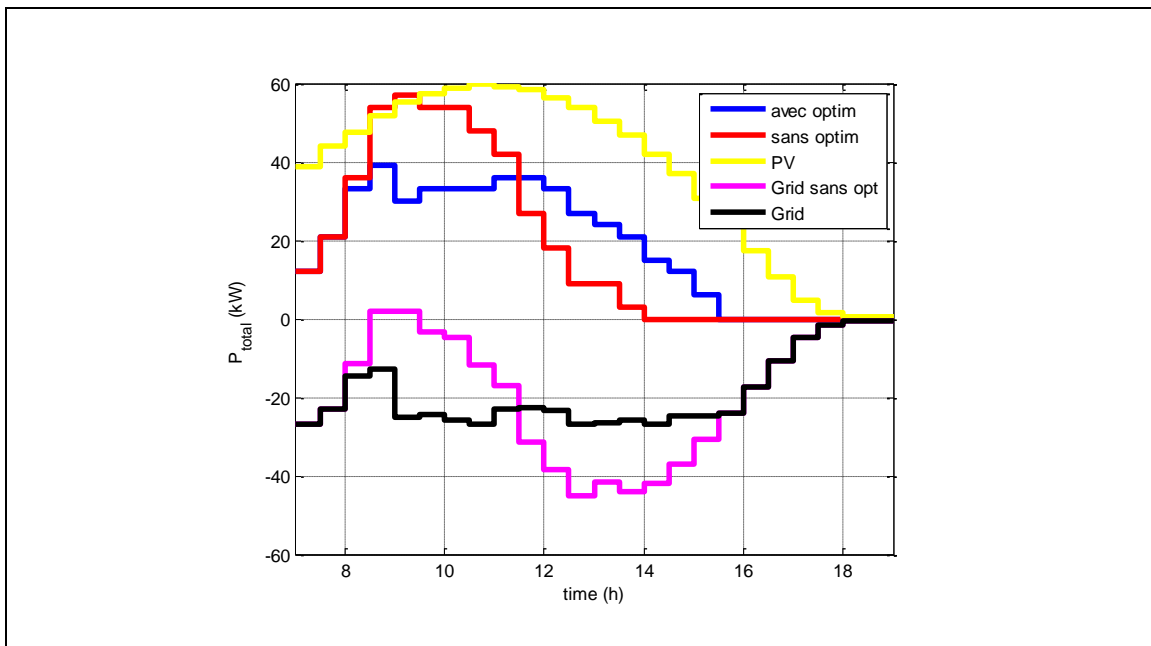


Figure IV.19. Lissage de puissance injectée au réseau en cas $E_{PV} > E_{EV}$

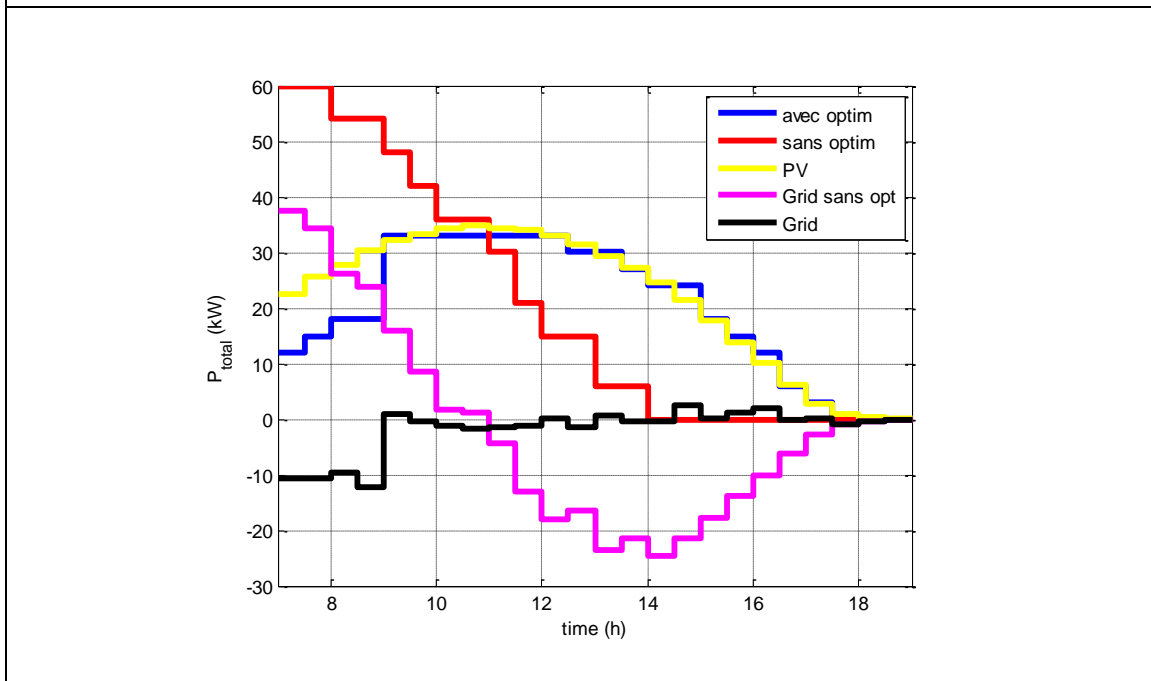


Figure IV.20. Lissage de puissance injectée au réseau en cas $E_{PV} = E_{EV}$

Remarque : Quand $E_{pv}=E_{ev}$, les deux résultats se rejoignent, il est évident que la puissance soutirée du réseau peut être annulée (Figure IV.20).

IV.3.2. Charge des VE avec modulation de puissance

Comme dans la partie IV.2.2, on considère des VE dont la technologie permet de moduler la puissance entre 0 et 3kW, mais ici, on prend en compte la présence du PV dans le système.

IV.3.2.a. Formule de l'application 1

La fonction objectif s'écrit :

$\min \left\{ \max_{t \in [1, N_T]} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{VE}} X_{it} \right\} \right\}$	(IV.30)
---	---------

X_{it} représente la puissance de charge

IV.3.2.b. Formule de l'application 2

La fonction objectif s'écrit :

$\min \left\{ \max_{t \in D_2} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{VE}} X_{it} \right\} \right\}$	(IV.31)
$\sum_{i=1}^{N_{VE}} X_{it} \leq b_{ref} \text{ avec } \forall t \in D_1$	

Dans l'application 2, on suppose qu'au moment t , le gestionnaire du parking reçoit un signal de DSO qui lui demande de réduire la puissance du parking à une valeur b_{ref} pendant une période D_1 .

Alors, le gestionnaire du parking souhaite déterminer un plan de charge pour les VE de manière :

- Premièrement, à limiter la puissance de consommation totale dans la période de D_1
- Deuxièmement, à minimiser le pic de consommation totale dans le temps restant D_2

IV.3.2.c. Algorithme pour réaliser les applications 1 et 2

Dans cette section, la méthode de bisection présentée dans IV.2.1.d est encore réutilisée.

Nouvelle fonction objectif pour toutes applications 1 et 2:

$Z = \min \left(\sum_{i=1}^{N_{EV}} \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} \right)$	(IV.32)
---	---------

- Contraintes pour l'application 1

$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b + PV_t \text{ avec } \forall t \in [1 N_T] \\ N_T \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = E_i \\ 0 \leq X_{it} \leq P_{VEmax} \end{array} \right.$	(IV.33)
--	---------

- Contraintes pour l'application 2

$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b_{ref} + PV_t \text{ avec } \forall t \in D_1 \\ \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b + PV_t \text{ avec } \forall t \in D_2 \\ N_T \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = E_i \\ 0 \leq X_{it} \leq P_{VEmax} \end{array} \right.$	(IV.34)
--	---------

Le problème (IV.19) avec les contraintes (IV.20)(IV.21) est résolu par programmation linéaire. La formule générale s'écrit sous la forme :

$\min_X fX \text{ sous contraintes } \left\{ \begin{array}{l} A \cdot X \leq b \\ A_{eq} \cdot X = b_{eq} \\ 0 \leq X_{it} \leq P_{VEmax} \end{array} \right.$	(IV.35)
--	---------

f , b , b_{eq} sont des vecteurs, A et A_{eq} sont des matrices, et la solution X is un vecteurs dont les éléments soient 0 ou 1. A , A_{eq} , b , b_{eq} et X sont explorés comme dans (IV.13), mais ici les variables X sont des nombres réels, situe entre 0 et P_{VEmax} .

La Figure IV.21 présente l'algorithme pour les applications 1 et 2. On peut remarquer que la seule différence par rapport à l'algorithme de la Figure IV.6 c'est que la programmation linéaire en nombre réel est utilisée, alors le calcul prend moins de temps.

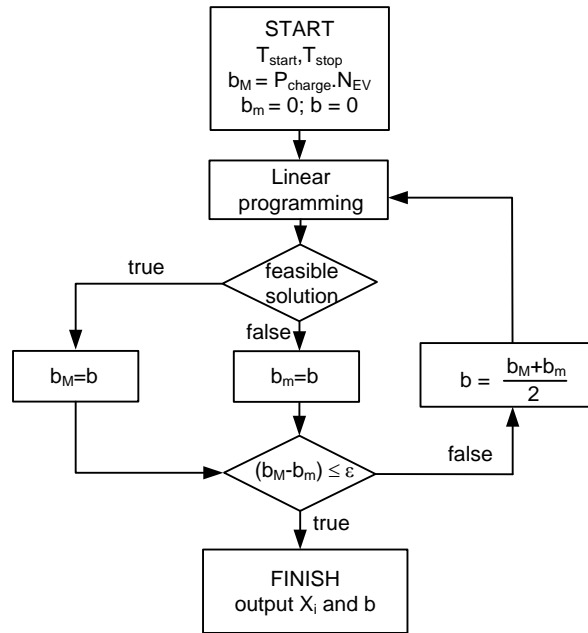


Figure IV.21. Algorithme pour chercher le point de fonctionnement optimal du parking avec la présence du PV

IV.3.2.d. Résultat d'optimisation

Paramètres : 20 VE, temps d'arrivée aléatoire entre 7 à 9h, temps de départ aléatoire entre 17 à 19h, SOC initial aléatoire entre 10% à 90%

Dans le cas où $E_{PV} < E_{EV}$, le parking consomme l'énergie du réseau

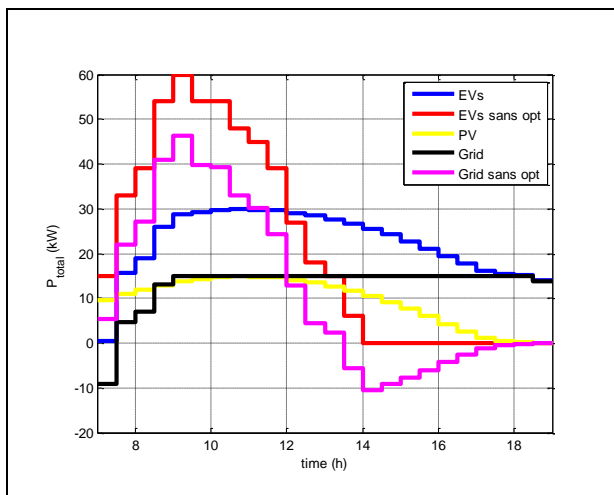


Figure IV.22. Puissance des composantes du système dans application 1

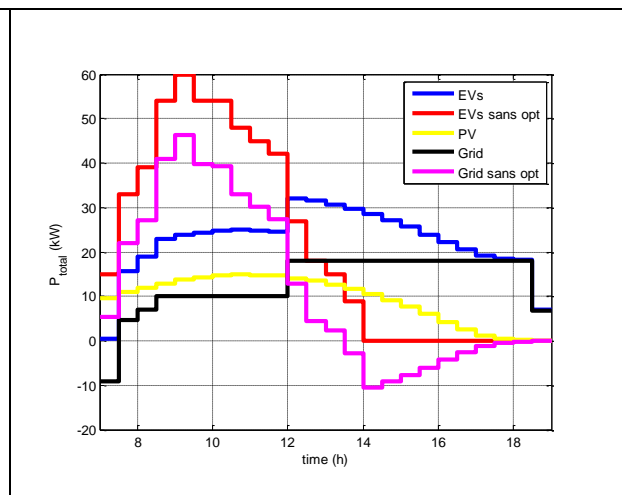


Figure IV.23. Puissance des composantes du système dans application é

Dans le cas où $E_{PV} > E_{EV}$, le parking injecte l'énergie au réseau

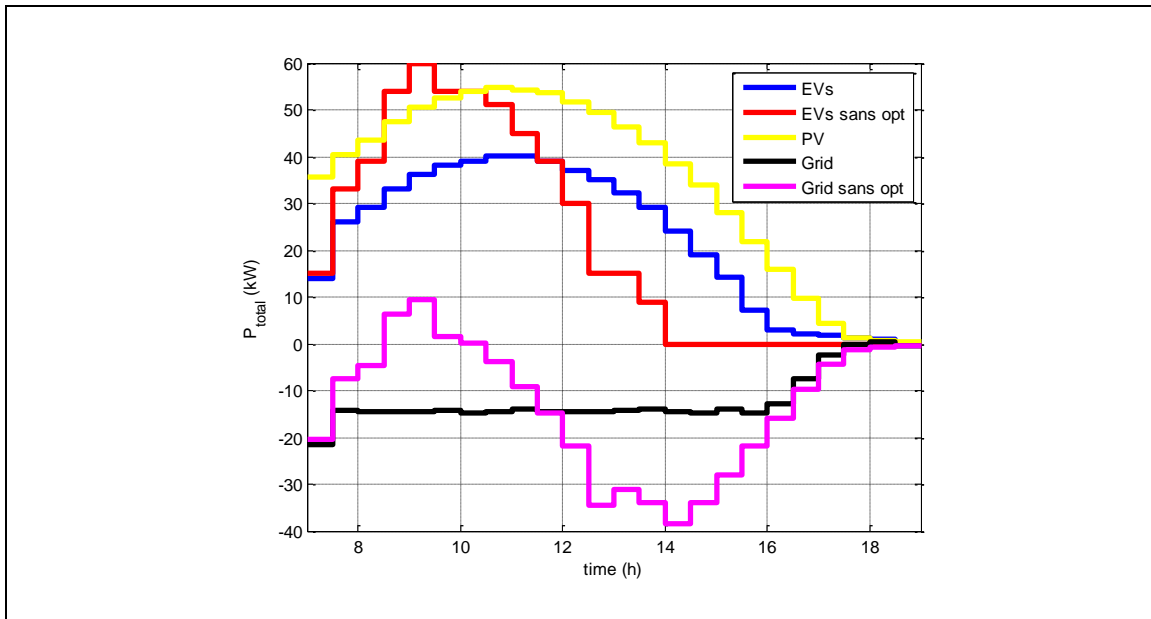


Figure IV.24. Lissage de puissance injectée au réseau dans le cas $E_{PV} > E_{EV}$

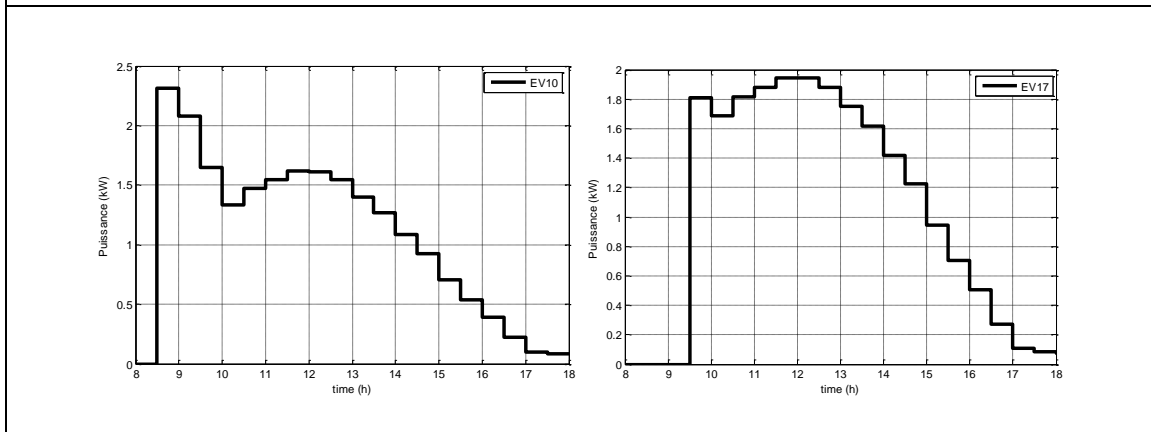


Figure IV.25. Puissance de charge du VE7 et VE17

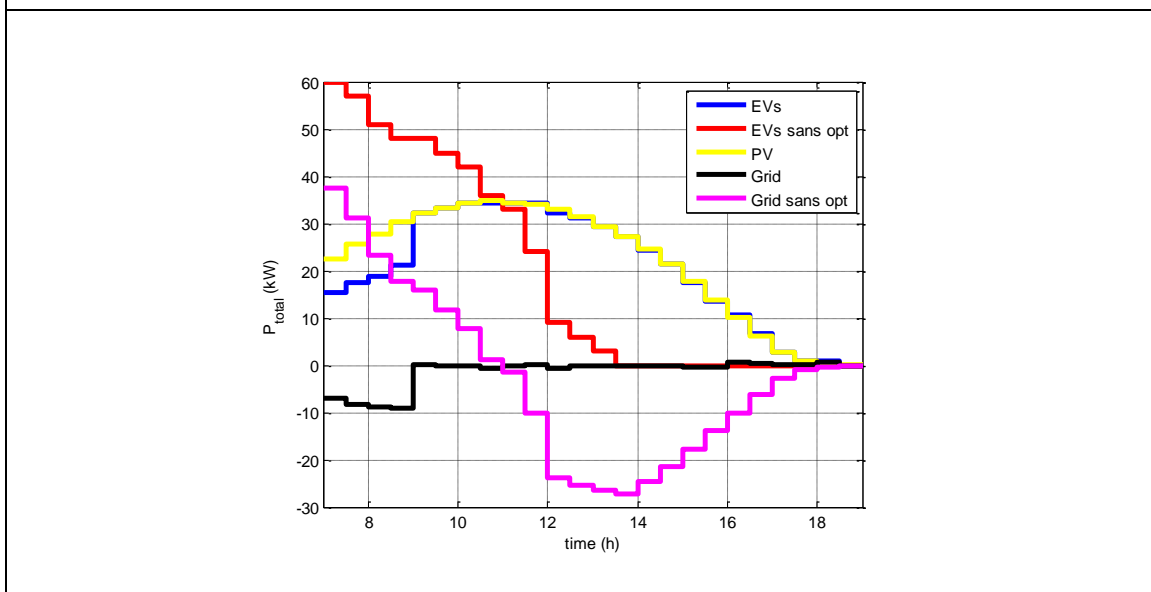


Figure IV.26. Lissage de puissance injectée au réseau dans le cas $E_{PV} = E_{EV}$

Remarque : Quand $E_{pv}=E_{ve}$, les deux résultats se rejoignent, il est évident que la puissance soutirée du réseau peut être annulée (Figure IV.26).

IV.4. Stratégies de recharge de VE minimisant le coût de recharge

Cette partie propose une solution visant à réduire le coût de recharge du parking. Deux types de chargeur sont toujours étudiées : chargeur on/off et chargeur modulé [89].

IV.4.1. Charge on/off

IV.4.1.a. Formule

La fonction objectif s'écrit sous la forme :

$Z = \min \left(\sum_{t=1}^{N_T} C_t \sum_{i=1}^{N_{VE}} P_{VEi} X_{it} \right)$	(IV.36)
---	---------

C_t prix d'énergie acheté au réseau dans l'intervalle t (euros/kWh)

La variable X_{it} satisfait aux contraintes (IV.37) ou (IV.38) :

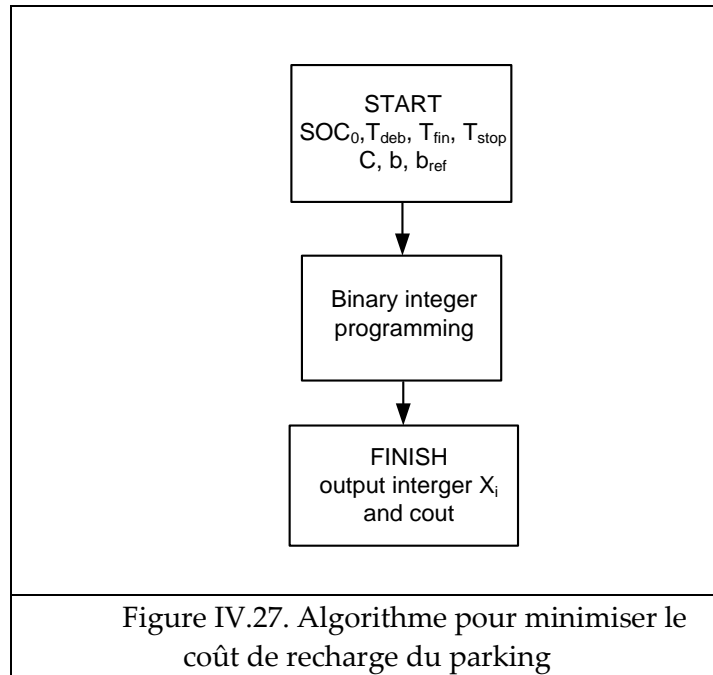
$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b \text{ with } \forall t \in [1 N_T] \\ \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = T_i \\ X_{it} \in \{0,1\} \end{array} \right.$	(IV.37)
---	---------

b représente la puissance totale limitée du parking.

$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b_{ref} \text{ with } \forall t \in D1 \\ \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b \text{ with } \forall t \in D2 \\ \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = T_i \\ X_{it} \in \{0,1\} \end{array} \right.$	(IV.38)
--	---------

b_{ref} représente la puissance limitée par le DSO dans une période $D1$, et $D2$ est le temps restant.

Le problème consiste à minimiser le coût (IV.36), ce qui signifie une programmation linéaire en nombres entiers dont l'algorithme est présenté dans la Figure IV.27



IV.4.1.b. Résultat d'optimisation

On prend les données de prix d'électricité sur une semaine, du Lundi 06 Mai au Dimanche 12 Mai 2013 [90].

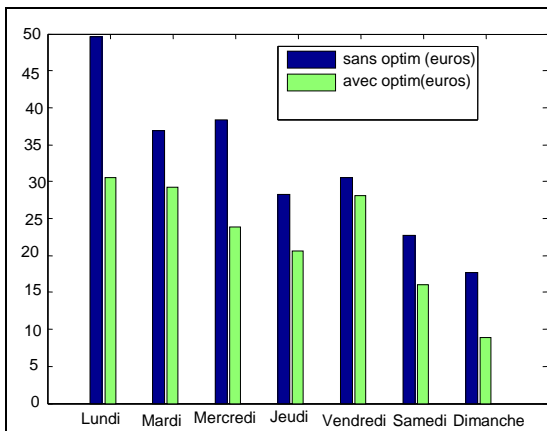


Figure IV.28. Coût de charge sans et avec minimisation

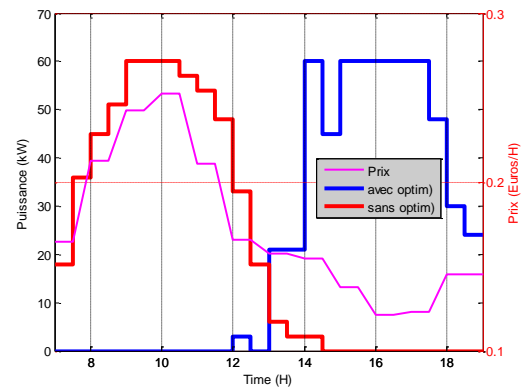


Figure IV.29. Puissance du parking sans et avec l'optimisation de coût

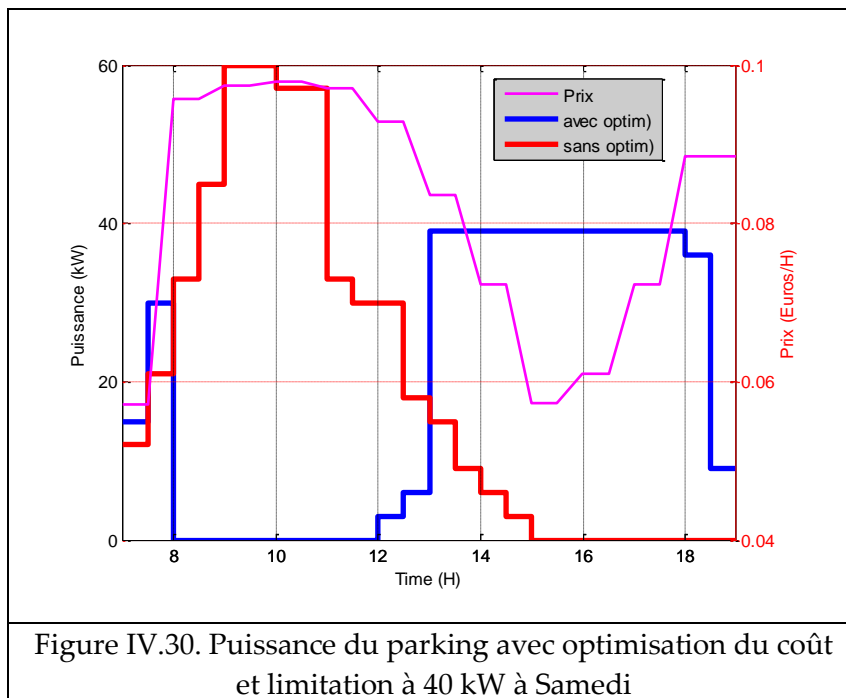
Simulation aléatoire faite 10 fois et à chaque fois, 20 voitures sont arrivées et parties de manières aléatoires avec une charge en tout ou rien. La Figure IV.28 montre le résultat moyen de ces 10 fois. On peut remarquer que l'algorithme d'optimisation planifie la charge des VE vers la période du prix le plus faible ceci pour minimiser le coût, voir Figure IV.29.

Le Tableau IV.3 montre le taux de réduction du coût de la recharge. En fin de semaine (06-12 Mai 2013), avec l’algorithme d’optimisation, on peut économiser 43.58 euros, soit 28% du coût initial.

	sans opt	avec opt	% réduction
Lundi	37,76	31,80	15,86
Mardi	35,35	28,38	19,76
Mercredi	18,09	12,02	33,58
Jeudi	19,10	10,48	45,17
Vendredi	25,40	14,60	42,52
Samedi	11,41	9,29	18,60
Dimanche	8,56	5,52	35,53
Total	155,68	112,09	28

Tableau IV.3. Résultat du calcul d’optimisation

La Figure IV.30 montre la minimisation du coût de charge et en même temps, la limitation de la puissance à 40 kW.



IV.4.2. Charge modulée

IV.4.2.a. Formule

La fonction objectif s'écrit sous la forme :

$Z = \min \left(\sum_{t=1}^{N_T} C_t \sum_{i=1}^{N_{VE}} X_{it} \right)$	(IV.39)
---	---------

C_t prix d'énergie acheté au réseau dans l'intervalle t (euros/kWh)

La variable X_{it} représente la puissance de recharge, et satisfait aux contraintes (IV.40)

ou (IV.41) :

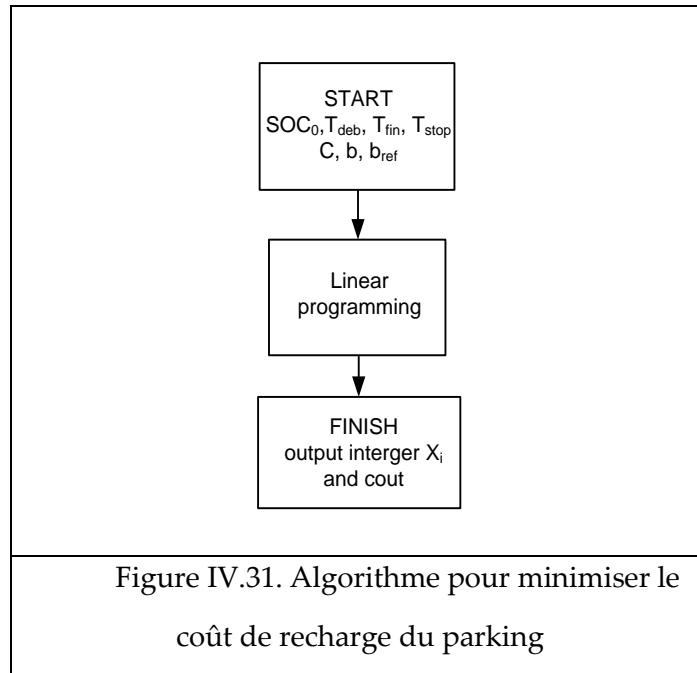
$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b \text{ with } \forall t \in [1 N_T] \\ \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = T_i \\ 0 \leq X_{it} \leq P_{VEmax} \end{array} \right.$	(IV.40)
---	---------

b représente la puissance totale limitée du parking.

$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b_{ref} \text{ with } \forall t \in D1 \\ \sum_{i=1}^{N_{EV}} X_{it} \leq b \text{ with } \forall t \in D2 \\ \sum_{t=1}^{N_T} X_{it} = T_i \\ 0 \leq X_{it} \leq P_{VEmax} \end{array} \right.$	(IV.41)
--	---------

b_{ref} représente la puissance limitée par DSO dans une période $D1$, et $D2$ est le temps restant.

Le problème consiste à minimiser le coût (IV.36) ce qui signifie une programmation linéaire en nombres réel dont l'algorithme est présenté dans la Figure IV.31.



IV.4.2.b. Résultat d'optimisation

On prend les données de prix d'électricité sur une semaine du Lundi 22 Avril au Dimanche 28 Mai 2013 [90]

Simulation aléatoire faite 10 fois et à chaque fois 20 voitures sont arrivées et parties de manières aléatoires, mais la charge est cette fois ci modulée. La Figure IV.32 montre le résultat moyen de ces 10 essais. On peut remarquer que l'algorithme d'optimisation planifie la charge des VE vers la période des prix les plus faibles ceci afin de minimiser le coût, voir Figure IV.33.

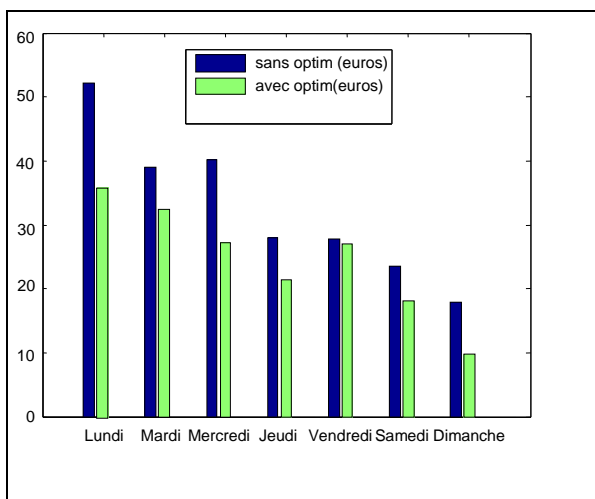


Figure IV.32. Coût de recharge dans une semaine

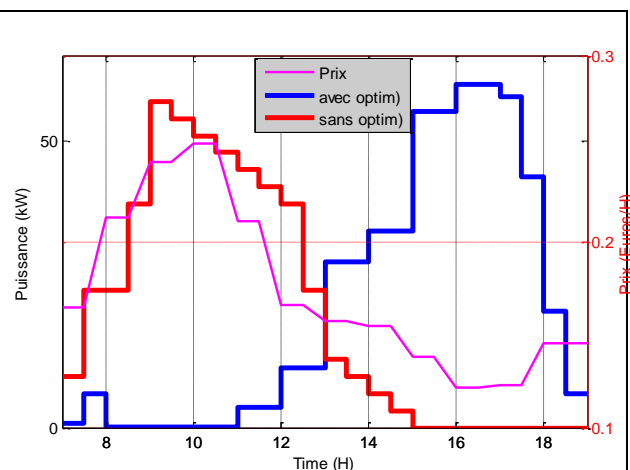
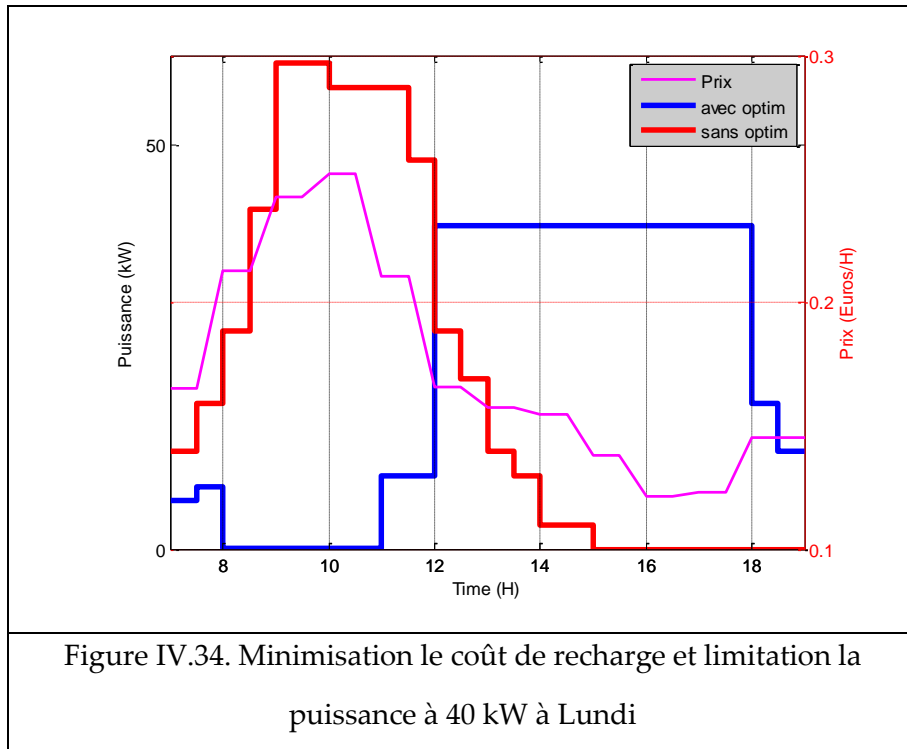


Figure IV.33. Puissance de recharge du parking à Lundi

La Figure IV.34 montre la minimisation du coût de recharge et en même temps, la limitation de la puissance à 40 kW.



IV.4.3. Minimisation du coût de recharge en présence de PV

Dans cette partie, on considère un parking en présence d'un générateur PV. La quantité et le prix de l'énergie PV du parking vendue au réseau sont fixés. Alors, non seulement le parking achète l'électricité pour charger des VE, mais il peut vendre l'énergie PV au réseau si l'énergie photovoltaïque E_{PV} est supérieure à celle demandée par les VE : $E_{PV} > E_{VE}$.

Certains gestionnaires de réseaux, comme en Allemagne, encouragent l'autoconsommation qui signifie charger prioritairement les véhicules électriques via le PV. Alors, on considère deux cas différents :

- Si $E_{PV} > E_{VE}$, tous les VE doivent être chargés par le PV, l'énergie résiduelle du PV est vendue au réseau (on revient au problème de maximiser l'utilisation de la production PV dans IV.3)
- Par contre, si $E_{PV} < E_{VE}$, toute l'énergie PV doit d'abord être utilisée pour charger les VE, le reste est acheté du réseau.

Le problème est de planifier la charge des VE de manière minimiser le coût de l'énergie.

Deux types de recharges sont encore étudiés.

IV.4.3.a. Charge tout ou rien

Si $E_{PV} > E_{VE}$, la fonction objectif s'écrit dans (IV.23) :

$z_1 = \min \left\{ \max_{t \in D} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{VE}} P_{VEi} X_{it} - PV_t \right\} \right\}$	(IV.23)
---	---------

Si $E_{PV} < E_{VE}$, la fonction objectif s'écrit sous forme :

$z_2 = \min \left(\sum_{t=1}^{N_T} C_t \sum_{i=1}^{N_{VE}} (P_{VEi} X_{it} - PV_t) \right)$	(IV.42)
$P_{VEi} X_{it} \geq PV_t \quad \forall t$	

C_t prix de l'énergie achetée au réseau dans l'intervalle t (euros/kWh)

Les contraintes (IV.37)(IV.38) sont réutilisées et on ne les réécrit plus.

(IV.23) signifie que toute l'énergie nécessaire pour recharger les VE provient du PV.

(IV.42) signifie la minimisation du coût de recharge des VE, en plus, toute l'énergie du PV est utilisée pour la recharge des VE.

Comme $X_{it} \in \{0,1\}$, le problème de minimisation du coût peut se résoudre par une programmation linéaire en nombres entiers.

Résultat d'optimisation du cas suivant : 20 VE, temps d'arrivée aléatoire entre 7 à 9h, temps de départ aléatoire entre 17 à 19h, SOC initial aléatoire entre 10% à 90%.

On suppose que le prix de vente PV au réseau est 0.13 euros/kWh

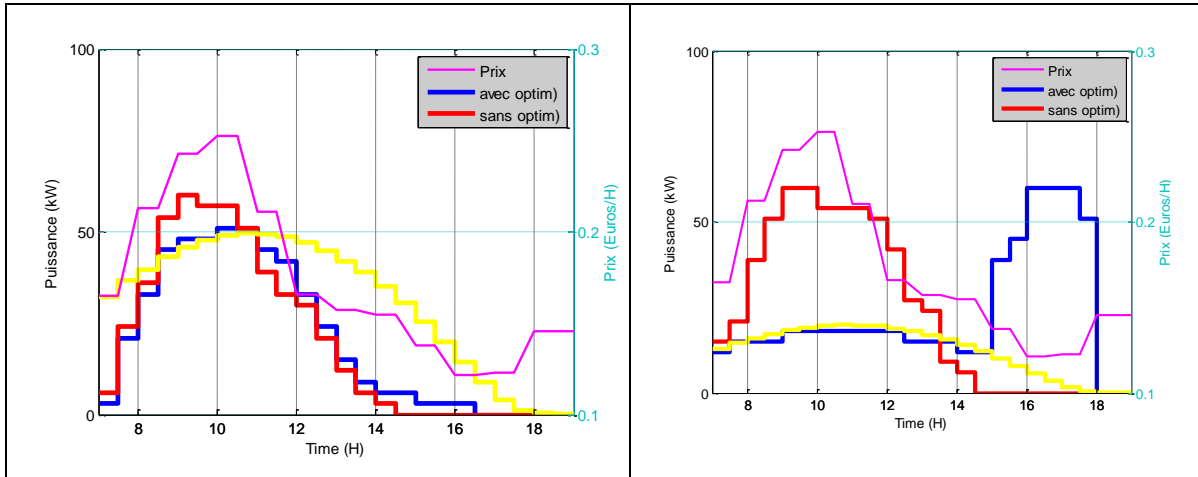


Figure IV.35. Puissance du système en cas $E_{PV} > E_{VE}$

Figure IV.36. Puissance du système en cas $E_{PV} < E_{VE}$ et donnée de prix à Lundi

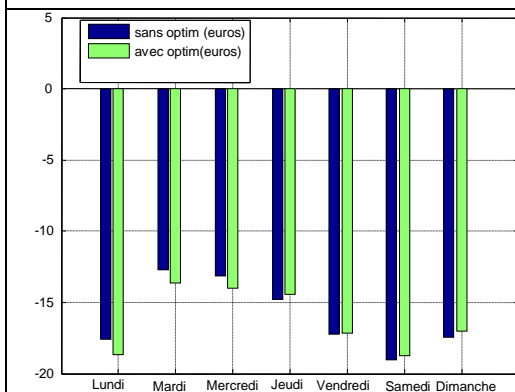


Figure IV.37. Coût de charge du parking dans une semaine, cas $E_{PV} > E_{VE}$

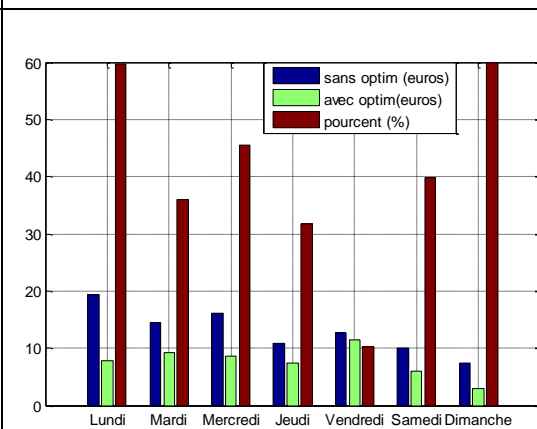


Figure IV.38. Coût de charge du parking dans une semaine, cas $E_{PV} < E_{VE}$

IV.4.3.b. Charge modulée

Si $E_{PV} > E_{VE}$, la fonction objectif s'écrit dans (IV.30):

$$z1 = \min \left\{ \max_{t \in D} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{VE}} X_{it} \right\} \right\} \quad (IV.30)$$

Si $E_{PV} < E_{VE}$, la fonction objectif s'écrit sous forme :

$z_2 = \min \left(\sum_{t=1}^{N_T} C_t \sum_{i=1}^{N_{VE}} (P_{VEi} X_{it} - PV_t) \right)$ $P_{VEi} X_{it} \geq PV_t \quad \forall t$	(IV.43)
---	---------

Les contraintes (IV.40)(IV.41) sont réutilisées.

(IV.30) signifie que toute l'énergie de recharge des VE provient du PV.

(IV.42) signifie la minimisation du coût de recharge des VE, en plus, toute l'énergie du PV est utilisée pour cette recharge.

Comme $X_{it} \in [0 P_{VEmax}]$, le problème de minimisation du coût peut être résolu par une programmation linéaire en nombres réels.

Résultat d'optimisation d'un cas : 20 VE, temps d'arrivée aléatoire entre 7 à 9h, temps de départ aléatoire entre 17 à 19h, SOC initial aléatoire entre 10% à 90%.

Suppose que le prix de vente PV au réseau est 0.13 euros/kWh.

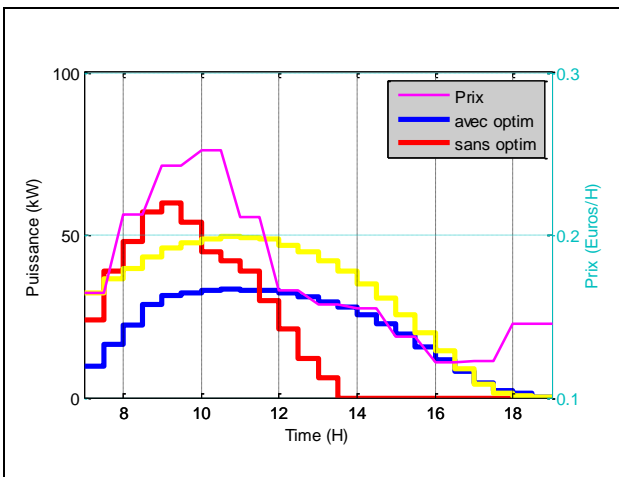


Figure IV.39. Puissance du système dans le cas $E_{PV} > E_{VE}$

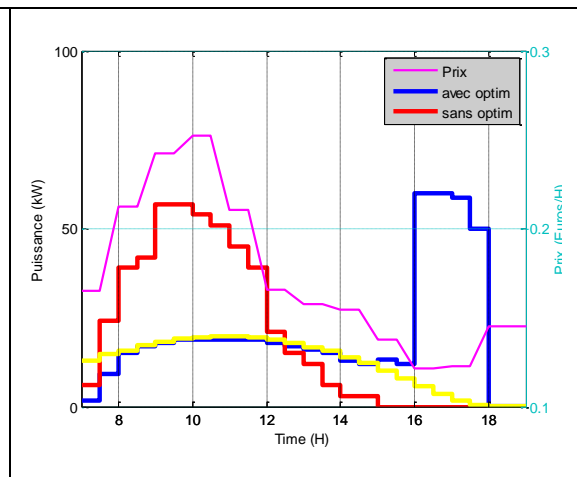


Figure IV.40. Cas $E_{PV} < E_{VE}$ et le prix à Lundi

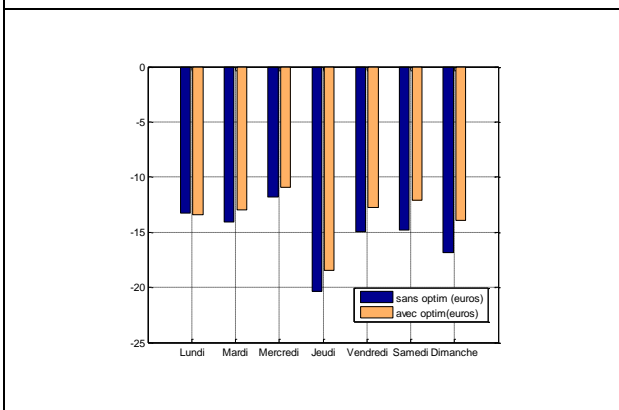


Figure IV.41. Coût de recharge du parking dans une semaine, cas $E_{PV} > E_{VE}$

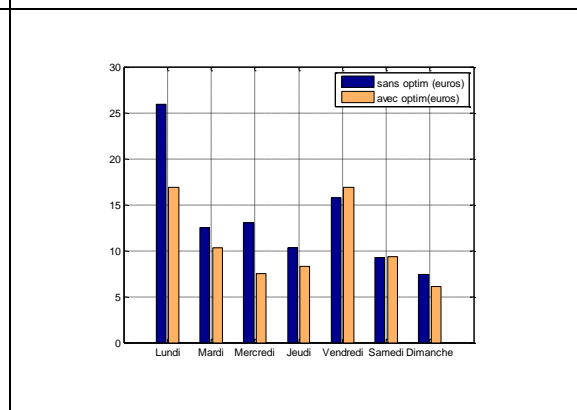
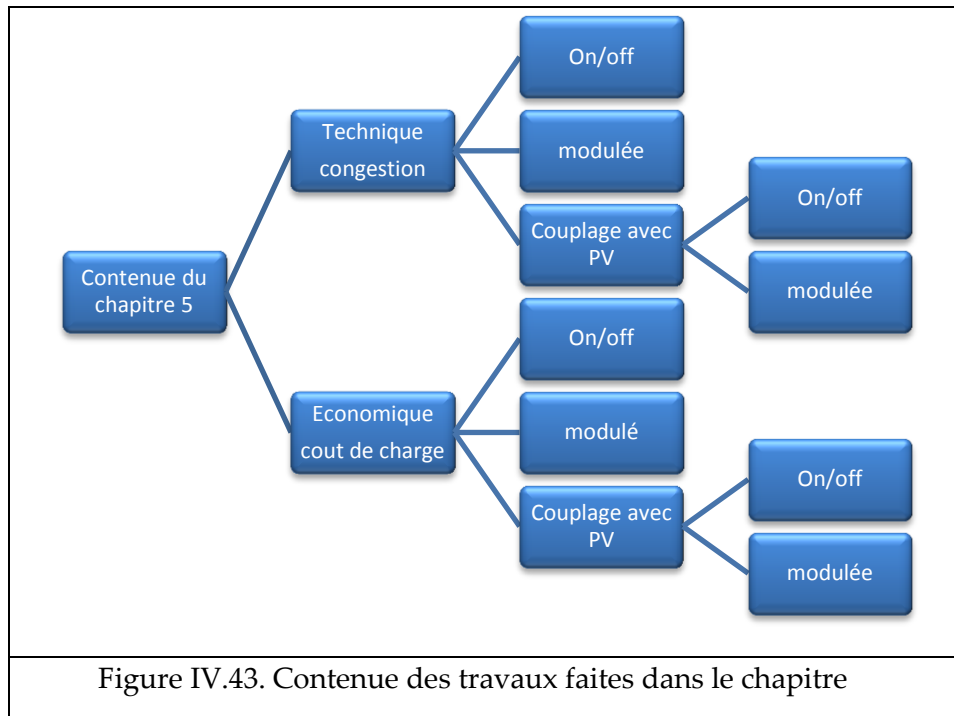


Figure IV.42. Coût de recharge du parking dans une semaine, cas $E_{PV} < E_{VE}$

IV.5. Conclusion du chapitre

Les problèmes abordés dans le chapitre concernent une station de recharge et sont présentés dans la Figure IV.43.



Nous avons proposé des algorithmes d'optimisation avec deux types de recharge du VE : la charge On/off et la charge modulée ; le parking de recharge étant ou non associé à un parc de PV. L'objectif des algorithmes est de résoudre un problème technique (la puissance du parking) et économique (coût d'énergie). Les algorithmes tiennent compte des temps d'arrivée et temps de départ aléatoires des VE. Des solveurs linéaires sont utilisés pour résoudre les problèmes : les calculs sont rapides (quelques secondes pour un parking d'une centaine de VE). Les applications avec la recharge modulé prennent toujours moins de 1s (même des centaine VE). Les applications avec la recharge on/off prennent plus de temps, environ 2 seconds pour 20 VE et intervalle on/off de 30minutes (les calculs sont réalisé sur un ordinateur : CPU Intel Core i7-2600 CPU 3.4GHz 4G RAM, MatLab version 7.14.0.739).

Si le parking est associé à un parc PV, les algorithmes demandent une prévision de puissance PV : malgré la progression des techniques de prévision, c'est encore un point faible de ces algorithmes. Pour surmonter cet inconvénient, on passe au chapitre V dans lequel des stratégies de contrôle en temps réel sont proposées.

CHAPITRE V :

Stratégies de contrôle en temps réel des systèmes PV et VE

SOMMAIRE

<i>CHAPITRE V : Stratégies de contrôle en temps réel des systèmes PV et VE.....</i>	<i>150</i>
V.1. Introduction	151
V.2. Description de la solution technique proposée et ses avantages	152
V.2.1. Description de la solution technique (Figure V.1)	152
V.2.2. Avantages de la méthode proposée.....	153
V.3. Stratégies de recharge de VE afin de réduire des pics de consommation (gestion de congestion)	155
V.3.1. Réduire le pic de consommation.....	155
V.3.2. Contrôle de la recharge des VE respectant une consigne de puissance.....	158
V.4. Stratégies de recharges de VE maximisant l'utilisation de la production PV160	
V.5. V2G (charge et décharge) contrôle de la recharge des VE respectant la consigne de puissance	165
V.6. Conclusion du chapitre.....	167

V.1. Introduction

Le VE pourra être utilisé comme source d'énergie d'appoint, l'énergie stockée dans ses batteries pourrait être utilisée pour soutenir le réseau en cas de pic de consommation ou en cas d'urgence (coupure de liaison). Le VE pourra donc s'intégrer dans les réseaux intelligents futurs (Smart Grids), car on peut considérer un VE comme une charge pilotable relativement flexible.

L'objectif de ce chapitre consiste donc à faire participer en temps réel les VE aux services système :

- Gérer les congestions afin de minimiser la puissance appelée au réseau.
- Maximiser l'utilisation de l'énergie PV pour recharger les véhicules afin de minimiser les impacts sur le réseau.
- Utiliser les VE pour injecter une puissance au réseau, et contribuer à sa sûreté en cas de défaut.

Dans le cadre de ce chapitre, les méthodes proposées sont appliquées pour contrôler la puissance de charge des véhicules électriques en mode de recharge numéro 3 (déjà présenté dans la section II.2.1) : raccordement direct du VE au réseau principal de distribution AC avec une prise de courant spécifique et un circuit dédié, les fonctions de contrôle et de protection étant installées de façon permanente dans l'installation.

Il existe plusieurs méthodes de gestion de la recharge des VE. La plupart d'entre elles sont basées sur la gestion planifiée (ou optimisée) de la recharge des VE comme présentée dans le chapitre précédent.

Parmi les quelques méthodes existantes (par exemple [20], [91], [92]) certaines présentent des limitations :

- Les méthodes d'optimisation [20], [91], [92], nécessitent un temps de simulation très important
- Les méthodes [20], [91], [92] ont besoin d'une prévision précise de la production PV, ce qui est impossible pour une source intermittente comme la production PV
- Les méthodes proposées dans [20], [91], [92] ne permettent pas un couplage avec une source PV

- Ces méthodes ne sont pas flexibles car, elles nécessitent plusieurs paramètres dont la connaissance n'est pas accessible (ex : type de VE, SOC des VE...)
- Elles ne permettent pas de travailler en temps réel [20], [91]
- Les méthodes présentées dans [20] [91] concernent la recharge des VE, seulement pour des applications résidentielles
- La méthode proposée dans [92], peut être appliquée en temps réel, mais elle fonctionne en mode on-off.

Les inconvénients majeurs de ces méthodes sont les suivants :

- Elles ont besoin d'une connaissance précise des types de VE et des SOC des VE
- Elles dépendent fortement du moment d'arrivée et du moment de départ
- Elles demandent des efforts de calcul importants.

Notamment, les méthodes de gestion d'une flotte de VE nécessitent de disposer des informations suivantes concernant la variabilité des VE :

- Nombre de VE à gérer : en réalité ce nombre est variable
- Capacité de batterie de chaque VE (ex : 25 kWh) : ces informations techniques sont peu accessibles.
- Profil de recharge de chaque VE (ex : 3 kW) : ces informations techniques sont peu accessibles.
- Les méthodes d'optimisation exigent un nombre important de données et paramètres.

Dans le cadre de ce chapitre, nous proposons une solution innovante appliquée à trois applications, qui peut surmonter les inconvénients des méthodes listées ci-dessus.

V.2. Description de la solution technique proposée et ses avantages

V.2.1. Description de la solution technique (Figure V.1)

Cette partie est basée sur un brevet en cours de dépôt, et c'est pourquoi la description concrète ne fait pas partie de la version publique du mémoire.

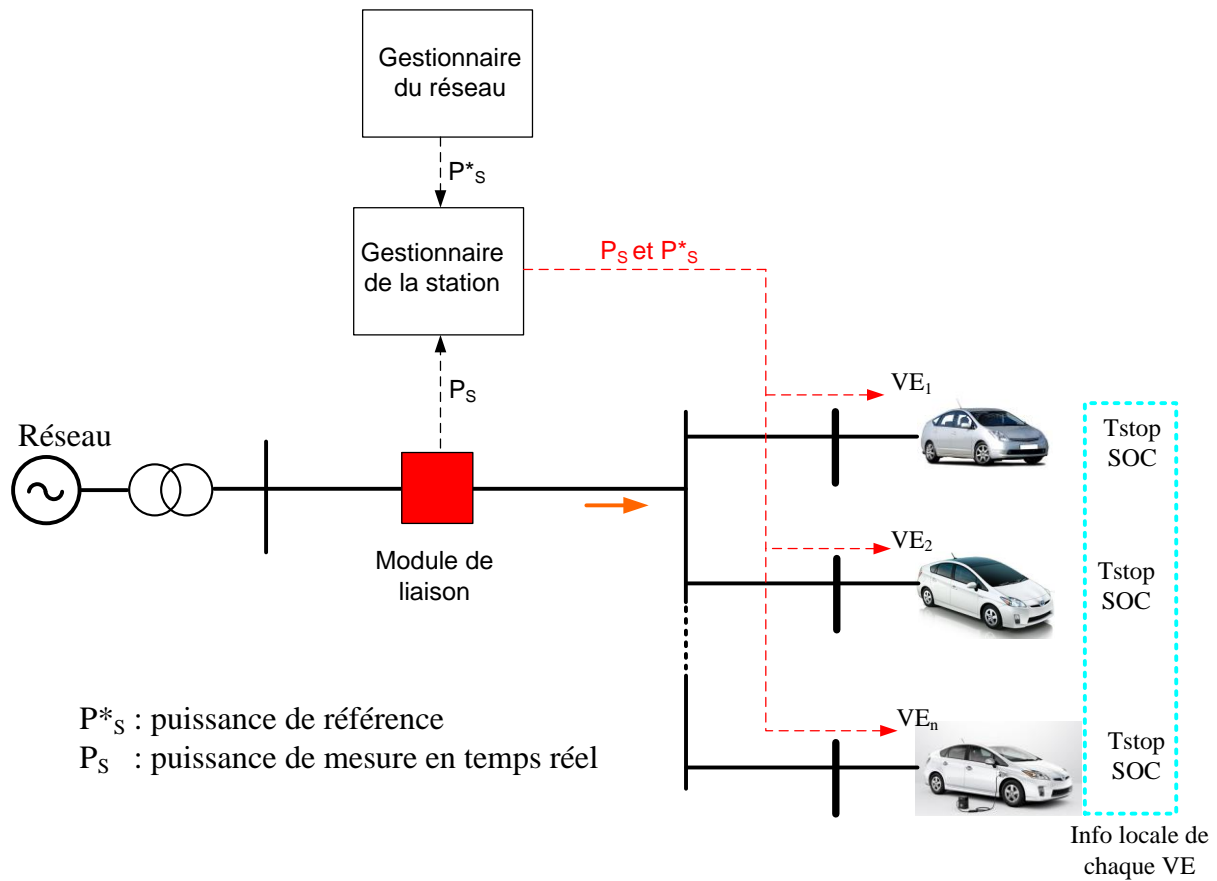


Figure V.1. Système de recharge d'un parking de VE

Où :

Module de liaison : l'entrée électrique du parking, qui connecte le parking avec le réseau, et qui mesure la puissance du parking en temps réel

Gestionnaire du réseau : DSO ou TSO, qui impose le consigne de puissance au parking par exemple en cas de défaut, DSO veut réduire la puissance du parking.

Gestionnaire de la station : qui possède la capacité de communication (filaire ou sans fils), recevoir le signal de puissance du DSO, et envoyer deux signaux P_s et P^*_s à chaque VE.

V.2.2. Avantages de la méthode proposée

- C'est une méthode basée sur un contrôle auto-adaptatif sans besoin d'optimisation
- Cette méthode a besoin d'un minimum de communication coûteuse
- Différente de la méthode d'optimisation, elle ne demande pas d'informations difficiles à obtenir (ex : type de VE...)

- C'est une méthode pour les applications en temps réel
- Le temps de calcul est rapide, pratiquement instantané
- Elle permet de commander chaque VE à puissance variable de manière continue, donc leur puissance peut coller en permanence à la valeur de référence
- Souplesse : cette méthode ne demande pas à l'utilisateur de rentrer des informations compliquées (T_{start} , SOC, capacité de batteries...)
- Robustesse : elle trouve toujours la solution dans les différentes conditions fonctionnelles.
- La méthode permet de maximiser l'utilisation de l'énergie PV pour la recharge des VE
- Elle peut être appliquée pour différentes applications (flotte des VE en parking ou VE résidentiels).

V.3. Stratégies de recharge de VE afin de réduire des pics de consommation (gestion de congestion)

V.3.1. Réduire le pic de consommation

Hypothèse de simulation :

- Nombre de VE : 20 ;
- Capacité nominale des batteries : 24 kWh ;
- Puissance de recharge maximale : 3 kW ;
- Autonomie initiale : tirage aléatoire entre 40 et 60% selon une loi uniforme
- Moment de départ : Tirage aléatoire entre 16h00 à 19H00

VE	Tstart (H)	Tstop (H)	SOC (%)
1	7	18:36	45
2	7	18:00	50
3	7	17:54	54
4	7	18:48	58
5	7	17:12	60
6	7	18:24	51
7	7	18:24	42
8	7	17:30	43
9	7	17:54	45
10	7	16:42	57
11	7	16:36	45
12	7	17:48	57
13	7	18:24	45
14	7	18:48	59
15	7	16:48	47
16	7	17:54	44
17	7	17:42	45
18	7	16:30	52
19	7	17:18	49
20	7	16:54	47

1. Cas sans contrôle en temps réel :

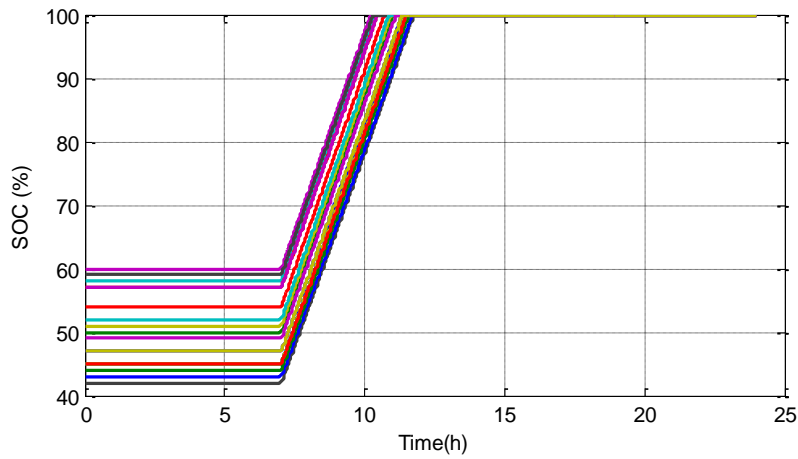


Figure V.2. Variation de SOC des VE

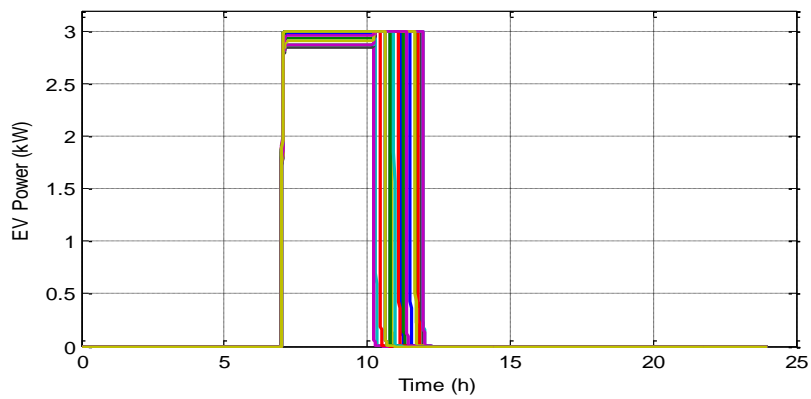


Figure V.3. Variation de puissance de recharge des VE

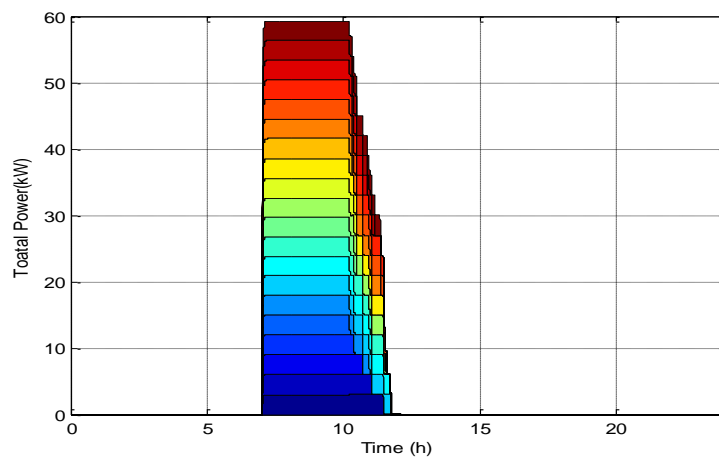


Figure V.4. Puissance totale appelée au réseau

Pic de consommation de la station $P_{max} = 60 \text{ kW}$

2. Cas avec le contrôle en temps réel

Au moment T=7H00 au matin, le gestionnaire du réseau a envoyé un ordre pour réduire la consommation totale de 60 kW à 25 kW

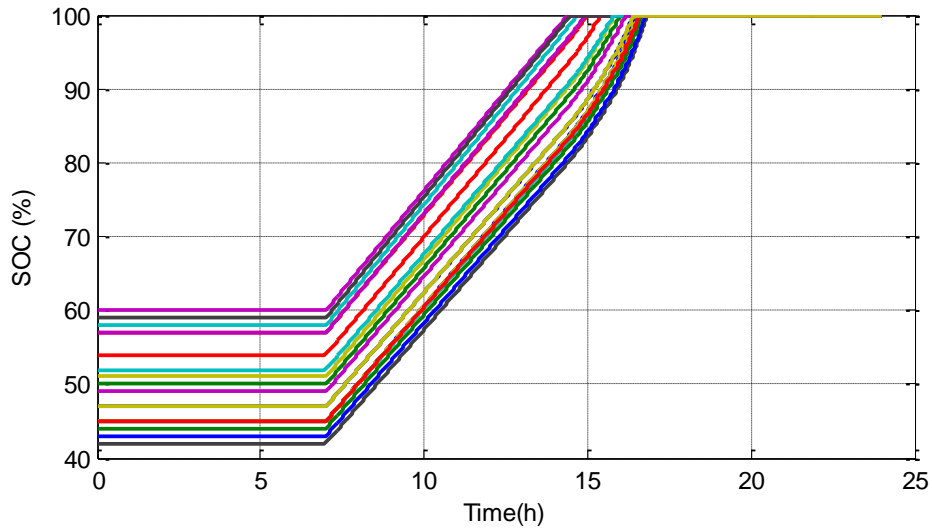


Figure V.5. Variation de SOC de VE

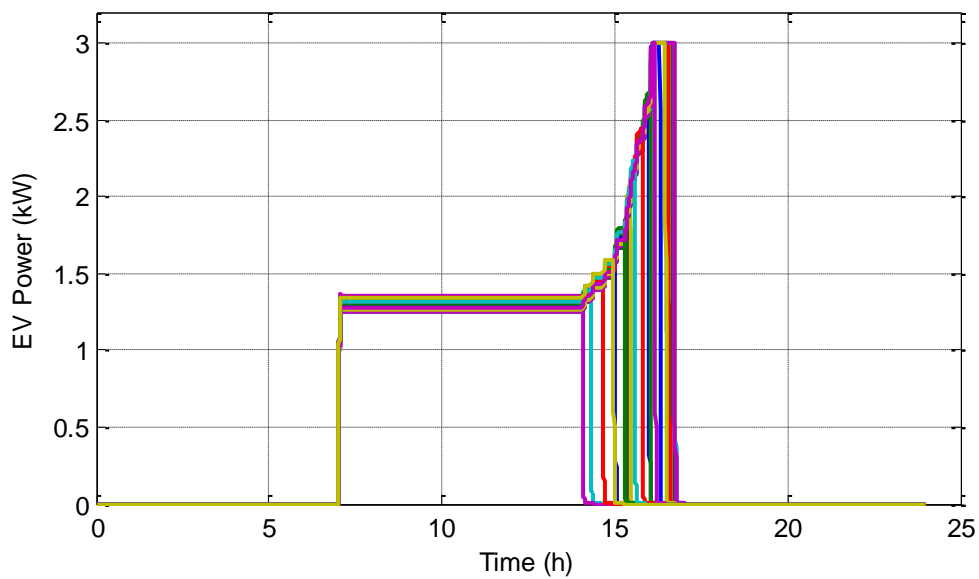


Figure V.6. Variation de puissance de recharge des VE

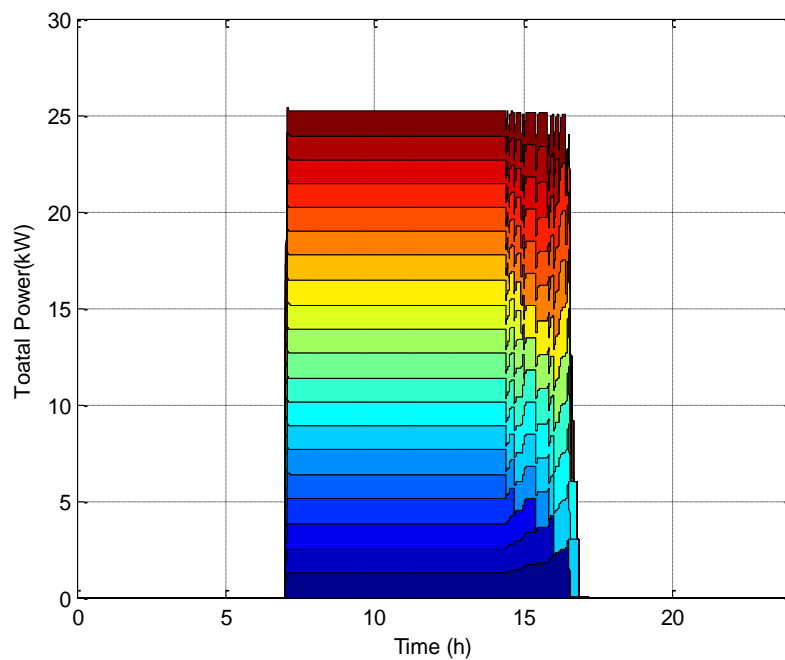


Figure V.7. Variation de puissance totale appelée au réseau

Pic de consommation de la station $P_{max} = 25 \text{ kW}$

Conclusion : La solution proposée permet de diminuer le pic de puissance de consommation du parking de 60kW à 25kW, en respectant toujours les contraintes : durée de recharge des voitures et SOC =100% au moment de leur départ.

V.3.2. Contrôle de la recharge des VE respectant une consigne de puissance

Hypothèse de simulation :

- Nombre de VE : 20 ;
- Capacité batterie : 24 kWh ;
- Puissance de recharge maximale : 3 kW;
- Autonomie initiale : tirage aléatoire entre 20 et 80% selon une loi uniforme
- Moment d'arrivée : tirage aléatoire entre 7H00 à 12H00
- Moment de départ : Tirage aléatoire entre 19H00 à 21H00

Le parc des voitures doit toujours satisfaire la consigne : limite de puissance totale P_s variable en fonction du temps :

- De 0h à 9h : $P_s < 25\text{kW}$
- De 9h à 11h : $P_s < 15\text{kW}$

- De 11h à 14h : $P_s < 20\text{kW}$
- De 14h à 24h : $P_s < 40\text{kW}$

Ces consignes de puissance sont envoyées par le gestionnaire du réseau aux moments correspondants 6h, 9h, 11h, 14h

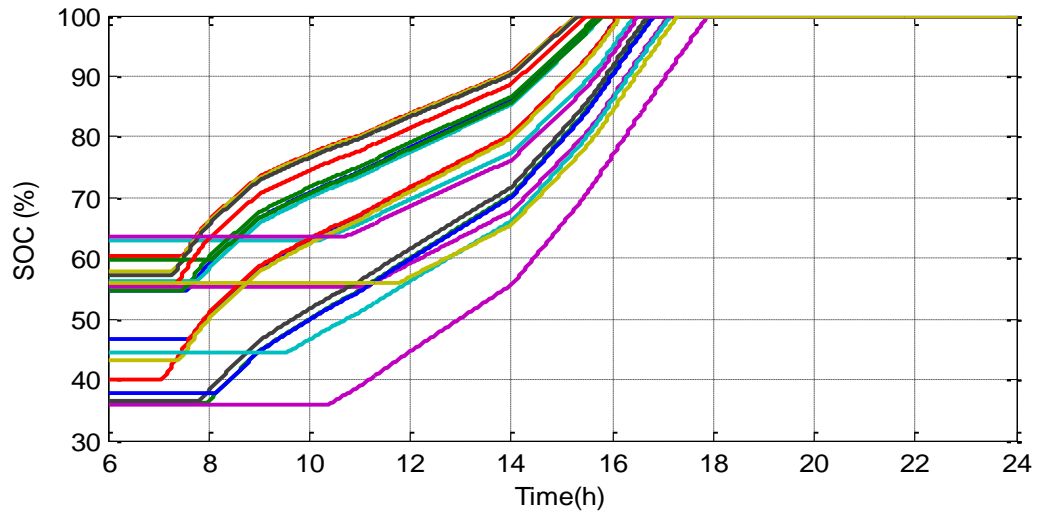


Figure V.8. Variation de SOC des VE

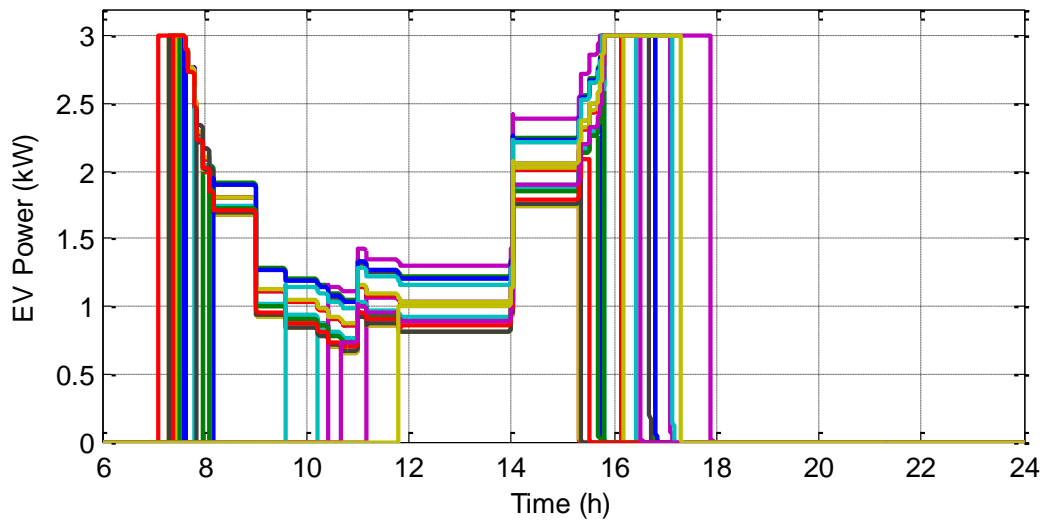


Figure V.9. Variation de puissance de charge des VE

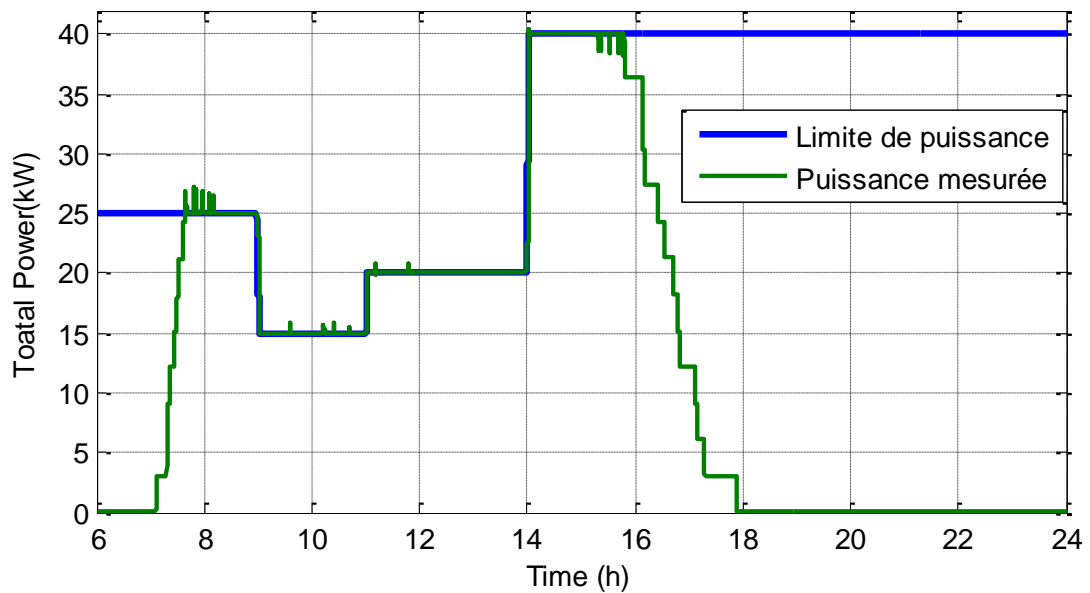


Figure V.10. Variations de la limite de puissance autorisée et de la puissance totale appelée au réseau

Conclusion : La solution proposée permet de respecter la puissance imposée par le gestionnaire à n'importe quel moment. La méthode s'adapte en fonction de situation réelle des aléas des VE. Grâce à la méthode proposée, la puissance de chaque VE est régulée et la puissance totale du parc satisfait toujours la consigne demandée.

V.4. Stratégies de recharges de VE maximisant l'utilisation de la production PV

Hypothèse de simulation :

- Nombre de VE : 20 ;
- Capacité batterie : 24 kWh ;
- Puissance de recharge maximal : 3 kW;
- Autonomie initiale : tirage aléatoire entre 20 et 80% selon une loi uniforme
- Moment d'arrivée : tirage aléatoire entre 7H00 à 12H00
- Moment de départ : Tirage aléatoire entre 19H00 à 21H00

VE	Tstart (H)	Tstop (H)	SOC (%)
1	8:01	20:30	54.67
2	7:58	19:30	36.07

3	8:51	20:00	60.47
4	10:13	20:22	63.02
5	11:10	20:46	55.36
6	8:07	20:55	57.73
7	8:57	20:04	57.29
8	8:39	19:16	46.77
9	7:31	19:16	54.66
10	8:28	19:30	40.14
11	8:10	20:40	56.18
12	10:24	19:30	35.95
13	8:25	20:37	43.31
14	8:49	19:28	36.39
15	8:10	20:34	37.91
16	9:04	19:40	59.7
17	8:22	19:22	55.84
18	9:34	19:30	44.51
19	10:40	20:13	63.51
20	11:48	19:55	56.03

1. Cas sans contrôle en temps réel

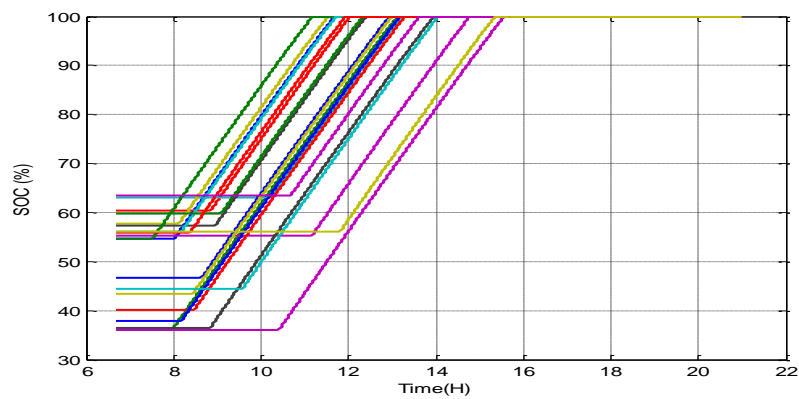


Figure V.11. Variation du SOC des VE

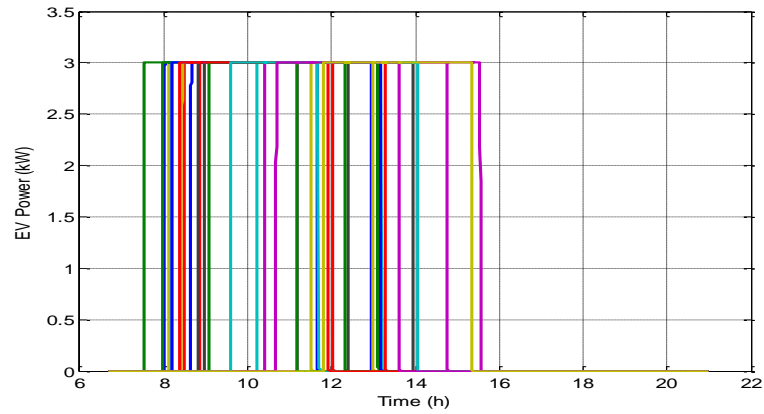


Figure V.12. Variation de puissance de recharge des VE

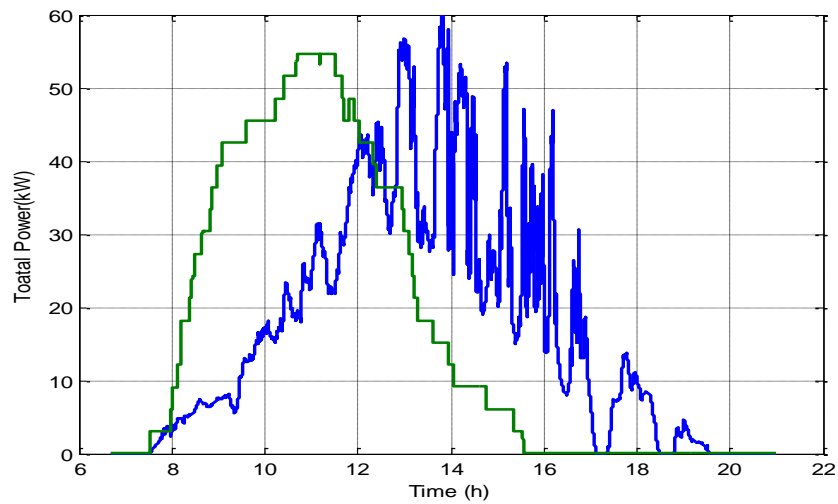


Figure V.13. Variations de puissance PV et de puissance appelée au réseau

Taux de couverture solaire : 55.62 %

2. Avec contrôle en temps réel

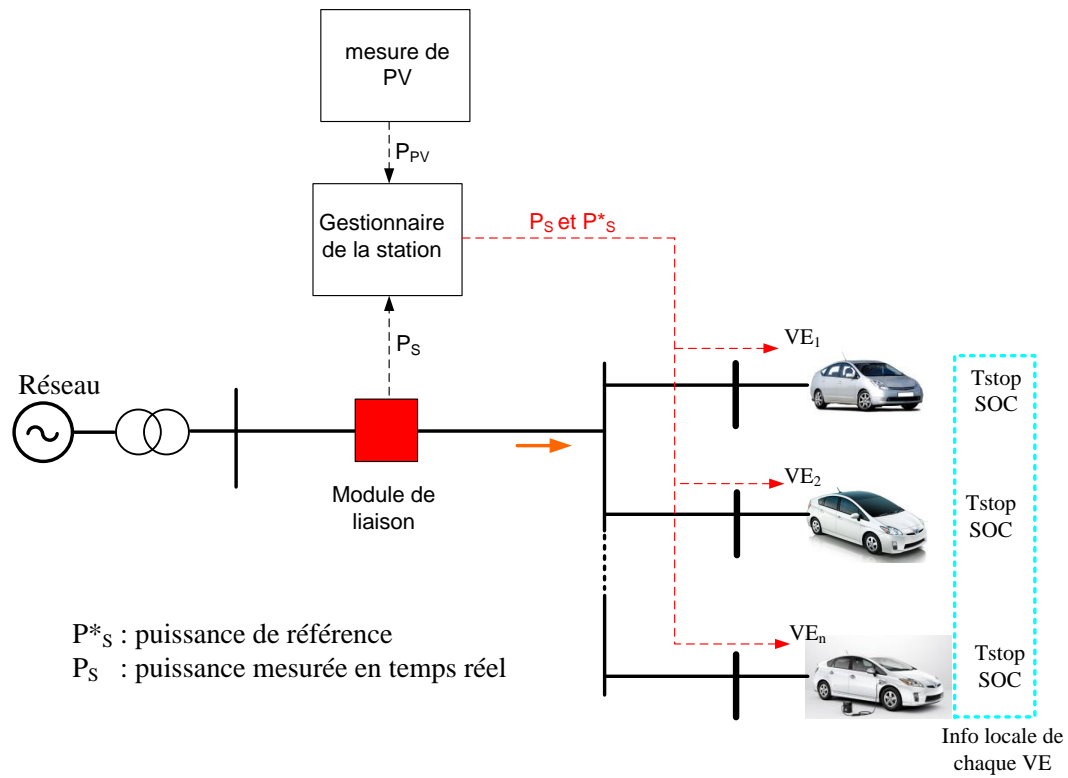


Figure V.14. Schéma de commande d'une station de recharge pour absorber une énergie renouvelable maximale

Pour la commande en temps réel, la consigne P^*_s est assimilée à la puissance du PV mesurée P_{PV} (Figure V.14)

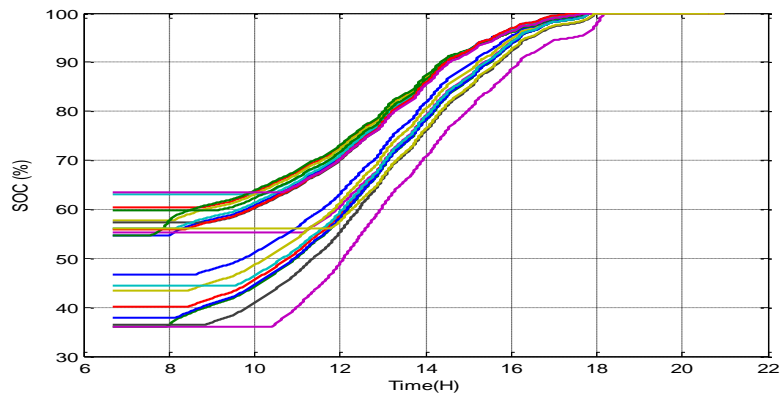


Figure V.15. Variation du SOC des VE

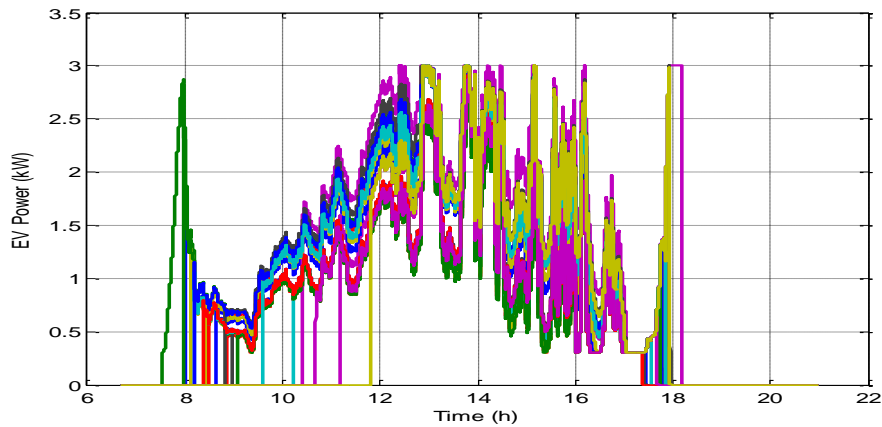


Figure V.16. Variation de puissance de recharge des VE

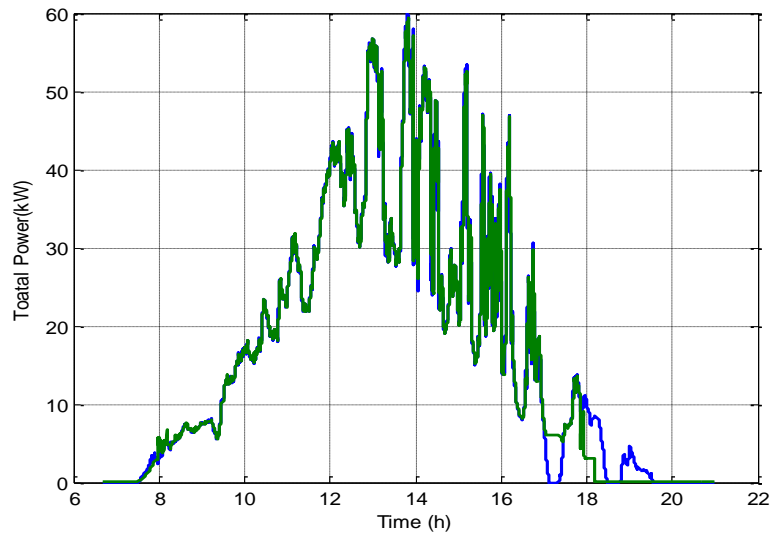


Figure V.17. Variation de puissance PV et de puissance totale appelée au réseau

Taux de couverture solaire : 97.88 %

Conclusion : avec le contrôle en temps réel proposé, la puissance de la station s'adapte à la puissance PV. Le taux de couverture (contribution de l'énergie de PV dans l'énergie de charge totale des VE) augmente de 55.62% à 97.88%. Le contrôle réalisé en temps réel, ne nécessite pas d'informations précises de prévision PV.

V.5. V2G (charge et décharge) contrôle de la recharge des VE respectant la consigne de puissance

Hypothèse de simulation :

- Nombre de VE : 20 ;
- Capacité batterie : 24 kWh ;
- Puissance de recharge maximale : 3 kW;
- Autonomie initiale : tirage aléatoire entre SOC 20 et 80% selon une loi uniforme
- Moment d'arrivée : tirage aléatoire entre 7H00 à 12H00
- Moment de départ : Tirage aléatoire entre 19H00 à 21H00

Le parc de VE doit toujours satisfaire la consigne : limitation de puissance totale PS varie en fonction du temps :

- De 0h à 9h00 : $P_s < 25\text{kW}$
- De 9h00 à 11h00 : $P_s = -15\text{kW}$: les VE doivent fournir une puissance au réseau
- De 11h00 à 14h00 : $P_s < 20\text{kW}$
- De 14h00 à 24h00 : $P_s < 40\text{kW}$

Ces consignes de puissance sont envoyées par le gestionnaire du réseau aux moments correspondants 6h00, 9h00, 11h00, 14h00

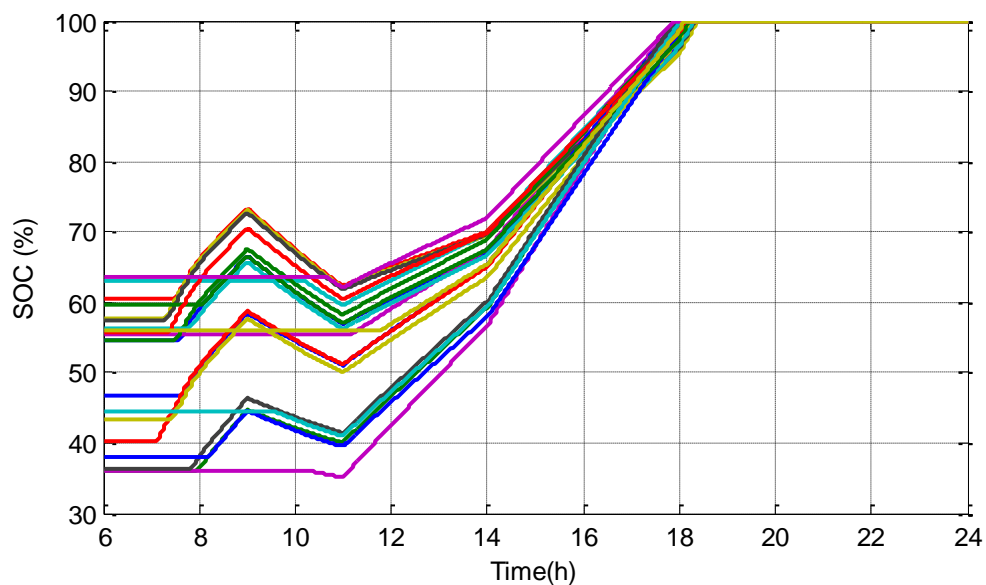


Figure V.18. Variation du SOC des VE

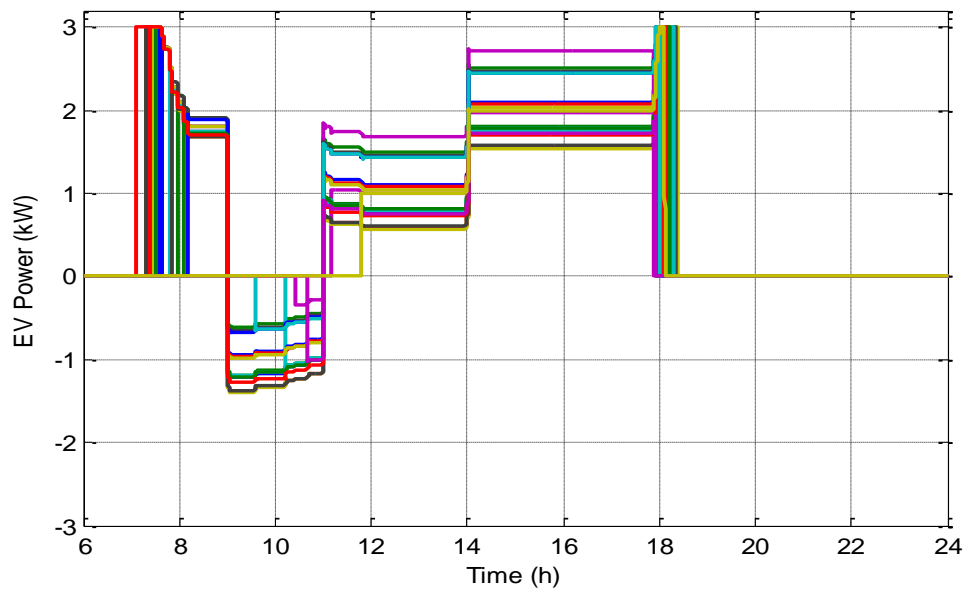


Figure V.19. Variation de la puissance de recharge des VE

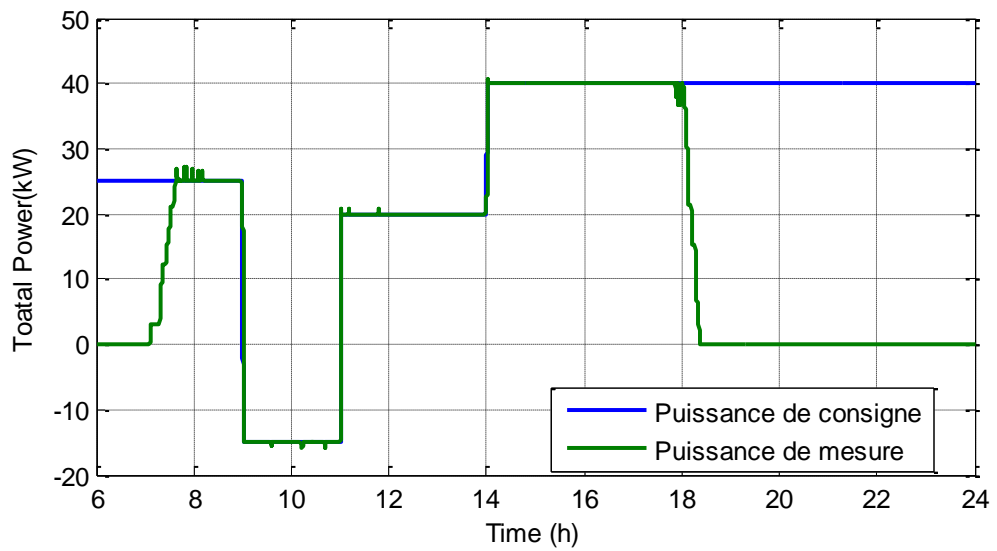


Figure V.20. Variations des limites de puissance autorisée et de la puissance totale appelée au réseau

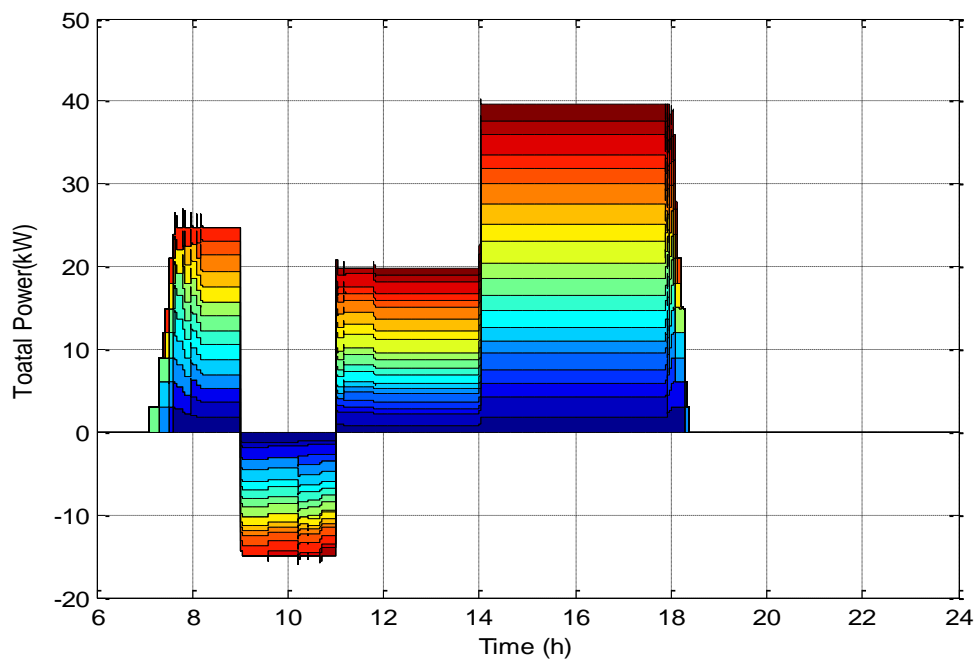


Figure V.21. Contribution de puissance de chaque VE à la puissance totale du parc

Conclusion :

Grâce à la méthode proposée, la puissance de chaque VE est régulée et la puissance totale du parc satisfait toujours la consigne demandée. On peut recharger les VE, ou bien extraire l'énergie des VE pour soutenir le réseau (V2G).

V.6. Conclusion du chapitre

Dans ce chapitre, nous avons proposé une méthode de commande en temps réel pour la recharge d'une flotte de VE dont la recharge des VE est contrôlée de façon intelligente. Trois applications possibles de la méthode sont développées : réduire le pic de consommation totale du parking, maximiser l'énergie PV et extraire la puissance des VE pour soutenir le réseau (V2G). Les possibilités de la méthode proposée sont générales et ne sont pas limitées à ces trois types d'application.

Conclusion générale

Le travail effectué dans ce mémoire avait comme objectifs de proposer des solutions pour faciliter l'intégration des systèmes PV et VE dans une stratégie commune en minimisant les impacts négatifs des uns et des autres et d'explorer les services système potentiels voire les valoriser..

Les systèmes PV sont considérés comme une source d'énergie prometteuse. Les VE sont un nouveau type de consommation spécifique dans le réseau avec une variabilité spatio-temporelle. Les systèmes PV et VE ont un grand potentiel au marché mondial à l'avenir. L'intégration des systèmes PV et des VE au réseau électrique sera massive dans l'avenir (Comme présenté dans le chapitre I, l'intégration des systèmes PV en Allemagne est déjà massive) et devient un facteur clé de ce que l'on appelle communément « smart grid ».

Ces systèmes, certes vont perturber le réseau du fait de leur puissance fournit/consommée sur plusieurs aspects dont la qualité d'alimentation électrique. Dans les études présentées, nous avons montré les influences négatives que subit le réseau surtout en termes de congestion et de qualité de l'énergie.

Une liste des services système et de solutions contribuées par les systèmes PV et VE a été proposée. Dans le cadre de cette thèse, nous avons proposé et développé :

- La première solution concernant le réglage de la tension du bus DC des onduleurs.
- La deuxième solution concernant de filtre active
- La troisième solution concernant le réglage de tension contribué par les systèmes PV et VE.

Ces solutions sont basées sur un contrôle en temps réel. Les solutions proposées avec la contribution de ces nouveaux services permet aux onduleurs PV de rester connectés au réseau en cas de court-circuit, de réduire le niveau de distorsion de tension du réseau, et de maintenir la tension sur le réseau dans la limite admissible et d'introduire plus de PV et VE au réseau.

L'intégration massive des VE au réseau peut avoir des impacts sur le fonctionnement du réseau. Dans le cadre de cette thèse, nous avons développé les stratégies de gestion et de contrôle de recharge des VE en parking afin de

- Minimiser la puissance appelée du réseau

- Maximiser l'utilisation de l'énergie solaire pour la recharge des VE
- Minimiser les coûts de recharge.

Deux méthodes différentes ont été proposées. La première utilise les algorithmes d'optimisation en tenant compte des aléas des temps d'arrivée et de départ des VE et de l'état de charge des VE. Mais comme ces algorithmes demandent des informations difficiles à obtenir (la prévision de production PV, le type des VE, leurs SOC...). C'est pourquoi nous avons développé une seconde méthode qui utilise le contrôle des VE en temps réel. Cette solution permet d'éviter des inconvénients de la première méthode. La deuxième méthode donne aussi la capacité d'injecter de la puissance pour supporter le réseau (V2G) si nécessaire.

Une prochaine étape de validation est toutefois nécessaire sur un banc de tests temps réel dans un premier temps suivie d'une confrontation à une réalité plus tangible sur prototype.[93][94]

A partir du travail de cette thèse, les perspectives ouvertes sont nombreuses :

- Développement, évaluation et démonstration des nouveaux services contribués par les systèmes PV et VE.

- Développement, évaluation et démonstration des nouvelles stratégies de contrôle et de gestion optimale de recharge des VE en parking et en résidentiel en tenant compte des contraintes de batterie [95][96]

- Développement, évaluation et démonstration des stratégies de contrôle et de gestion des systèmes PV, VE et d'autre moyens de stockage (batteries, volant d'inertie, super-capacité) pour les application dans un micro-grid [97][98][99]. Les aspects de réglage de tension et de fréquence seront très importants.

- La production éolienne peut également être mise à contribution avec un aspect un peu plus délicat qui concerne son inertie propre [100][101][102][103].

- La minimisation des écarts par rapport aux plans de production d'une énergie intermittente a déjà fait l'objet d'études moyennant une optimisation du stockage [104]. Le VE associé au solaire peut bénéficier de ces travaux.

Bibliographie

- [1] F. J. Pazos, « Power frequency overvoltages generated by solar plants », in *The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 2, 2009. CIRED 2009*, 2009, p. 1-1.
- [2] « Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension, cadre réglementaire, impacts et préconisations », ESPRIT, avr. 2010.
- [3] « Demonstration test results for grid interconnected photovoltaic power systems », Report IEA-PVPS T5-02:1999.
- [4] Halcrow Gilbert associates, « Co-ordinated experimental research into power interaction with the supply network — Phase 1 », ETSU S/P2/00233/REP, 1999.
- [5] E. O. V. Salas, « DC Current Injection Into the Network from PV Grid Inverters », p. 2371 - 2374, 2006.
- [6] « DC Injection into Low Voltage AC Networks », University of Strathclyde, DG/CG/00002/00/00, 2005.
- [7] « Identification of general safety problems, definition of test procedures and designmeasures for protection », DISPOWER Deliverable 2.3, 2005.
- [8] T. Tran Quoc, C. Le Thi Minh, et S. Bacha, « Transformerless inverters and RCD: what's the problem? », in *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, France, 2010, p. .
- [9] « Source Livre Vert de Monsieur Louis NEGRE, Sénateur des Alpes-Maritimes (2011) ». .
- [10] R. C. Green II, L. Wang, et M. Alam, « The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n° 1, p. 544-553, janv. 2011.
- [11] T. Q. Tuan, X. Le Pivert, M. Saheli, et O. Beaude, « Stochastic approach to assess impacts of electric vehicles on the distribution network », in *2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, 2012, p. 1-8.
- [12] H. Turker, S. Bacha, D. Chatroux, et A. Hably, « Low-Voltage Transformer Loss-of-Life Assessments for a High Penetration of Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, n° 3, p. 1323-1331, juill. 2012.
- [13] H. Turker, S. Bacha, et A. Hably, « Rule-Based Charging of Plug-in Electric Vehicles (PEVs): Impacts on the Aging Rate of Low-Voltage Transformers », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, n° 3, p. 1012-1019, juin 2014.
- [14] S. Shafiee, M. Fotuhi-Firuzabad, et M. Rastegar, « Investigating the Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Power Distribution Systems », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, n° 3, p. 1351-1360, 2013.
- [15] K. Mets, R. D'hulst, et C. Develder, « Comparison of intelligent charging algorithms for electric vehicles to reduce peak load and demand variability in a distribution grid », *Journal of Communications and Networks*, vol. 14, n° 6, p. 672-681, 2012.
- [16] S. Deilami, A. S. Masoum, P. S. Moses, et M. A. S. Masoum, « Real-Time Coordination of Plug-In Electric Vehicle Charging in Smart Grids to Minimize Power Losses and Improve Voltage Profile », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, n° 3, p. 456-467, 2011.
- [17] G. A. Putrus, P. Suwanapingkarl, D. Johnston, E. C. Bentley, et M. Narayana, « Impact of electric vehicles on power distribution networks », in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009. VPPC '09*, 2009, p. 827-831.

- [18] E. Sortomme, M. M. Hindi, S. D. J. MacPherson, et S. S. Venkata, « Coordinated Charging of Plug-In Hybrid Electric Vehicles to Minimize Distribution System Losses », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, n° 1, p. 198-205, 2011.
- [19] J. Fernandez, S. Bacha, D. Riu, H. Turker, et M. Paupert, « Current unbalance reduction in three-phase systems using single phase PHEV chargers », in *2013 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2013, p. 1940-1945.
- [20] K. Clement-Nyns, E. Haesen, et J. Driesen, « The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, n° 1, p. 371 -380, févr. 2010.
- [21] J. Zheng, X. Wang, K. Men, C. Zhu, et S. Zhu, « Aggregation Model-Based Optimization for Electric Vehicle Charging Strategy », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, n° 2, p. 1058-1066, 2013.
- [22] H. Guillou, D. L. Ha, V.-D. Cung, et M. Jacomino, « Power allocation problem in charging electric vehicles with photovoltaic production », in *2010 8th International Conference on Supply Chain Management and Information Systems (SCMIS)*, 2010, p. 1-6.
- [23] « Structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité - Consultations publiques - Documents - CRE ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite>. [Consulté le: 16-août-2014].
- [24] H. Turker, « Véhicules électriques Hybrides Rechargeables : évaluation des Impacts sur le Réseau électrique et Stratégies Optimales de recharge », Université de Grenoble, 2012.
- [25] Hervé Guillou, « Conception et Gestion d'un réseau logistique de recharge pour les véhicules électriques centré solaire », Université de Grenoble, 2013.
- [26] « SolarMax ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.solarmax.com/fr/produits/onduleurs-centraux/>.
- [27] TRAN Quoc Tuan et BACHA Seddik, chapitre 6 : « système photovoltaïques raccordés au réseau », *La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée*. Paris: Hermes : Lavoisier, 2010.
- [28] A. C. Pastor, « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques », INSA de Toulouse, 2006.
- [29] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu, et F. Blaabjerg, « Synchronization methods for three phase distributed power generation systems - An overview and evaluation », in *Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th*, 2005, p. 2474-2481.
- [30] L. N. Arruda, S. M. Silva, et B. J. C. Filho, « PLL structures for utility connected systems », in *Conference Record of the 2001 IEEE Industry Applications Conference, 2001. Thirty-Sixth IAS Annual Meeting*, 2001, vol. 4, p. 2655-2660 vol.4.
- [31] J. Svensson, « Synchronisation methods for grid-connected voltage source converters », *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 148, n° 3, p. 229-235, mai 2001.
- [32] H. Kim, S.-J. Lee, et S.-K. Sul, « Reference wave generation in dynamic voltage restorers by use of PQR power theory », in *Nineteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2004. APEC '04*, 2004, vol. 3, p. 1452-1457 Vol.3.
- [33] S.-J. Lee, H. Kim, S.-K. Sul, et F. Blaabjerg, « A novel control algorithm for static series compensators by use of PQR instantaneous power theory », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, n° 3, p. 814-827, mai 2004.

- [34] V. Kaura et V. Blasko, « Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions », *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 33, n° 1, p. 58-63, janv. 1997.
- [35] S.-K. Chung, « A phase tracking system for three phase utility interface inverters », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 15, n° 3, p. 431-438, mai 2000.
- [36] F. Liccardo, P. Marino, C. Schiano, et N. Visciano, « A new robust phase tracking system for asymmetrical and distorted three phase networks », in *11th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2004*, 2004, p. 525-530.
- [37] F. Liccardo, P. Marino, et G. Raimondo, « Robust and Fast Three-Phase PLL Tracking System », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, n° 1, p. 221-231, janv. 2011.
- [38] P. Rodriguez, R. Teodorescu, I. Candela, A. V. Timbus, M. Liserre, et F. Blaabjerg, « New Positive-sequence Voltage Detector for Grid Synchronization of Power Converters under Faulty Grid Conditions », in *37th IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2006. PESC '06*, 2006, p. 1-7.
- [39] M. Karimi-Ghartemani et M. R. Iravani, « Robust and frequency-adaptive measurement of peak value », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, n° 2, p. 481-489, avr. 2004.
- [40] F. Hassan et R. Critchley, « A robust PLL for grid interactive voltage source converters », in *Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2010 14th International*, 2010, p. T2-29-T2-35.
- [41] S. M. Silva, B. M. Lopes, B. J. C. Filho, R. P. Campana, et W. C. Bosventura, « Performance evaluation of PLL algorithms for single-phase grid-connected systems », in *Conference Record of the 2004 IEEE Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting, 2004*, vol. 4, p. 2259-2263 vol.4.
- [42] R. M. Santos Filho, P. F. Seixas, P. C. Cortizo, L. A. B. Torres, et A. F. Souza, « Comparison of Three Single-Phase PLL Algorithms for UPS Applications », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, n° 8, p. 2923-2932, août 2008.
- [43] M. Ciobotaru, R. Teodorescu, et F. Blaabjerg, « A New Single-Phase PLL Structure Based on Second Order Generalized Integrator », in *37th IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2006. PESC '06*, 2006, p. 1-6.
- [44] L. Shi et M. L. Crow, « A novel PLL system based on adaptive resonant filter », in *Power Symposium, 2008. NAPS '08. 40th North American*, 2008, p. 1-8.
- [45] E. Robles, S. Ceballos, J. Pou, J. Zaragoza, et I. Gabiola, « Grid synchronization method based on a quasi-ideal low-pass filter stage and a phase-locked loop », in *IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008*, 2008, p. 4056-4061.
- [46] A. V. Timbus, T. Teodorescu, F. Blaabjerg, M. Liserre, et P. Rodriguez, « PLL Algorithm for Power Generation Systems Robust to Grid Voltage Faults », in *37th IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2006. PESC '06*, 2006, p. 1-7.
- [47] S. Shinnaka, « A New Frequency-Adaptive Phase-Estimation Method Based on a New PLL Structure for Single-Phase Signals », in *Power Conversion Conference - Nagoya, 2007. PCC '07*, 2007, p. 191-198.
- [48] A. L. D. H. Bermeo, « Commandes avancées des systèmes dédiés à l'amélioration de la qualité de l'énergie: de la basse tension à la montée en tension », Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006.
- [49] Yann Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque », Thèse doctorat de l'ENSAM, page 92, 2004.

- [50]C. Cabal, « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque », phd, Université de Toulouse, Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2008.
- [51]A. I. Bratcu, I. Munteanu, S. Bacha, et B. Raison, « Maximum Power Point Tracking of Grid-connected Photovoltaic Arrays by Using Extremum Seeking Control », *Journal of Control Engineering and Applied Informatics*, vol. 10, n° 4, p. 3-12, déc. 2008.
- [52]T. Eswam et P. L. Chapman, « Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques », *Energy conversion, IEEE transactions on*, vol. 22, n° 2, p. 439-449, 2007.
- [53]S. Bacha, I. Munteanu, et A. I. Bratcu, *Power Electronic Converters Modeling and Control: With Case Studies*. Springer London Ltd, 2013.
- [54]ERDF, « La mobilité électrique: un nouveau défi », déc. 2012.
- [55]T. Reddy, *Linden's Handbook of Batteries, 4th Edition*, Édition : 4. McGraw-Hill Professional, 2010.
- [56]O. Tremblay, « Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications », *World Electric Vehicle Journal*, vol. 3, 2009.
- [57]B. Chauchat, « Chargeur de batteries intégrés pour véhicule électrique », thèse de doctorat, INPG, 1997.
- [58]A. G. Cocconi, « Combined motor drive and battery recharge system », US Patent no. 5,341,075, 23-août-1994.
- [59]S.-J. Lee et S. K. Sul, « An integral battery charger for 4 wheel drive electric vehicle », in *Conference Record of the 1994 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 1994, p. 448-452 vol.1.
- [60]Alan G. Cocconi et Wally E. Rippel, « Integrated motor drive and recharge system », General Motors Inc., US 5099186 A, 1992.
- [61]S. Haghbin, S. Lundmark, M. Alakula, et O. Carlson, « An Isolated High-Power Integrated Charger in Electrified-Vehicle Applications », *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 60, n° 9, p. 4115-4126, nov. 2011.
- [62]Loudot S., « Dispositif de charge rapide pour un véhicule électrique », Au nom de Renault SAS, FR 2943188 (A1)., 2009.
- [63]De Sousa et Bouchez, B., « Combined electric device for powering and charging », Au nom de Valeo Systèmes de Contrôle Moteur, WO2010 057892 A1, 2010.
- [64]N. H. Viet et A. Yokoyama, « Impact of fault ride-through characteristics of high-penetration photovoltaic generation on transient stability », in *2010 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2010, p. 1-7.
- [65]C. H. Benz, W.-T. Franke, et F. W. Fuchs, « Low voltage ride through capability of a 5 kW grid-tied solar inverter », in *Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2010 14th International*, 2010, p. T12-13-T12-20.
- [66]V. L. Nguyen, T. Tran Quoc, et S. Bacha, « Improved DC/DC link control for fault-ride-through capability of photovoltaic inverter », *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, p. 4064 - 4067, 2012.
- [67]T. Thomas, K. Haddad, G. Joos, et A. Jaafari, « Design and performance of active power filters », *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 4, n° 5, p. 38-46, sept. 1998.
- [68]T. Jarou, M. Cherkaoui, et M. Maaroufi, « Nouvelle Strategie De Commande Du Filtre Actif Parallele Pour Compenser Les Perturbations En Courant : Courants Harmoniques, Reactifs Et Desequilibres », in *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2006. CCECE '06*, 2006, p. 2278-2283.

- [69] « Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution, Norme NF EN 50160 Février 2011 ». .
- [70] Anders Holm Foosnas, Allan Norsk Jensen, et Niels Chr. Nordentoft, « Report: case studies of grid impacts of fast charging », EDISON Deliverable WP 4.4, sept. 2011.
- [71] N. Melo, F. Mira, A. de Almeida, et J. Delgado, « Integration of PEV in Portuguese distribution grid: Analysis of harmonic current emissions in charging points », in *2011 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU)*, 2011, p. 1-6.
- [72] P. T. Staats, W. M. Grady, A. Arapostathis, et R. S. Thallam, « A statistical method for predicting the net harmonic currents generated by a concentration of electric vehicle battery chargers », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, n° 3, p. 1258-1266, juill. 1997.
- [73] L. Yanxia et J. Jiuchun, « Harmonic-study of electric vehicle chargers », in *Proceedings of the Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems, 2005. ICEMS 2005*, 2005, vol. 3, p. 2404 - 2407 Vol. 3.
- [74] M. A. S. Masoum, P. S. Moses, et S. Deilami, « Load management in smart grids considering harmonic distortion and transformer derating », in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2010*, 2010, p. 1 -7.
- [75] M. A. S. Masoum, S. Deilami, et S. Islam, « Mitigation of harmonics in smart grids with high penetration of plug-in electric vehicles », in *2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010, p. 1 -6.
- [76] E. C. Bentley, P. Suwanapingkarl, S. Weerasinghe, T. Jiang, G. A. Putrus, et D. Johnston, « The interactive effects of multiple EV chargers within a distribution network », in *2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2010, p. 1 -6.
- [77] S. Deilami, A. S. Masoum, P. S. Moses, et M. A. . Masoum, « Voltage profile and THD distortion of residential network with high penetration of Plug-in Electrical Vehicles », in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, 2010, p. 1-6.
- [78] R. L. de Araujo Ribeiro, C. C. de Azevedo, et R. M. de Sousa, « A Robust Adaptive Control Strategy of Active Power Filters for Power-Factor Correction, Harmonic Compensation, and Balancing of Nonlinear Loads », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, n° 2, p. 718 -730, févr. 2012.
- [79] Q. T. Tran, G. Rami, A. Almeida, N. Hadjsaid, J. C. Kieny, et J. C. Sabonnadiere, *Méthode et dispositif de régulation pour un dispositif de production décentralisée d'énergie, et installation comportant au moins deux dispositifs de production dotés dudit dispositif de régulation*. Patents, 2005.
- [80] G. Rami, « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution », Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006.
- [81] T. Tran-Quoc, T. M. . Le, C. Kieny, N. Hadjsaid, S. Bacha, C. Duvauchelle, et A. Almeida, « Local voltage control of PVS in distribution networks », in *20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009*, 2009, p. 1-4.
- [82] N. Saker, M. Petit, et J.-C. Vannier, « Electric Vehicles charging scenarios associated to Direct Load Control programs (DLC) », in *North American Power Symposium (NAPS), 2011*, 2011, p. 1-7.
- [83] Van Linh NGUYEN, Tuan Tran Quoc, Seddik Bacha, et Be Nguyen, « Charging Strategies to Minimize the Peak Load for an Electric Vehicle Fleet », in *IEEE IECON, Texas, USA*, 2014.

- [84] F. S. Hillier et G. J. Lieberman, *Operations research*. Holden-Day, 1974.
- [85] A. H. Land et A. G. Doig, « An automatic method of solving discrete programming problems », *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, p. 497–520, 1960.
- [86] L. A. Wolsey et G. L. Nemhauser, *Integer and Combinatorial Optimization*. Wiley, 1999.
- [87] L. A. Wolsey, *Integer Programming*. Wiley, 1998.
- [88] G. B. Dantzig, A. Orden, et P. Wolfe, « The generalized simplex method for minimizing a linear form under linear inequality restraints. », *Pacific Journal of Mathematics*, vol. 5, n° 2, p. 183-195, 1955.
- [89] Van Linh NGUYEN, Tuan Tran Quoc, Seddik Bacha, et Ngoc An Luu, « Charging Strategies to Minimize the Energy Cost for an Electric Vehicle Fleet », in *ISGT, Istanbul, Turkey*, 2014.
- [90] « EPEX SPOT SE: European Electricity Index (ELIX) ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.epexspot.com/fr/donnees_de_marche/elix. [Consulté le: 16-août-2014].
- [91] Z. Ma, D. Callaway, et I. Hiskens, « Decentralized charging control for large populations of plug-in electric vehicles: Application of the Nash certainty equivalence principle », in *2010 IEEE International Conference on Control Applications (CCA)*, Sept., p. 191-195.
- [92] J. Kang, S. J. Duncan, et D. N. Mavris, « Real-time Scheduling Techniques for Electric Vehicle Charging in Support of Frequency Regulation », *Procedia Computer Science*, vol. 16, p. 767-775, 2013.
- [93] O. Crăciun, A. Florescu, S. Bacha, I. Munteanu, et A. I. Bratcu, « Hardware-in-the-loop testing of PV control systems using RT-Lab simulator », in *Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2010 14th International*, 2010, p. S2-1-S2-6.
- [94] L. Bun, B. Raison, G. Rostaing, S. Bacha, A. Rumeau, et A. Labonne, « Development of a real time photovoltaic simulator in normal and abnormal operations », in *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2011, p. 867-872.
- [95] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, et S. Ploix, « Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries », *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, n° 3, p. 309-320, juill. 2011.
- [96] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, et A. Delaille, « Energy flow management in grid connected PV systems with storage - A deterministic approach », in *IEEE International Conference on Industrial Technology, 2009. ICIT 2009*, 2009, p. 1-6.
- [97] An Luu Ngoc, Tuan Tran Quoc, Seddik Bacha, « Optimal Design of a grid-connected Microgrid by using an Iterative Algorithm », in *IEEE PES APPEEC, Hong Kong*, 2014.
- [98] M. Chouiter, T. Delaplagne, T. Quoc Tran, V. L. Nguyen, K. Mamadou, « Managing Zebra batteries within smartgrids », in *Poster in 8th International Renewable Energy Storage Conference, Berlin*, 2013.
- [99] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov, et B. Francois, « Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid Applications », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, n° 10, p. 4583-4592, oct. 2011.
- [100] H. Belmili, M. Haddadi, S. Bacha, M. F. Almi, et B. Bendib, « Sizing stand-alone photovoltaic-wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, p. 821-832, févr. 2014.
- [101] L. Krichen, B. Francois, et A. Ouali, « A fuzzy logic supervisor for active and reactive power control of a fixed speed wind energy conversion system », *Electric Power Systems Research*, vol. 78, n° 3, p. 418-424, mars 2008.

- [102] V. Courtecuisse, J. Sprooten, B. Robyns, M. Petit, B. Francois, et J. Deuse, « A methodology to design a fuzzy logic based supervision of Hybrid Renewable Energy Systems », *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 81, n° 2, p. 208-224, oct. 2010.
- [103] P. Haessig, B. Multon, H. Ben Ahmed, S. Lascaud, et P. Bondon, « Energy storage sizing for wind power: impact of the autocorrelation of day-ahead forecast errors », *Wind Energ.*, p. n/a-n/a, oct. 2013.
- [104] P. Haessig, T. Kovaltchouk, B. Multon, H. B. Ahmed, et S. Lascaud, « Computing an Optimal Control Policy for an Energy Storage », *arXiv:1404.6389 [cs]*, avr. 2014.

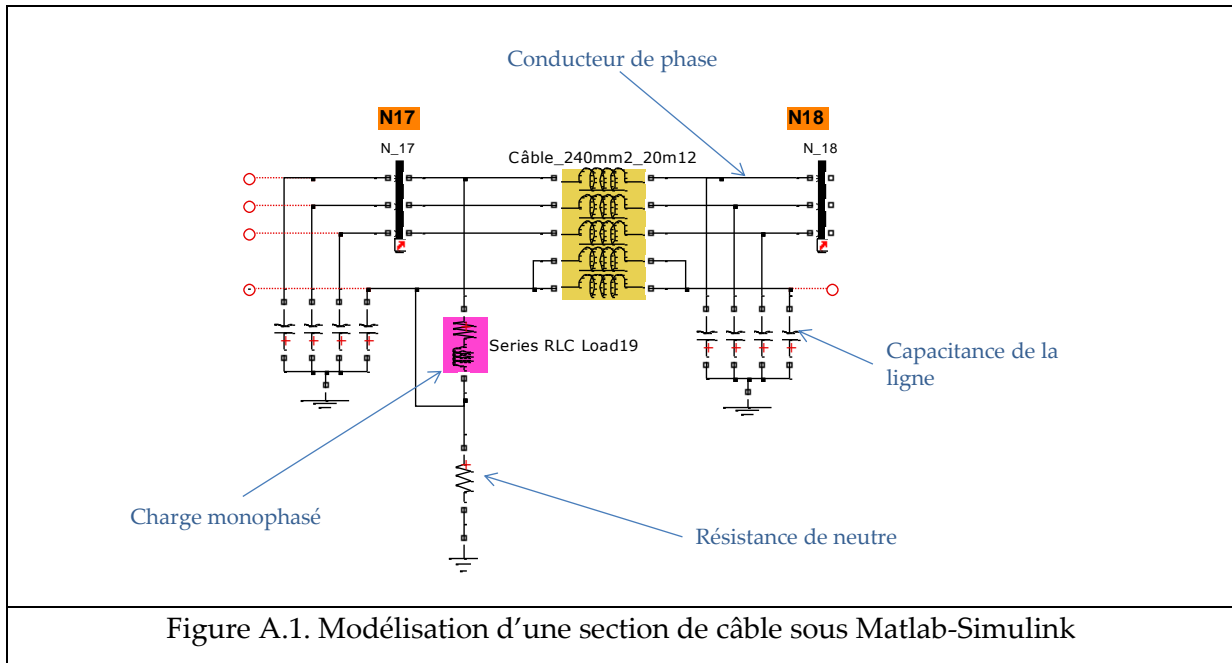
Annexes

Annexe A-Paramètres du réseau BT urbain

Le réseau BT urbain avec branchement individuel comporte un transformateur, deux départs BT, quatre branchements BT desservant la clientèle. Le régime de neutre est du type mis à la terre du neutre par une résistance de 40 Ohms (à chaque accessoire de jonction, tous les 20 m).

La longueur de deux départs est comprise entre 160m et 170m, la longueur de quatre branchements est comprise 1m et 15m.

Le réseau est modélisé avec deux types de lignes : deux départs câbles souterrains de 240mm² et quatre branchements de 35mm².



La modélisation des lignes ou des câbles de 4 ou 5 conducteurs (3 conducteurs, neutre et écrans) est effectuée par l'utilisation de la matrice des paramètres de ligne (ou câble). La Figure II.6 présente le modèle d'une section de câble 240mm² avec neutre et écran. Les conducteurs, le neutre et l'écran sont modélisés par une matrice avec les valeurs propres et mutuelles de résistance et d'inductance. Les capacités sont modélisées par les paramètres localisés en π .

0.039485	0.0338475	0.033379	0.03385	0.01800675
0.0338475	0.039485	0.0338475	0.033815	0.019966
0.033379	0.0338475	0.039485	0.03385	0.019966

0.03385	0.033815	0.03385	0.047835	0.019966
0.01800675	0.019966	0.019966	0.019966	0.047835
Tableau A.1. Matrice des résistances pour 50m de câble souterrain de 240mm ²				

0.1443275	0.140085	0.138495	0.14054	0.0856525
0.140085	0.1443275	0.140085	0.1393175	0.0856525
0.138495	0.140085	0.1443275	0.14054	0.0856525
0.14054	0.1393175	0.14054	0.143805	0.0856525
0.0856525	0.0856525	0.0856525	0.0856525	0.0856525
Tableau A.2. Matrice de inductances pour 50m de câble souterrain de 35 mm ²				

Les valeurs de capacité pour 50m de câble souterrain de 240 mm²

$C_{\text{phase_a}}=0.0158\mu\text{F}$; $C_{\text{phase_b}}=0.0152\mu\text{F}$; $C_{\text{phase_c}}=0.0158\mu\text{F}$; $C_{\text{neutre}}=0.0091\mu\text{F}$

$C_{\text{écran}}=0.0097\mu\text{F}$

Poste source :

Le réseau amont est modélisé par une source de tension triphasée dont les paramètres :

$R_s=0.015$ ohms et $L_s=0.25\text{mH}$.

Modélisation des charges :

Toutes les charges résidentielles sont modélisées par des charges monophasées PQ de puissance active de quelques kW avec $\tan\phi=0.4$.

Paramètres du transformateur HTA/BT :

-Couplage D/Yn

-Puissance 400kVA

- Paramètres de l'enroulement primaire : $U=20\text{kV}$; $R_1=17.25$ Ohm ; $L_1=183\text{mH}$

-Paramètres de l'enroulement secondaire : $U=0.4\text{kV}$; $R_2=0.0023$ Ohm ; $L_2=0.024\text{mH}$;

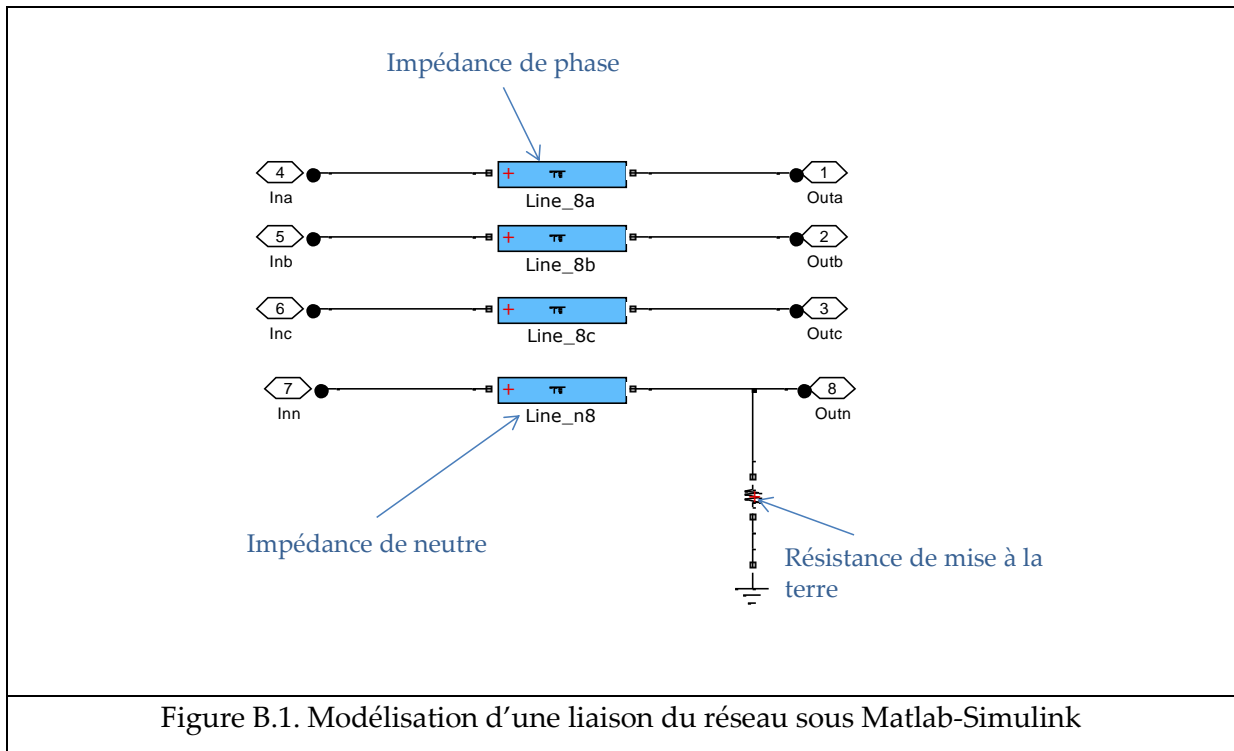
$R_{\text{mag}}=143\text{kOhm}$; $L_{\text{mag}}=1.369.10^6\text{H}$

Annexe B-Paramètres du réseau BT rural

Description du réseau Il s'agit d'un réseau de type rural avec poste sur poteau et branchement individuel. Le régime de neutre est du type mis à la terre du neutre par une résistance de 40 Ohms.

Le réseau BT triphasé avec neutre est alimenté par un transformateur de 250kVA, 20/0.4kV.

Chaque section de la ligne est modélisée par les circuits Pi équivalent comme dans la figure ci-dessous.



Le réseau a été composé de ligne 70mm² torsadé et de ligne 54mm² en conducteurs nus. les longueurs de tous les 15 liaisons sont données dans le tableau suivant :

N° de branche	Nœud début	Nœud fin	Longueur (m)
1	1	2	300
2	2	3	130
3	3	4	300
4	4	5	400
5	2	6	145
6	2	7	157
7	1	8	346
8	8	9	416
9	9	10	130
10	10	11	251
11	8	12	130
12	8	13	121
13	9	14	127
14	1	15	501
15	15	16	345

Tableau B.1. Longueurs des liaisons du réseau

Les paramètres du circuit de PI équivalent :

- Pour le conducteur de ligne 70mm^2 : $R_S=0.32\text{ Ohm/km}$; $L_S=0.39\text{mH/km}$; $C_S=0.19\mu\text{F}$
- Pour les conducteurs de ligne 54mm^2 : $R=0.43\text{Ohm/km}$; $L=0.4\text{mH/km}$; $C=0.005\mu\text{F/km}$
- Pour les conducteurs de neutre : $R_n=0.677\text{Ohm/km}$; $L=2.546\text{mH/km}$; $C=0.19\mu\text{F/km}$

Paramètres du transformateur HTA/BT :

-Couplage D/Yn

-Puissance 400kVA

- Paramètres de l'enroulement primaire : $U=20\text{kV}$; $R_1=31.2\text{ Ohm}$; $L_1=200\text{mH}$

-Paramètres de l'enroulement secondaire : $U=0.4\text{kV}$; $R_2=0.0042\text{Ohm}$; $L_2=0.039\text{mH}$;

$R_{\text{mag}}=200\text{kOhm}$; $L_{\text{mag}}=1000\text{H}$

Le réseau amont est modélisé par une source de tension triphasée dont les paramètres : $R_s=0.2\text{ Ohms}$ et $L_s=3\text{mH}$.

Publications

Articles

1. **Van Linh NGUYEN**, Tuan Tran Quoc, Seddik Bacha, Be Nguyen, « Charging Strategies to Minimize the Peak Load for an Electric Vehicle Fleet », IECON, Texas, USA, 2014
2. **Van Linh NGUYEN**, Tuan Tran Quoc, Seddik Bacha, Ngoc An Luu, “Charging Strategies to Minimize the Energy Cost for an Electric Vehicle Fleet”, ISGT, Istanbul, Turkey, 2014
3. **Van Linh Nguyen**, Tuan Tran Quoc, Seddik Bacha, “Harmonic distortion mitigation for electric vehicle fast charging systems,” in PowerTech , 2013 IEEE Grenoble, 2013, pp. 1–6
4. **Van Linh Nguyen**, Tuan Tran Quoc, Seddik Bacha, « Improved DC/DC Link Control for Fault-Ride-through Capability of Photovoltaic Inverter », Proceedings European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2012, p. 4064 - 4067.
5. M.Chouiter, T.Delaplagne, T.Quoc Tran, **V.L.Nguyen**, K.Mamadou « Managing Zebra batteries within smartgrids », Poster in 8th International Renewable Energy Storage Conference, Berlin, November 18-20, 2013.
6. An Luu Ngoc, Tuan Tran Quoc, Seddik Bacha, **Van Linh Nguyen**, «Optimal Design of a Grid-connected Microgrid by using an Iterative Algorithm », IEEE PES APPEEC, Hong Kong, 2014.

Brevet

7. Tuan Tran Quoc, **Van Linh Nguyen**, « Dispositif et procédé de recharge de véhicules électriques ou hybrides », 2013