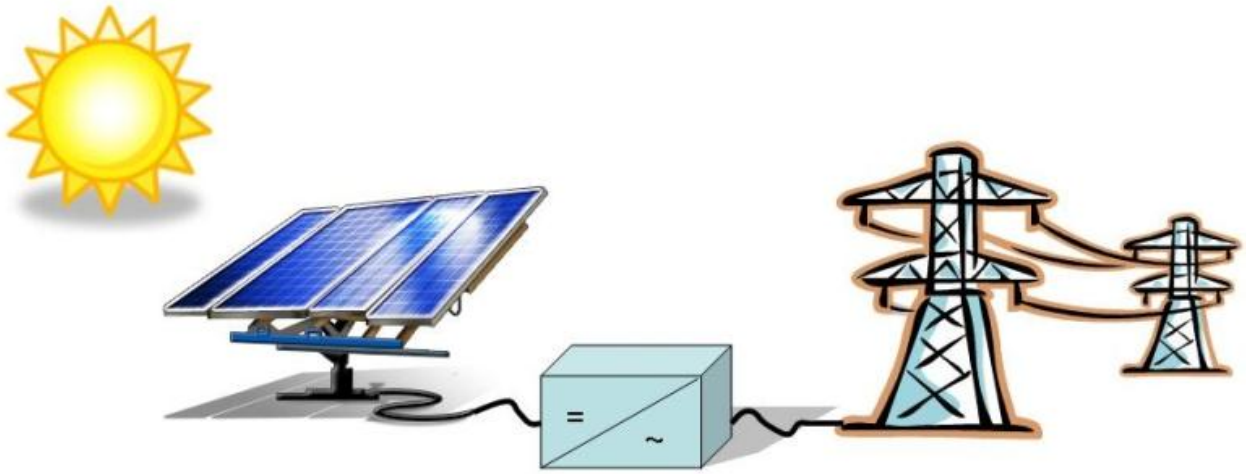
ESPRIT

Etudes Scientifiques Prénormatives Sur Le Raccordement Au Réseau Electrique D'Installations Techniques Photovoltaïques



Interactions onduleur PV/réseau
Investigations sur les services apportés par les onduleurs PV

energie atomique • energies alternatives

ESPRIT

Tâche 3

Interactions onduleur PV/réseau
Investigations sur les services apportés par les onduleurs PV

Rédacteur :
Tran-Quoc Tuan (IDEA)
Bacha Seddik (G2elab)

Travaux réalisés avec le soutien financier de l'ADEME

Décembre 2011

Table des matières

I. INTRODUCTION 4

II. TACHE 3.1 : REGLAGE DE TENSION 5

II.1 INTRODUCTION 5
II.2 LE REGULATEUR AUTO-ADAPTATIF POUR LE REGLAGE DE TENSION 7
II.2.1 Variations de tension 7
II.2.2 Solutions de réglage de tension 8
II.2.3 Pourquoi un régulateur auto-adaptatif ? 9
II.3 DESCRIPTION DU REGULATEUR AUTO-ADAPTATIF PROPOSE [TRAN-05] 10
II.4 RESEAU D'ETUDE ET SCENARIOS [TRAN-09] 15
II.5 REGULATION EN P/Q (RPQ) 17
II.6 REGULATION AUTO-ADAPTATIVE DE TENSION (RAA) 18
II.7 VALIDATION PAR LES ESSAIS AVEC L'ONDULEUR REEL ET LE SIMULATEUR TEMPS REEL 20
II.7.1 Réseau BT test avec onduleur réel 20
II.7.2 Onduleurs PV utilisés pour essais 20
II.7.3 Source DC programmable (XDC 600-20) 20
II.7.4 Amplificateur de puissance (PCU-3X5000-BC) 21
II.7.5 Capteurs de courant et de tension 21
II.7.6 Impact sur la variation de tension 21
II.8 AVANTAGES DU REGULATEUR AUTO-ADAPTATIF PROPOSE 22

III. TACHE 3.2 : CONTRIBUTION A L'AMELIORATION DE LA QUALITE 23

III.1 INTRODUCTION 23
III.2 PROBLEMATIQUE DES COURANTS HARMONIQUES ET DES FILTRES 23
III.2.1 Impact du courant harmonique sur la tension du réseau 23
III.2.2 Filtre passif 24
III.2.3 Filtre actif 25
III.2.4 Filtre actif hybride 25
III.3 COMMANDE GENERIQUE D'UN FILTRE ACTIF PARALLELE 25
III.3.1 Configuration d'un filtre actif parallèle 25
III.3.2 Commande générique 26
III.4 COMMANDE D'UN ONDULEUR COMME FILTRE ACTIF 27
III.4.1 Modèle de la charge 27
III.4.2 Fonction PV de filtrage actif 29
III.4.3 Simulation 30
III.5 CONCLUSION 31

IV. TACHE 3.3 : TENUE AUX PERTURBATIONS 32

IV.1 COMPORTEMENT DES ONDULEURS PV EN CAS DE COURT-CIRCUIT [LE_11] 32
IV.2 LIMITATION DE LA TENSION DU BUS DC EN CAS DE CREUX DE TENSION [NGUY_11] 33
IV.2.1 Problématique 33
IV.2.2 Commande de la tension du bus continu en régime normal 35
IV.2.3 Commande de la tension du bus continu en régime de défaut 36
IV.2.4 Simulation 37
IV.2.5 Conclusion 39

V. AUTRES SERVICES APPORTES PAR LE PV : REDUCTION DU TAUX DE DESEQUILIBRE DE TENSIONS [TRAN_10C] 39

VI. CONCLUSIONS 41

VII. REFERENCES 42

I. Introduction

Le raccordement des systèmes PV au réseau peut avoir des impacts sur le fonctionnement du réseau [TRAN-03]:

- Variation de tension due à l'injection de puissance active (ou/et réactive) sur le réseau, en particulier pendant une période de fort ensoleillement et de faible consommation
- Déséquilibre de tension entre phases
- Impact du caractère intermittent de la ressource solaire
- Injection d'harmoniques de découpage au réseau si les onduleurs ne sont pas munis de filtres efficaces
- Injection de courant continu au réseau
- Contribution au courant de court-circuit
- Courants de fuite
- Perturbations des signaux tarifaires
- Impact des systèmes PV sur les pertes…

Cependant, ces impacts peuvent être fortement diminués en remplaçant le contrôle/commande des onduleurs existants par un contrôle/commande « intelligent ». L'utilisation d'un contrôle/commande « intelligent » des onduleurs pourrait avoir comme bénéfices la réduction des coûts de raccordement, l'augmentation de la performance des onduleurs PV raccordés au réseau voire la possibilité de mise en œuvre de fonctionnalités permettant d'améliorer le fonctionnement du réseau ou la qualité de la tension sans pour autant diminuer l'efficacité du dispositif de découplage des onduleurs..

Ce rapport présente les fonctionnalités qui pourraient être intégrées aux onduleurs PV grâce à la mise en place d'un contrôle/commande intelligent ainsi que les critères de qualité de la tension pouvant être améliorés : respect du plan de tension en régulant le niveau de tension, absorption/production de puissance réactive selon les besoins, tenue aux creux de tension …
Dans ce rapport, on parlera principalement de la BT. Il faut déjà noter que la solution qui consiste à implémenter une régulation de tension en BT ne peut pas actuellement se mettre en place pour régler les problèmes de tension haute. En effet, dans l'arrêté du 28 avril 2008, il est dit que les installations de production raccordées en basse tension ne doivent pas absorber de puissance réactive.

Il présente :

- Un exemple de contrôle/commande intelligent permettant d'assurer le réglage de tension (chapitre II)
- Une analyse des possibilités d'amélioration de la qualité de la tension (filtrage des harmoniques) (chapitre III)
- Une étude de la capacité de tenue des onduleurs PV face aux perturbations du réseau (chapitre IV)
- Enfin, une proposition d'un service apporté par onduleurs PV pour la réduction du taux de déséquilibre de tension (chapitre V).

II. Tâche 3.1 : Réglage de tension

II.1 Introduction

Le raccordement d'une installation de **production décentralisée d'énergie** (**PDE** ou **génération décentralisée d'énergie GDE**) sur un réseau de distribution modifie, du fait de l'injection de puissance active et réactive, le plan de tension et les transits de puissance sur le réseau. Ceci a pour effet une augmentation du niveau de tension du réseau de distribution. Le changement de régime de fonctionnement du réseau (charge maximale et minimale) et le caractère intermittent des GED peuvent provoquer des variations importantes de la tension pouvant dépasser les limites réglementaires admissibles avec comme conséquence directe une déconnexion intempestive des GED [TRAN-03].

Par ailleurs, les GED étant en majorité de petite puissance relativement modeste, elles ne sont, en général, pas suivies par les gestionnaires de réseaux et donc pas dispatchables. La communication entre les GED et le gestionnaire du réseau de distribution est donc limitée, ce qui induit des difficultés dans l'application des algorithmes de répartition optimale de puissance (OPF : Optimal Power Flow) et de gestion centralisée du réactif (VVC : Volt Var Control).

Aussi, comme les moyens traditionnels de contrôle ne permettent pas de maintenir de façon satisfaisante la tension dans les limites admissibles, le développement d'un régulateur de tension intégré aux onduleurs semble être une option intéressante pour éviter d'avoir à renforcer le réseau, pour réduire le coût de raccordement et pour augmenter le taux de pénétration et les performances des GED.

Il y a plusieurs solutions pour le réglage de tension (Voir II.2.2). Mais un tel régulateur auto-adaptatif est en effet capable de maintenir la tension du réseau dans les différents régimes de fonctionnement de manière locale, automatique, adaptative et intelligente sans besoin des moyens de communication avec le gestionnaire du réseau. Ce concept de régulateur a comme avantage de faciliter le plan de contrôle et de gestion des réseaux en présence des GED sans nécessiter de nouveaux équipements ou d'intervention sur les réseaux.

Des régulateurs de ce type sont d'ores-et-déjà intégrés à certains onduleurs, notamment ceux commercialisés au Japon. En effet, au Japon tous les onduleurs doivent être équipés d'une fonction de limitation de la tension [IEA_09]. Ces onduleurs possèdent une régulation de la puissance réactive en fonction de la tension du réseau (voir **Figure II.1**).

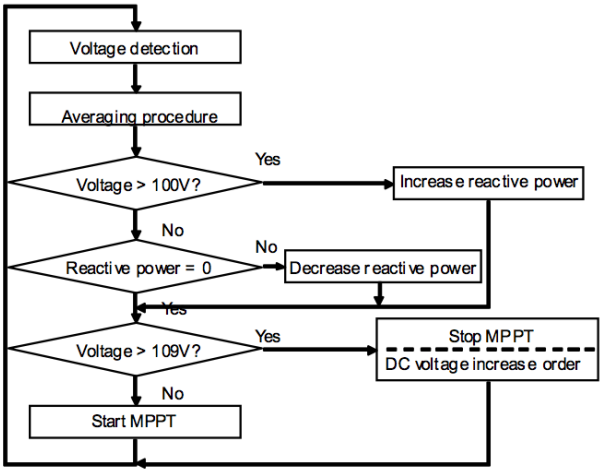


Figure II.1. *Algorithme de contrôle de la tension utilisé dans les onduleurs au Japon [IEA-09]*

Il existe aussi en France des réflexions sur la mise en place de régulation de tension (Q=f(U)) que ce soit en HTA ou en BT, basées sur des solutions plus simples que la régulation auto-adaptative.

Le présent rapport présente une autre méthode de régulation, bien adaptée au contexte de smart-grid et de l'intelligence répartie, qui permet aux onduleurs PV de participer au réglage de tension. Elle est basée sur le principe d'utiliser les onduleurs comme les DFACTs répartis afin de réguler la tension du réseau [TRAN-10c]. Les onduleurs PV utilisent le régulateur adaptatif de tension proposé [TRAN-2005]. Pour agir sur les tensions basses, il est intéressant que les onduleurs restent connectés au réseau même au moment où il n'y a pas d'ensoleillement (ex : la nuit). Néanmoins, l'étude de raccordement, notamment en HTA mais aussi en BT, réalisée par ERDF, évite ce genre de problème.

La satisfaction des besoins du gestionnaire de réseau consiste à utiliser, à chaque instant, les possibilités de fourniture ou d'absorption de réactif des onduleurs PV (lorsqu'ils existent) pour effectuer un réglage de tension en fonction des besoins du réseau. L'échange des informations étant limité, chaque installation PV doit assurer la fonction de régulation de tension de manière locale, automatique, intelligente et adaptative. Chaque installation PV doit détecter les variations de tension et les niveaux critiques en utilisant des mesures locales, ainsi, l'installation PV doit s'adapter aux différents régimes de fonctionnement. C'est pourquoi une stratégie de réglage local avec un système contrôle/commande intelligent des onduleurs PV est développée.

Dans cette éventualité, dans [TRAN-05, TRAN-09 et TRAN-10c] un nouveau concept d'un système PV plus intelligent a été conçu. Un régulateur auto-adaptatif capable de maintenir la tension du point de raccordement des installations PV dans les limites admissibles et de participer au réglage « optimal » de tension du réseau a été proposé. Cette solution permet à chaque production PV d'être indépendante, et de ne pas dépendre d'une entité définissant les consignes à appliquer à la production. Avec le principe actuel de tarification des réseaux pour les producteurs, ce service de réglage fourni par le producteur peut contribuer à réduire le coût des renforcements de réseau rendus nécessaires par le raccordement du producteur.

Afin d'évaluer la performance de la solution proposée, cette partie présente tout d'abord la nécessité de développement d'un régulateur auto-adaptatif de tension pour les productions

décentralisés, en particulier les productions PV (en HTA). La description du régulateur auto-adaptatif proposé est ensuite abordée. D'autres solutions sont aussi présentées succinctement. Enfin, la démonstration de la performance de la méthode proposée est effectuée par les simulations sur un réseau réel BT en présence d'installations PV.

II.2 Le régulateur auto-adaptatif pour le réglage de tension

II.2.1 Variations de tension

Dans le réseau de distribution classique avec la structure radiale, la tension est plus élevée au poste source et diminue vers l'extrémité du départ. La puissance circule dans un sens à partir du poste source vers les consommations. Mais avec la présence des GED sur le réseau, le réseau devient actif, la puissance circule dans les deux sens.

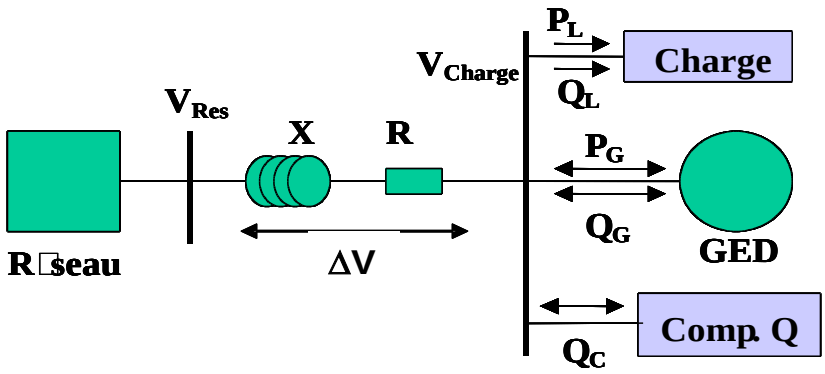


Figure II.2: *Schéma simplifié pour détermination de chute de tension*

La chute de tension entre le poste source et le point de raccordement d'une GED via une ligne est déterminée par :

$$\frac{\Delta V_{res}}{V_{res}} = \frac{R(P_G - P_L) + X(\pm Q_G - Q_L \pm Q_C)}{V_{res}^2}$$

Où : R, X : résistance et réactance totale de la ligne
P_G, Q_G : puissance active et réactive fournie par une GED
P_L, Q_L : puissance active et réactive de consommation
Q_C : puissance réactive du dispositif de compensation
V_{res} : tension du réseau

Selon la structure du réseau, le point de raccordement et la puissance injectée par GED, la tension peut être élevée au point de raccordement, pouvant même dépasser la limite admissible. Dans le réseau de distribution, la résistance linéique est plus importante que la réactance linéique : la puissance active injectée par GED joue un rôle important pour la modification de tension. La production des GED est non garantie en général pour les sources d'énergie renouvelable (caractère intermittent), pouvant provoquer une fluctuation imprévue de tension.

En France, l'élévation calculée de la tension induite par l'installation de production doit permettre de maintenir en tout point de livraison du réseau la tension à l'intérieur de la plage : 230V-10% et +10% en BT et tension contractuelle (en générale 20 kV) -5% à +5% en HTA.

Le plan de tension dans le réseau de distribution dépend fortement du niveau de consommation et du facteur de puissance de ces charges. Un changement de charge provoque une variation de tension sur le réseau. Le cas extrême pour une élévation de tension correspond à la charge consommée nulle associée à une production maximale.

La variation de tension dépend des moyens de compensation (DFACTS, Condensateurs) et des moyens de réglage (transformateur réglable en charge, régulateur des générateurs …). D'autre part, la tension en chaque nœud dépend aussi de la configuration du réseau, notamment de la section des lignes ou des câbles et de leurs longueurs.

En résumé, la variation de tension est causée par :

- La variation de charge (à pleine charge, à faible charge)
- La variation de production des GED (caractère intermittent)
- Les moyens de compensation et de réglage
- La configuration du réseau (R, X …)

II.2.2 Solutions de réglage de tension

Dans les réseaux de distribution, les solutions possibles pour le réglage de tension sont :

- Le changement automatique des prises des transformateurs réglables en charge HTB/HTA. Cette solution est disponible en France mais pas dans tous les pays. De plus la présence des GED dans le réseau peut provoquer des dysfonctionnements sur la régulation standard d'un transformateur. Cette solution qui peut paraître insuffisante dans les cas où la répartition des GED est hétérogène entre les départs est possible avec l'étude de raccordement qui se fait en amont.
- Le changement manuel des prises des transformateurs HTA/BT. Cette solution n'est pas adaptée aux variations fréquentes de tension dans le réseau de distribution
- Le compensateur de chute de tension sur les lignes ou les câbles (LDC: line drop compensator). Cette solution est non disponible en France
- La compensation par les condensateurs. Cette solution est généralement utilisée pour la compensation réactive des flux de puissance dans le réseau, mais elle pourrait être utilisée sur le réseau BT pour remonter la tension. Le raccordement des GED au réseau peut provoquer des surtensions, ainsi cette solution reste difficile à mettre en œuvre.
- Les moyens de compensation par DFACTS. Cette solution n'est pas encore développée et serait onéreuse.
- L'utilisation spécifique des GED pour participer au réglage de tension : cette solution est l'objet du développement proposé, avec une solution spécifique.

Pour les GED, il y a deux types de régulation :

- Le régulateur de tension (Automatic Voltage Regulator: AVR) est capable de maintenir la tension terminale constante. Ce régulateur est souvent utilisé pour les générateurs de dizaines à centaines de MVA dans le réseau de transport ou par les générateurs fonctionnant en réseau séparé.
- Le régulateur de facteur de puissance ou de puissance réactive (Power Factor : PF/VAR) est capable de maintenir le facteur de puissance ou la puissance réactive constante. Ce régulateur est souvent utilisé pour les GED ou les générateurs connectés aux réseaux de distribution de quelques kVA à dizaines de MVA. Il faut noter que la production PV est un cas particulier de ce type de régulation. Pour ce cas on peut l'appeler la régulation P/Q (avec Q=0).

Le système de régulation PF/VAR (ou P/Q) est bien adapté pour les GED, en particulier les GED de petites puissantes.

Pour les GED avec l'interface d'électronique de puissance, la régulation de tension de type P/Q est largement utilisée (***Figure* II.3**). Cette régulation maintient les puissances active et réactive constantes.

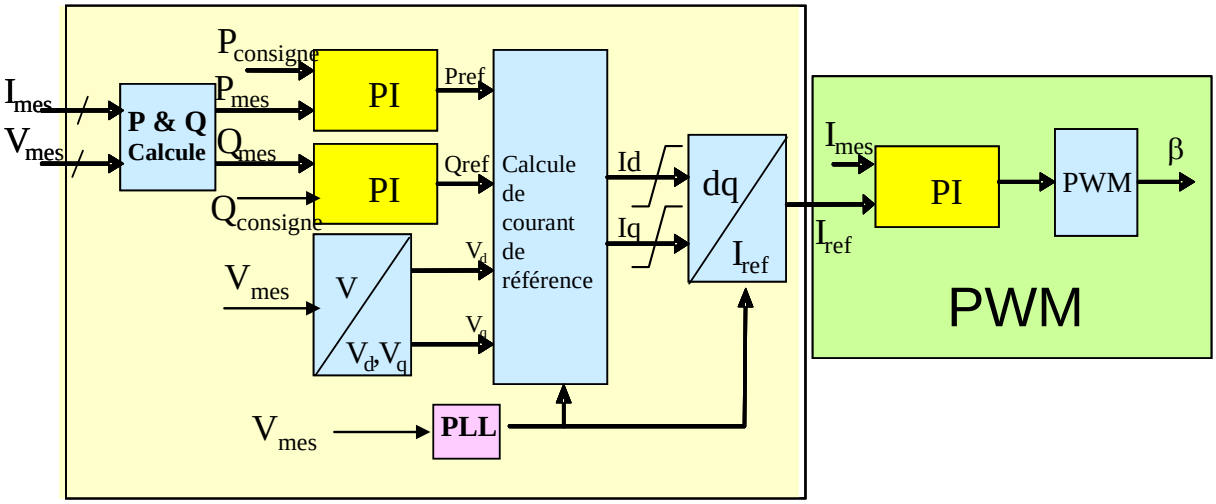


Figure* II.3*: *Principe de Régulation P/Q*

II.2.3 Pourquoi un régulateur auto-adaptatif ?

Les GED disposés sur une portion de réseau peuvent participer au réglage de tension sur cette portion. Mais des questions se posent :

- Qui décide de changer les valeurs de consigne de ces GED?
- de combien? (La quantité nécessaire pour ramener la tension dans les limites admissibles)
- Quand et combien de temps ? (Le moment de changement)
- Où ? (Quelles GED ?)

Un régulateur auto-adaptatif permet de répondre en partie aux questions posées avec un intérêt particulier : prise de décision locale sur des mesures locales.

Une quantité significative de GED de petite puissance n'est en général ni observable, ni dispatchable. Dans ce contexte, les stratégies de contrôle centralisé avec les communications entre les GED et le gestionnaire du réseau sont difficiles ou cela augmente sensiblement le coût de raccordement en ajoutant les équipements supplémentaires de mesure et de contrôle. L'échange des informations étant limité, chaque GED doit assurer la fonction de régulation de tension de manière locale, automatique, intelligente et adaptative. Chaque GED doit détecter la situation de fonctionnement et s'adapter pour les différents régimes de fonctionnement avec les mesures locales.

II.3 Description du régulateur auto-adaptatif proposé [TRAN-05]

Le système concerné comporte une production décentralisée d'énergie (GED) raccordée sur un réseau de distribution via un point de raccordement. Un régulateur auto-adaptatif de tension est développé afin d'assurer la fonction de régulation de tension pour maintenir la tension dans les limites dans les différents régimes de fonctionnement. Trois modes de fonctionnement du régulateur sont possibles (***Figure II.4***) correspondant à trois régimes de fonctionnement possibles (**Régime normal, Régime perturbé et Régime critique**) :

- Mode de régulation de facteur de puissance ou de puissance réactive (**Mode PF/VAR**) pour le régime de fonctionnement normal (**Régime normal**)
- Mode de régulation de tension (**Mode AVR**) pour le régime de fonctionnement perturbé (**Régime perturbé**)
- Mode de régulation de puissance active (**Mode P**) pour le régime de fonctionnement perturbé (**Régime critique**)

Le changement de mode de fonctionnement du régulateur est assuré de manière automatique et auto-adaptative afin de maintenir la tension au nœud désiré dans la limite désirée pour n'importe quel régime de fonctionnement. Ce régulateur utilise les mesures de tension ou de courant au point de raccordement.

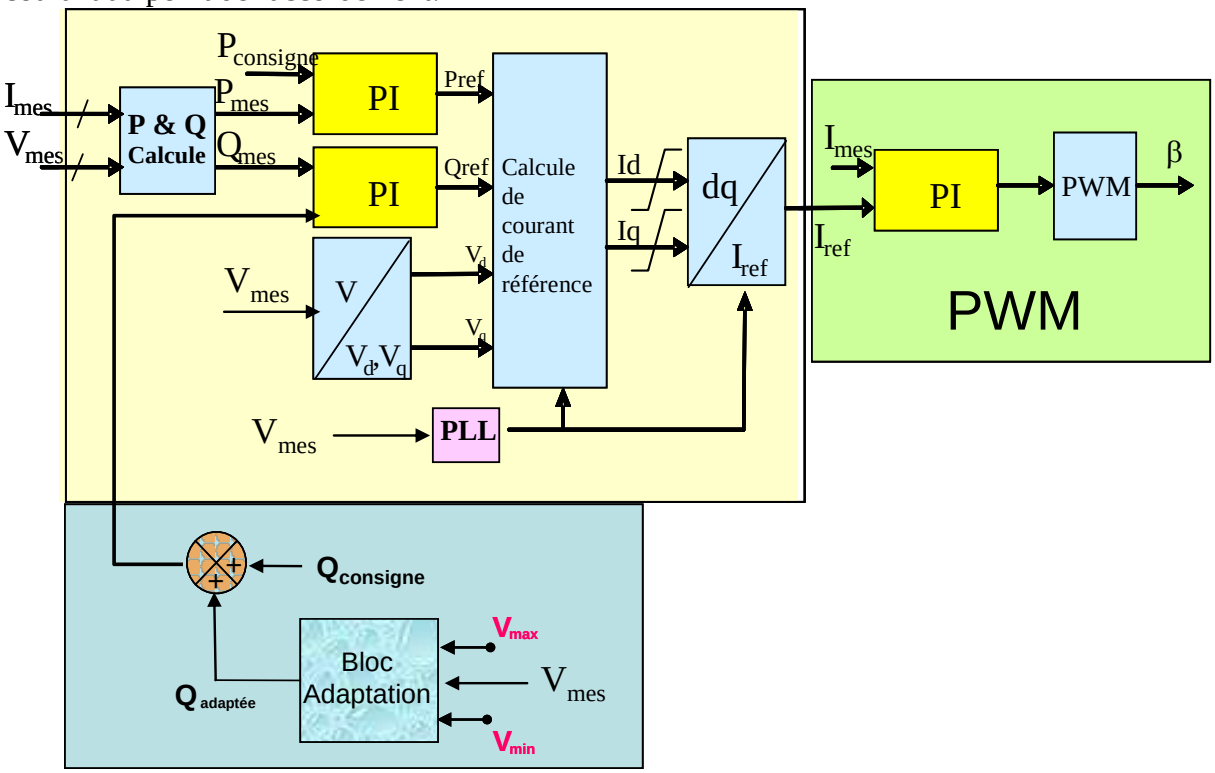


Figure II.4: *Régulation auto-adaptative de tension proposée*

Dans cette partie, la description d'un régulateur auto-adaptatif est présentée. Quelques points importants du régulateur auto-adaptatif proposé sont:

- Rôle du régulateur auto-adaptatif:

Ce régulateur permet de maintenir la tension au point de raccordement ou un point désiré du réseau dans les limites désirées dans n'importe quelles conditions de fonctionnement.

Normalement, ce système permet de maintenir localement la tension au point de raccordement dans la limite désirée s'il n'y a aucun échange d'information (mode local). Dans le cas où il y a un minimum d'information sur le réseau (mode coordonné), ce système permet de maintenir la tension au point désiré dans la limite désirée. Cela permet de maintenir globalement le niveau de tension du réseau dans les limites désirées. Ce régulateur fonctionne en 3 modes. La détection de la condition de fonctionnement et le basculement entre ces modes de fonctionnement sont automatiques et auto-adaptatifs.

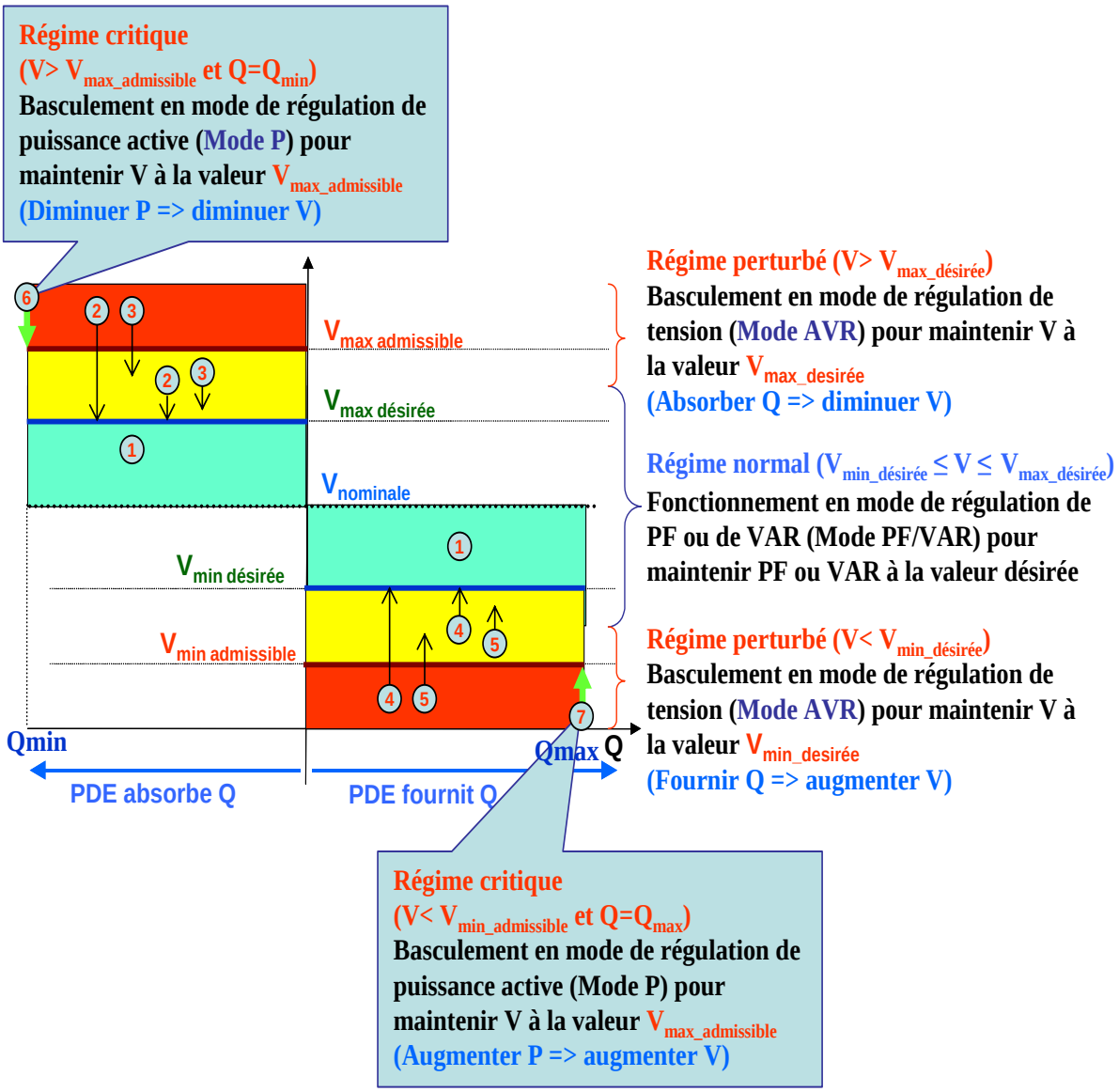


Figure II.5: *Principe de fonctionnement du régulateur auto-adaptatif proposé*

- Domaine d'application:

Ce régulateur est utilisable pour les GED de quelques kW à quelques dizaines de MW sur les réseaux de distribution BT ou HTA. Cela concerne les GED de type de machine tournante ou de type de convertisseur DC/AC (onduleur).

- Variable d'entrée:

Le système utilise uniquement les mesures de tension et de courant au point de raccordement ou au point désiré.

- Pour les productions raccordées au réseau AC la valeur efficace simple (phase-neutre ou phase-terre) ou composée (phase-phase ou entre phases) est utilisée.
- Pour les productions raccordées au réseau DC la valeur directe est utilisée

Il faut définir les différents niveaux de tension pour le fonctionnement du régulateur comme sur la ***Figure II.5***:

- La tension nominale $V_{nominale}$, normalement égale à 1.0 pu
- La tension admissible, fixée par les réglementations. Par exemple en France, en BT: $V_{min_admissible}$ =0.90 pu et $V_{max_admissible}$ =1.1 pu; en HTA: $V_{min_admissible}$ = 0.95 pu et $V_{max_admissible}$ =1.05 pu
- La limite de tension désirée, c'est une plage de tension désirée; ex: $V_{min_désirée}$ =1.0 pu; $V_{max_désirée}$ =1.04 pu. Un bon choix de ces valeurs permet de maintenir non seulement la tension au nœud de raccordement mais encore les autres nœuds du réseau dans la limite admissible. Cette limite peut être fixée par le client ou par le gestionnaire du réseau après les calculs d'optimisation de façon à assurer le réglage optimal du plan de tension du réseau.

Le fonctionnement est expliqué comme suit:

- **Régime normal**

C'est le cas d'une tension au point de raccordement restant dans les limites désirées ($\mathbf{V_{min_désirée} \leq V \leq V_{max_désirée}}$) - (point 1 sur la ***Figure II.5***)

Le régulateur fonctionne en mode régulateur PF/VAR (**Mode PF/VAR**) avec deux possibilités:

- Soit le régulateur maintient le facteur de puissance constant afin de minimiser les pertes
- Soit le régulateur maintient la puissance réactive constante à la valeur désirée; ex: Q=0

- **Régime perturbé**

C'est le cas d'une tension au point de raccordement supérieure à la limite maximale désirée ($\mathbf{V > V_{max_désirée}}$)

Le régulateur fonctionne en mode régulateur de tension (**Mode AVR**) à la valeur de consigne $V_{max_désirée}$. Pour ce cas, la GED absorbe de puissance réactive afin de diminuer et ramener la tension à la valeur $V_{max_désirée}$ Si la capacité d'absorption de puissance réactive de la GED est possible, la tension est maintenue à la valeur $V_{max_désirée}$ (points 2 sur la ***Figure II.5***). Si la GED a atteint la valeur minimale de puissance réactive (Q_{min}) et si la GED est capable de maintenir la tension au point de raccordement inférieure ou égale à la valeur $V_{max_admissible}$ (point 3 sur la ***Figure II.5***), le régulateur reste en mode AVR. Si la tension dépasse la valeur $V_{max_admissible}$ le basculement en mode P est effectué.

- **Régime perturbé**

C'est le cas d'une tension au point de raccordement inférieure à la limite minimale désirée ($\mathbf{V < V_{min_désirée}}$)

Le régulateur fonctionne en mode régulateur de tension (**Mode AVR**) à la valeur de consigne $V_{min_désirée}$. Pour ce cas, la GED fournit de la puissance réactive afin d'augmenter et ramener la tension à la valeur $V_{min_désirée.}$ Si la capacité de fourniture de puissance réactive de la GED est possible, la tension est maintenue à la valeur $V_{min_désirée}$ (points 4 sur la ***Figure II.5***). Si la GED a atteint la valeur maximale de puissance réactive (Q_{max}) et si la GED est capable de maintenir la tension au point de raccordement supérieure ou égale à la valeur $V_{min_admissible}$ (point 5 sur la ***Figure II.5***), le régulateur reste en mode AVR. Si la tension est inférieure à la valeur $V_{min_admissible}$ le basculement en mode P est effectué.

- **Régime critique 1**

C'est le cas d'une tension supérieure à la limite admissible (**$V > V_{max_admissible}$**) et quand la puissance réactive absorbée par la GED atteint la limite minimale (**$Q=Q_{min}$**)
Dans la situation où la GED absorbe la puissance réactive pour diminuer la tension et sa puissance réactive a atteint la limite minimale, mais la tension est encore très élevée et supérieure à la limite admissible maximale, l'action sur la puissance active est nécessaire. Le régulateur passe en mode de régulation de puissance active (**Mode P**) avec la valeur de consigne fixée à $V_{max_admissible}$. La GED diminue sa puissance active afin de ramener la tension à la valeur $V_{max_admissibe}$ (point 6 sur la ***Figure II.5***). Dans ce cas, la puissance réactive peut être fixée à la valeur minimale. Cette valeur minimale de puissance réactive peut être changée par la relation $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$. La régulation de puissance active et réactive en même temps pour maintenir le facteur de puissance constant n'est pas nécessaire. L'action de réduction de production est équivalente à une action de reprise de charge pour diminuer la tension.

- **Régime critique 2**:

C'est le cas si la tension est inférieure à la limite admissible (**$V < V_{min_admissible}$**) et la puissance réactive fournie par la GED a atteint la limite maximale (**$Q=Q_{max}$**)
Dans la situation où la GED fournit la puissance réactive pour augmenter la tension et sa puissance réactive a atteint la limite maximale, mais la tension est encore très basse et inférieure à la limite admissible minimale, l'action sur la puissance active est nécessaire. Le régulateur peut passer en mode de régulation de puissance active (**Mode P**) avec la valeur de consigne de réglage fixée à $V_{min_admissible}$. La GED augmente de puissance active afin de ramener la tension à la valeur $V_{min_admissibe}$ (point 7 sur la ***Figure II.5***). Dans ce cas, la puissance réactive peut être fixée à la valeur maximale. Cette valeur maximale de puissance réactive peut être changée par la relation $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$. La régulation de puissance active et réactive en même temps pour maintenir le facteur de puissance constant n'est pas nécessaire. L'action d'augmentation de production est équivalente à une action de délestage de charge pour augmenter la tension.

Grâce à l'action de régulation de puissance active et réactive, une solution est toujours possible dans n'importe quel régime de fonctionnement. De plus, sur le réseau de distribution où le rapport R/X est très important, l'action sur la puissance active est efficace.

Les autres points importants du régulateur sont les suivants :

- Il y a trois possibilités de réglage des valeurs $V_{max_désirée}$ et $V_{min_désirée}$

  1) Si on fixe $V_{max_désirée} = V_{max_admissible}$ et $V_{min_désirée} = V_{min_admissible}$ le régulateur fonctionne de façon à assurer localement la tension au nœud de raccordement dans la limite admissible. Cette solution maintient la tension au point de raccordement, mais agit faiblement pour le maintien de la tension normale dans les conducteurs adjacents.

  2) Si on fixe $V_{max_désirée} < V_{max_admissible}$ et $V_{min_désirée} > V_{min_admissible}$ le régulateur fonctionne de façon à assurer non seulement la tension locale au nœud de raccordement mais encore la tension sur d'autres nœuds voisins du réseau. Pour les GED de petite puissance le choix de ces valeurs est sensible aux valeurs limites de puissance réactive fournie ou absorbée par chaque GED. Si on fixe la valeur $V_{max_désirée}$ à une valeur assez basse, la GED atteint souvent la limite minimale de

puissance réactive. Au contraire, si on fixe la valeur $V_{min_désirée}$ à une valeur assez haute, la GED atteint souvent la limite maximale de puissance réactive. Il y a 3 possibilités de choix de ces valeurs :

- Soit le l'utilisateur fixe ces valeurs à la valeur désirée ; ex : $V_{max_désirée}$ = 1.04 pu et $V_{min_désirée}$ = 1.0 pu. Ce choix par défaut est applicable pour tous les types de réseau. La valeur $V_{min_désirée}$ fixée à 1.0 pu permet aux GED de participer au maintien d'un plan de tension assez élevé afin de diminuer les pertes du réseau. La valeur $V_{max_désirée}$ fixée à 1.04 pu permet de maintenir un plan de tension du réseau pas trop haut. Avec ces valeurs par défaut la tension du réseau reste toujours dans la limite 1.0 et 1.04 pu.
- Soit, après calcul, le gestionnaire du réseau peut imposer ces valeurs pour chaque GED. Un calcul d'optimisation du plan de tension est nécessaire pour deux régimes extrêmes (régime de faible charge associée à la production maximale ; régime de forte charge associée à la production minimale) pour déterminer ces valeur. Ces valeurs peuvent être modifiées par le gestionnaire du réseau si nécessaire.
- Soit le régulateur change de manière adaptative ; ça dépend du régime de fonctionnement en respectant les limites de puissance réactive de chaque GED. Pour ce cas, le régulateur fonctionne en mode AVR pour le régime perturbé. Si le régulateur détecte une variation de tension qui dépasse la valeur désirée et la puissance réactive de GED a atteint la limite, il essaie de changer la limite désirée, en respectant la limite admissible ($V_{min_admissible} \leq V_{min_désirée} \leq V_{max_désirée} \leq V_{max_admissible}$), pour débloquer le problème de limitation de puissance réactive.

3) Si on fixe $V_{max_désirée} = V_{max_admissible} = V_{min_désirée} = V_{min_admissible} = V_{fixée}$, le régulateur maintient la tension constante à la valeur $V_{fixée}$. Ce fonctionnement est choisi en cas de fonctionnement en mode îlotage.

- Les stratégies de contrôle peuvent être effectuées par :
  - un contrôleur analogique
  - un contrôleur numérique
  - un contrôleur utilisant la logique floue
- Pour un mode de secours, le basculement en mode de la régulation de PF/VAR à la régulation de tension est possible.
- En cas de fonctionnement de plusieurs GED en parallèle, la régulation par statisme peut être utilisée pour que la répartition de puissance active et réactive de chaque GED soit optimale en respectant les limites de puissances active et réactive.
- Pour éviter les oscillations, un mode de contrôle avec hystérésis (retard) est utilisé.
- Pour les régulateurs des machines tournantes, les limites de sous et sur excitation sont utilisées pour éviter les contraintes thermiques du rotor et les contraintes de stabilité de la machine.
- Les fonctions de protection, comme la protection de surtension, de sous tension, de surcharge, etc. peuvent être intégrées dans ce système de régulation
- Au cas où une communication simple entre le régulateur et le gestionnaire du réseau est possible, le gestionnaire peut modifier en ligne les valeurs $V_{max_désirée}$ et $V_{min_désirée}$. Ce régulateur passe en mode coordonné, permettant de coordonner les actions de réglage optimal de tension du réseau.

II.4 Réseau d'étude et scénarios [TRAN-09]

Afin d'étudier la performance du régulateur auto-adaptatif de tension appliqué pour les onduleurs PV, un réseau réel BT (***Figure II.6***) a été utilisé. Ce réseau est alimenté par un transformateur de 160 kVA, 20/0.4 kV. Il se compose de 14 nœuds, 10 charges et 10 productions de PV. La charge placée au nœud 3 est triphasée (centre commerciale), le reste du réseau est monophasé (charge résidentielle) comme présenté sur les ***Figure II.8*** à ***Figure II.9***. Ce réseau BT triphasé avec neutre est modélisé sous EMTP-RV.

La *Figure II.7* présente la variation d'ensoleillement mesurée à Saint Jean d'Arvey en juillet 2005. La courbe d'ensoleillement du 14 juillet 2005 est utilisée pour effectuer les études.

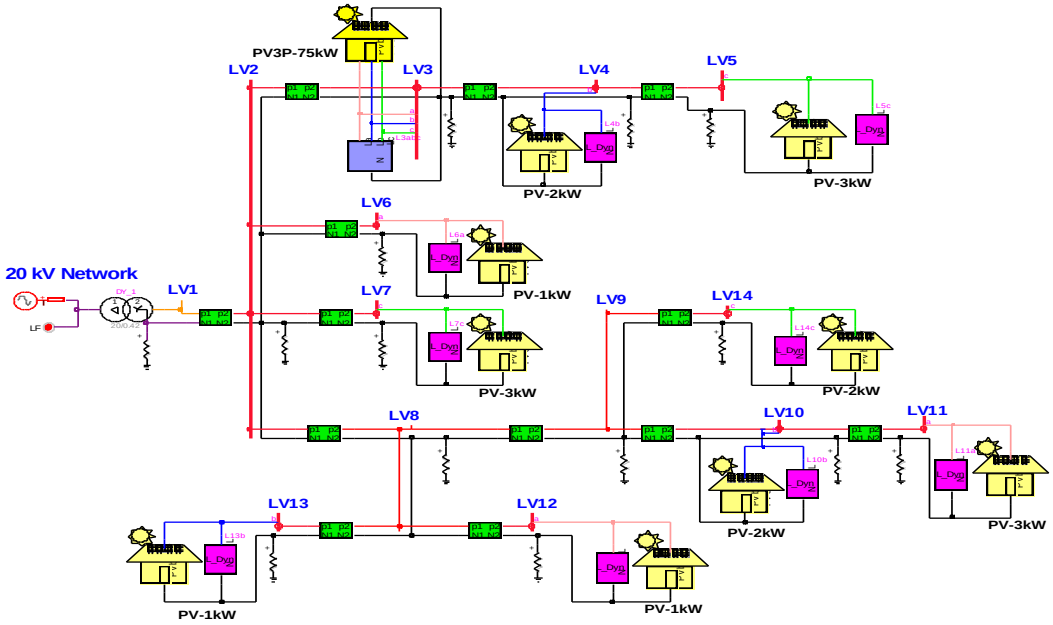


Figure II.6: *Réseau réel BT avec les systèmes PV (monophasés et triphasé)*

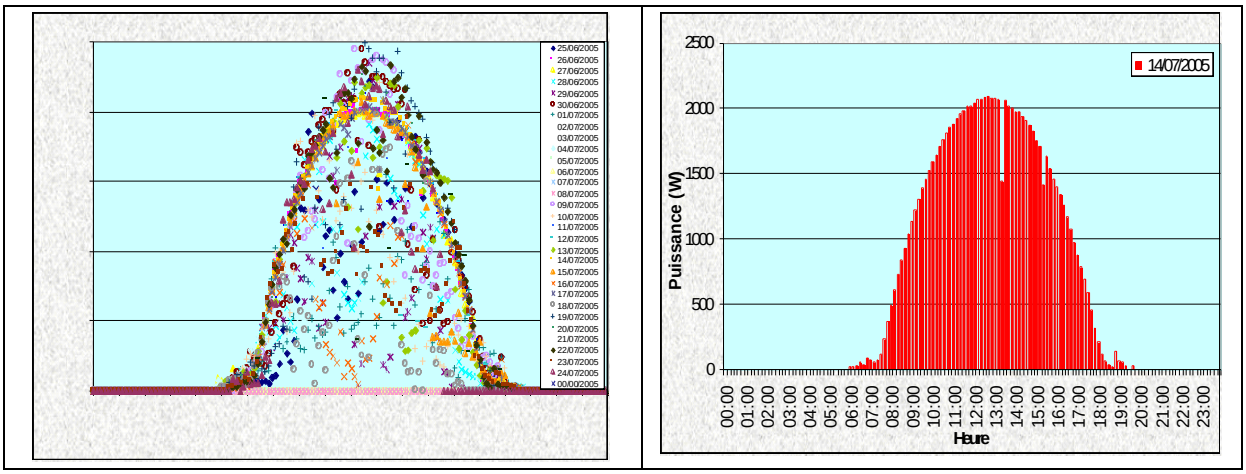


Figure II.7: *Variation d'ensoleillement (scénario d'étude) – scénarios 1*

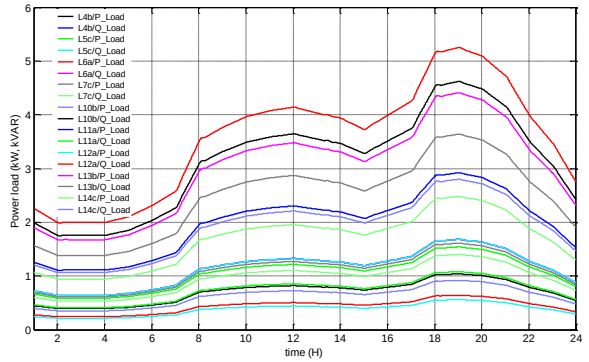


Figure II.8 *: Variation des charges monophasées - scénario 1 (Charges résidentielles)*

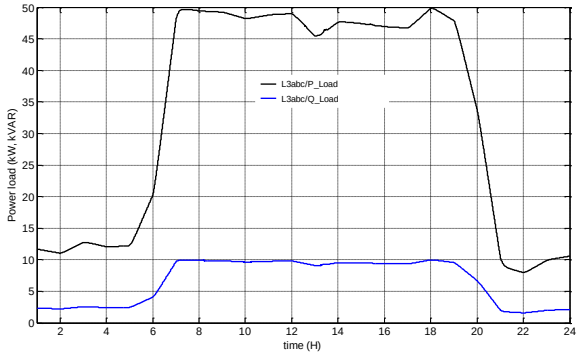


Figure II.9 *: Variation des charges triphasées (charge commerciale) – scénarios 1 & 2*

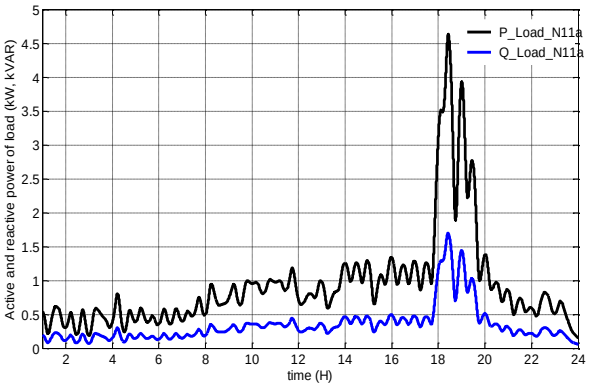


Figure II.10. *Variation des charges monophasées - scénario 2 (Charges résidentielles)*

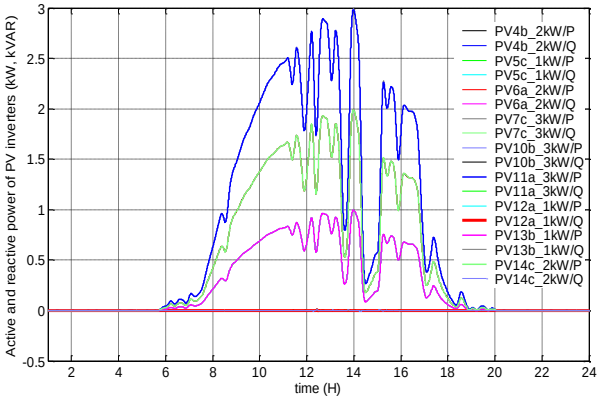


Figure II.11. *Variation de puissance des onduleurs PV – scénario 2 (Charges résidentielles)*

Pour le raccordement des systèmes PV au réseau étudié (***Figure II.6***), on suppose qu'il y a deux types de générateur PV:

- Une production PV triphasée raccordée au nœud 3 (75 kWc) – centre commercial
- Neuf productions PV monophasées raccordées aux autres nœuds (1, 2 ou 3 kWc).

Il y a deux scénarios de production PV : le scénario 1 présenté sur la *Figure II.7* (ensoleillement du 14 juillet) et le scénario 2 présenté sur la ***Figure II.11*** (ensoleillement de quel jour ?).

Deux types de régulation pour ces systèmes PV seront utilisés :

- Régulation classique P/Q (RPQ),
- Régulation auto-adaptative de tension (RAA).

Deux types de charge sont utilisés pour la simulation :

- Charge résidentielle : scénario 1 présenté sur la ***Figure II.8*** et scénario présenté sur la ***Figure II.10***
- Charge commerciale (***Figure II.9***).

II.5 Régulation en P/Q (RPQ)

Scénario 1

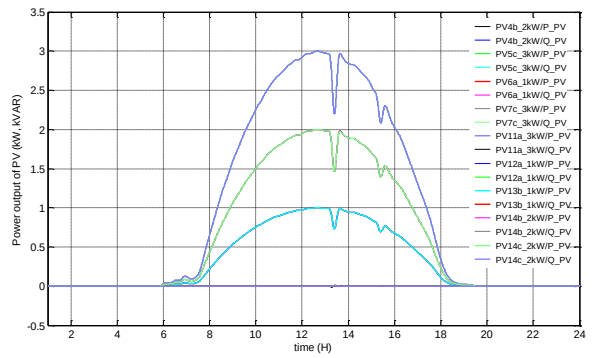


***Figure II.12**. Variation de puissance des installations PV monophasées*

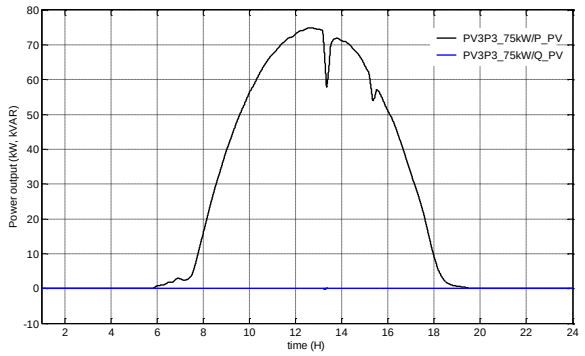


***Figure II.13.** Variation de puissance de l'installation PV triphasée*

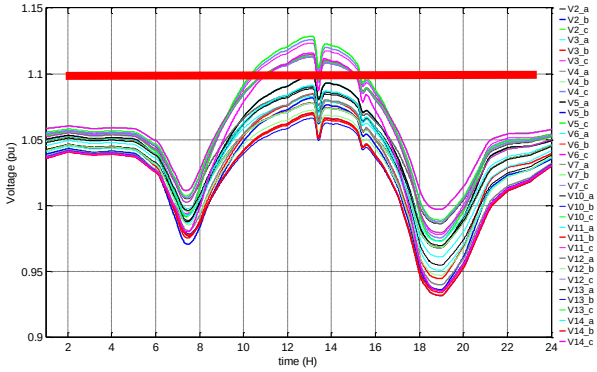


***Figure II.14.** Variation de tension*

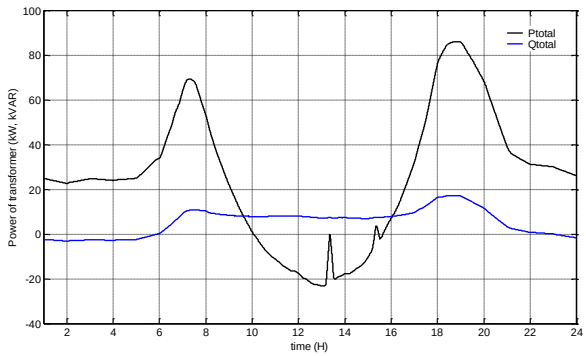


***Figure II.15.** Variation de puissance du transformateur*

Scénario 2

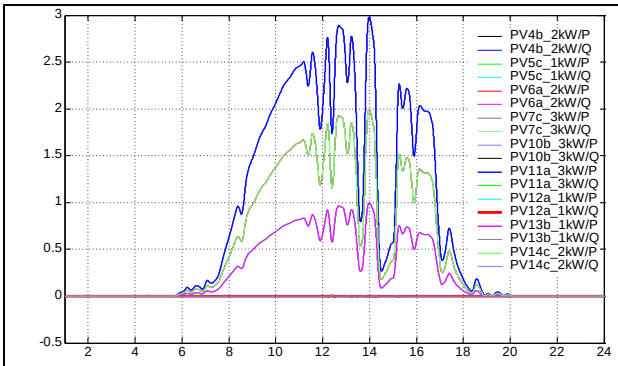


***Figure II.16.** Variation de puissance des installations PV monophasées*

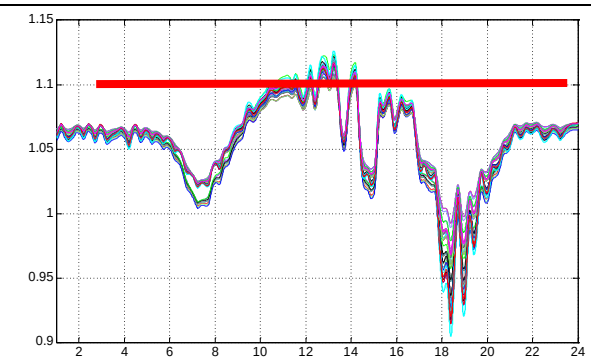


***Figure II.17.** Variation de tension*

Pour les onduleurs PV, en cas de fonctionnement avec le mode de régulation P/Q, la puissance réactive est imposée nulle (0 kVAR). Pour le scénario 1, la production PV pendant une journée en fonction de la courbe d'ensoleillement est présentée dans la ***Figure II.12*** pour les productions PV monophasées et la ***Figure II.13*** pour la production PV triphasée. La ***Figure II.14*** présente la variation de tension aux nœuds de raccordement des installations PV et la ***Figure II.15*** présente l'échange de puissance entre le réseau en amont (HTA) et le réseau BT étudié.

La démarche est identique pour le scénario 2, la ***Figure II.16*** présente la variation des puissances actives des installations PV monophasées et la ***Figure II.17*** présente la variation de tension aux nœuds de raccordement des installations PV.

On constate que :

- Sur quelques nœuds où les installations PV sont raccordées, il y a une surtension importante aux moments de fort ensoleillement. La tension dépasse la tension admissible (1.1 pu), ainsi ces installations PV pourront être déconnectées par leurs protections associées
- Aux moments de forte charge et de la production PV nulle (ou faible), il y a une sous-tension sur la plupart des nœuds ; cela peut provoquer une augmentation des pertes
- En cas de raccordement monophasé, il y a un déséquilibre de tension entre les phases.

Ces résultats mettent donc en évidence le dépassement des limites de tension dû à la production de puissance active des installations PV. A cet effet, l'énergie réactive des systèmes PV devrait être modifiée pour régler la tension dans les limites admissibles. C'est pourquoi, le réglage de tension effectué par la régulation intelligente de tension sera présenté dans la partie suivante.

II.6 Régulation auto-adaptative de tension (RAA)

La structure du réseau, les paramètres et les scénarios sont identiques à l'étude précédente. Les onduleurs PV utilisent le régulateur auto-adaptatatif de tension au lieu de la régulation en PQ.

Pour le scénario 1, les ***Figure II.18*** et ***Figure II.19*** présentent la variation des puissances active et réactive des onduleurs PV monophasés et de l'onduleur PV triphasé raccordé au nœud 3. La ***Figure II.20*** présente la variation de tension dans tous les nœuds de raccordement des onduleurs PV.

De même, pour le scénario 2, les ***Figure II.22*** et ***Figure II.23*** présentent la variation des puissances active et réactive des onduleurs PV monophasés et de l'onduleur PV triphasé. La ***Figure II.24*** présente la variation de tension dans tous les nœuds de raccordement des onduleurs PV.

Scénario 1

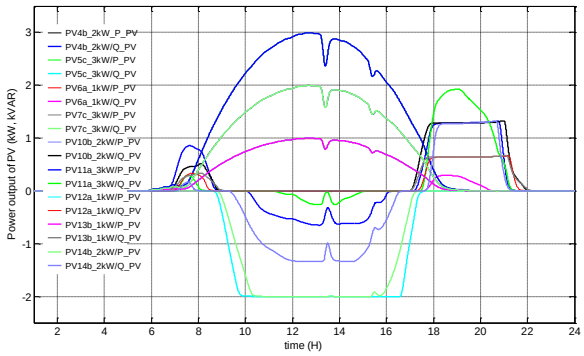


Figure II.18*. Variation de puissance des installations PV monophasées*

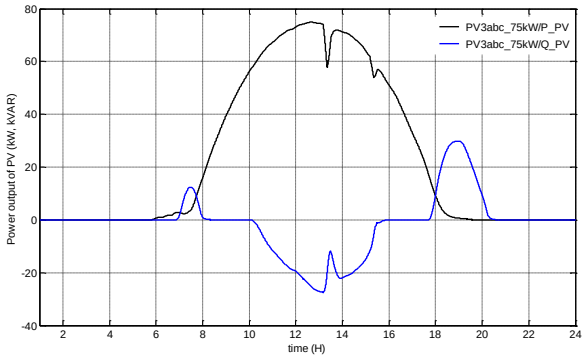


Figure II.19*. Variation de puissance de l'installation PV triphasée*

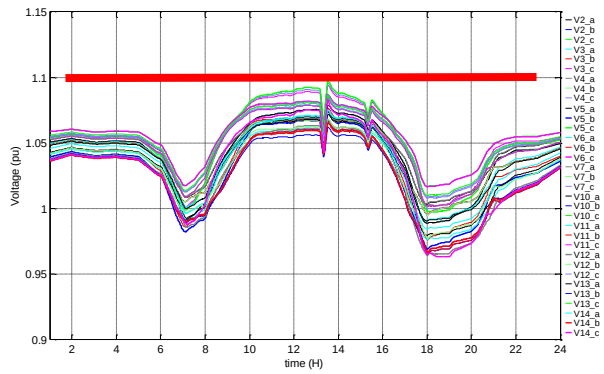


***Figure II.20**. Variation de tension*

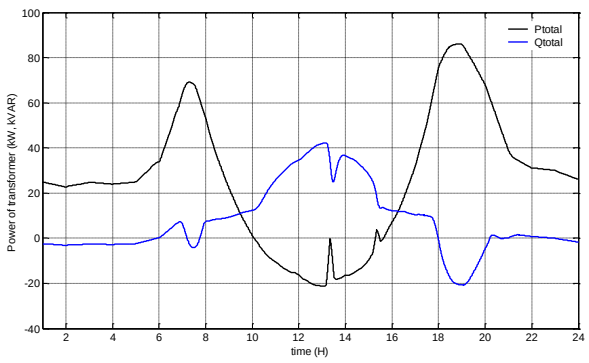


***Figure II.21**. Variation de puissance du transformateur*

Scénario 2

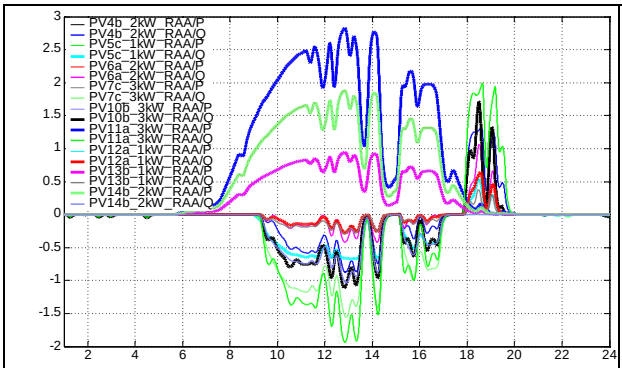


***Figure II.22**. Variation de puissance des installations PV monophasées*

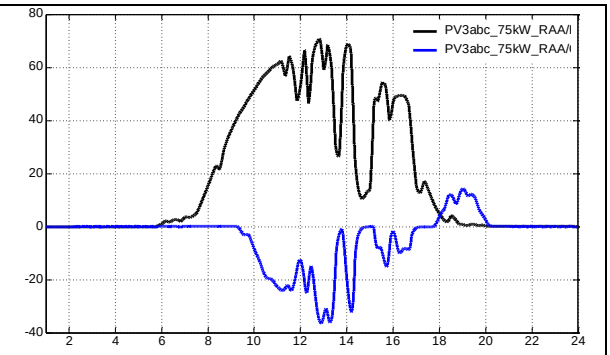


***Figure II.23**. Variation de puissance de l'installation PV triphasée*

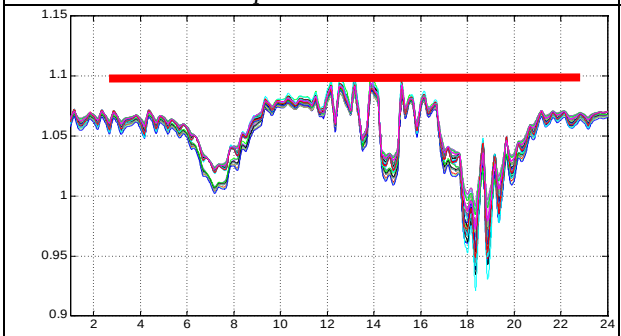


***Figure II.24**. Variation de tension*

Les onduleurs PV participent au réglage de tension (voir la puissance réactive absorbée et fournies par ces onduleurs PV) pour maintenir la tension dans la limite admissible (0.9 et 1.1 pu). En cas de forte production, les onduleurs PV participent à la réduction des surtensions par absorption de puissance réactive afin de maintenir la tension inférieure à la tension admissible maximale. En cas de forte consommation, les onduleurs PV participent au maintien d'un plan de tension assez élevé par production de puissance réactive afin de maintenir la tension plus proche de la tension nominale. Cette participation dépend de plusieurs facteurs comme la puissance des onduleurs PV, du lieu de raccordement, du niveau de la tension… Ces cas démontrent les performances et les services apportés par les onduleurs équipés de régulateur auto-adaptatif de tension proposé.

II.7 Validation par les essais avec l'onduleur réel et le simulateur temps réel

Cette partie présente une validation de l'impact des onduleurs sur la variation en utilisant le simulateur temps réel OPAL-RT.

II.7.1 Réseau BT test avec onduleur réel

Le réseau test utilisé est le même que celui présenté dans la partie II.4 (voir ***Figure II.25***). L'onduleur réel est raccordé au nœud 5. On étudie la variation de tension sur le réseau test en réponse à la variation de l'ensoleillement.

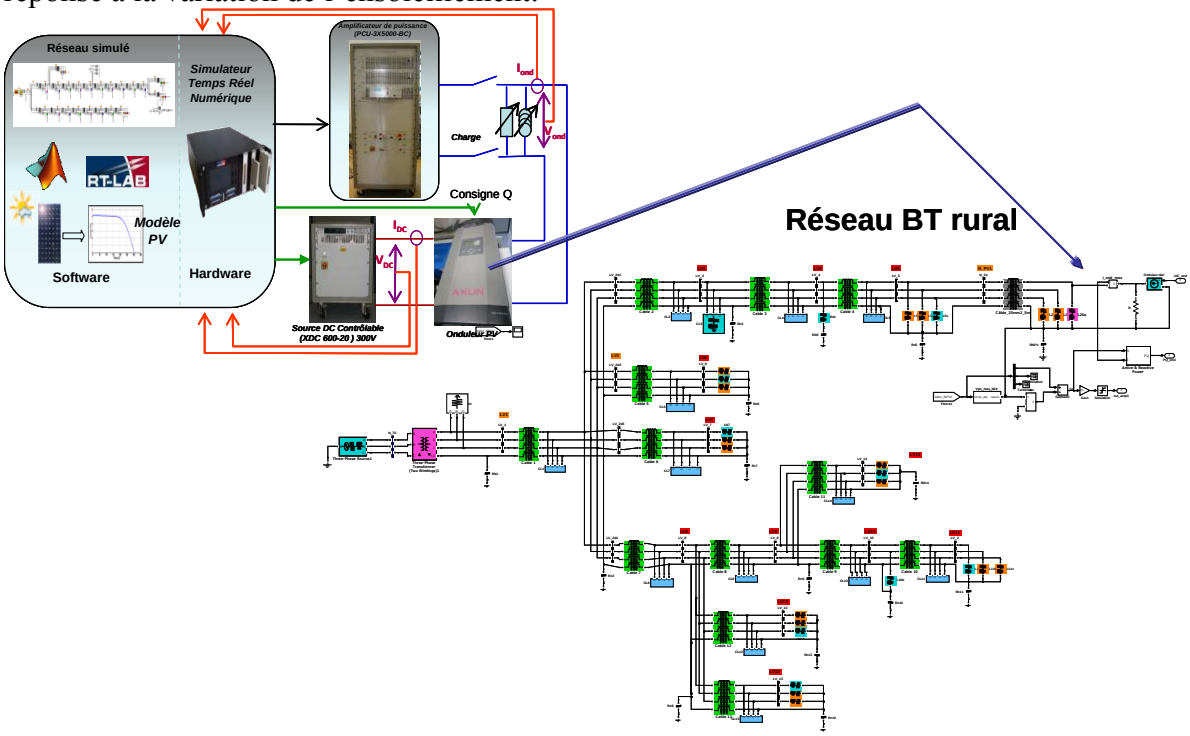


Figure II.25. *Banc d'essai et réseau test*

II.7.2 Onduleurs PV utilisés pour essais

Dans ce cadre des essais, trois onduleurs PV réels monophasés ont été utilisés :
- Fronius IG 20 (avec transformateur HF)
- Axun Platinium 2100s (avec transformateur BF)
- Sunny Mini Central 9000TL avec Réactive Power Control (sans transformateur)

II.7.3 Source DC programmable (XDC 600-20)

Dans le banc d'essai, on alimente un onduleur PV avec une alimentation DC commandée par le simulateur temps réel RT-Lab. Le modèle photovoltaïque simulé sur Matlab/Simulink©, donne la bonne caractéristique I-V grâce au bloc fonction « lookup table » comme le montre la ***Figure II.26***. Ensuite la caractéristique I-V est envoyée en temps réel par RT-Lab qui l'injecte comme un signal de courant dans l'entrée de l'alimentation DC. La tension de la source à vide est de 300 V et elle est ensuite imposée par la tension MPP de l'onduleur quand ce dernier est démarré.

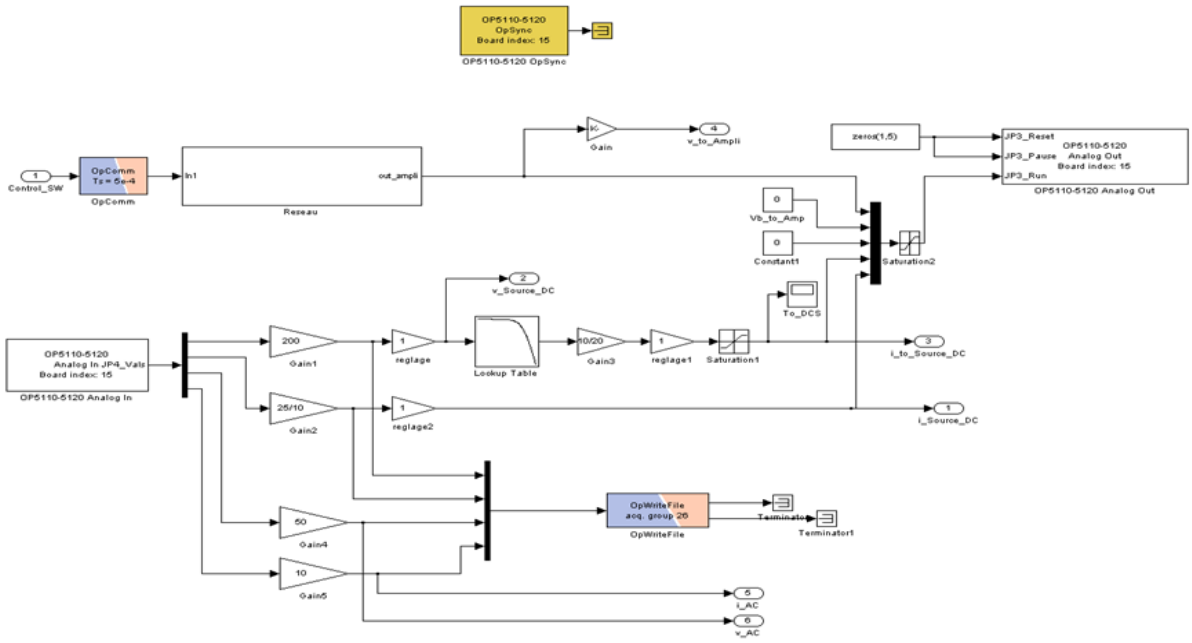


Figure II.26 *: Modèle des panneaux PV*

II.7.4 Amplificateur de puissance (PCU-3X5000-BC)

Le banc PCU-3X5000-BC est un amplificateur triphasé régulé en tension ou courant. Cet amplificateur est l'élément essentiel de l'interface de puissance qui transforme les signaux de sortie du simulateur temps réel numérique, RT-LAB, en grandeurs électriques réels. Il a une puissance de 2kVA par phase à 5KVA en point, et sa technologie linéaire autorise une bande de fréquence du DC à 2 kHz pour le fondamental et jusqu'à 150 KHz en petits signaux, permettant de représenter des phénomènes électriques en base et haute fréquence.

II.7.5 Capteurs de courant et de tension

Un deuxième élément essentiel de l'interface de puissance est le capteur. Son rôle est également important car il permet de mesurer les courants, tensions ou autres grandeurs, qui seront utilisées par la suite par le simulateur numérique temps-réel. Il accomplit par conséquent la fermeture de la boucle temps-réel hybride.

II.7.6 Impact sur la variation de tension

Cette partie présente seulement les résultats d'essai pour l'onduleur Fronius IG 20 (2 kW). La ***Figure II.27*** présente la variation du courant de la source DC en fonction de l'ensoleillement. La ***Figure II.28*** présente la variation de la tension DC du bus continu. La ***Figure II.29*** présente la variation des puissances active et réactive à la sortie de l'onduleur en fonction d'ensoleillement. La ***Figure II.30*** présente la variation de tension au nœud de raccordement de l'onduleur.

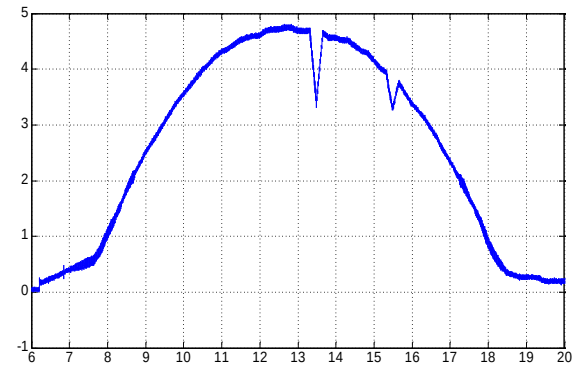


***Figure II.27**. Courant DC fourni par la source DC en fonction de variation de l'ensoleillement*

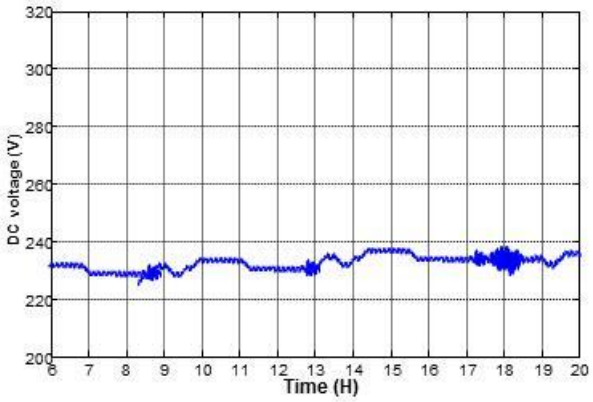


***Figure II.28**. Variation de la tension coté DC de l'onduleur (tension MPP)*

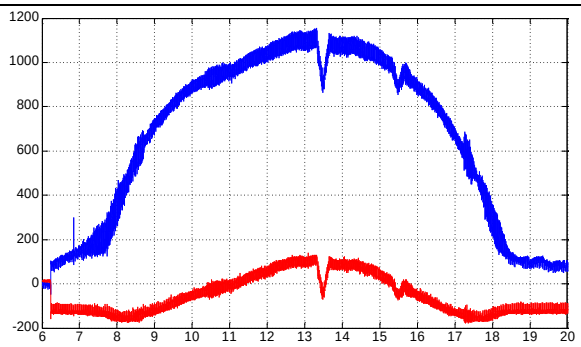


***Figure II.29**. Variation de puissances active et réactive de l'onduleur*

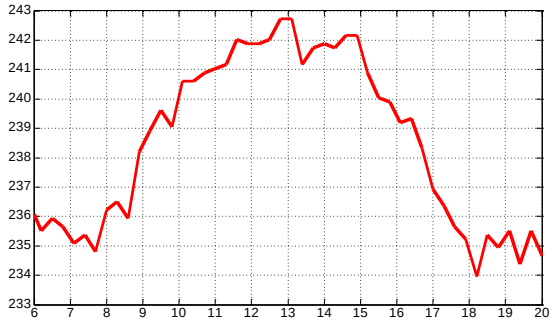


***Figure II.30**. Variation de la tension au point de raccordement de l'onduleur (Nœud 5)*

Ces essais en utilisant le simulateur temps réel confirment l'élévation de tension au point de raccordement en fonction de la puissance injectée.

II.8 Avantages du régulateur auto-adaptatif proposé

Le régulateur auto-adaptatif de tension proposé présente les avantages suivants.

- Ce régulateur permet de maintenir la tension dans les limites désirées (ou admissibles) et permet d'améliorer la qualité de tension de fourniture des GED pour les différents régimes de fonctionnement
- Ce régulateur permet d'améliorer les performances des GED et permet de diminuer les variations de tension en régime permanent ou transitoire lent
- Le basculement entre les modes de régulation est effectué de manière automatique et adaptative pour les différents régimes de fonctionnement
- Il est possible de maintenir les puissances active et réactive de la GED dans ses limites constructives
- Le fonctionnement du régulateur est totalement automatique, il n'exige pas de connaissances spécifiques sur les caractéristiques de la GED pour son paramétrage
- Le régulateur assure la fonction de régulation de manière autonome sans avoir des communications avec les autres GED ou avec le gestionnaire du réseau
- En cas où il y a un échange d'information avec le gestionnaire du réseau, ce régulateur peut fonctionner en mode coordonné pour assurer la coordination de réglage optimal de tension du réseau
- Le régulateur n'exige pas de mesures supplémentaires ou de nouveaux équipements, permettant ainsi de réduire le coût de raccordement

- Ce système de régulateur permet le fonctionnement de GED en mode de couplage au réseau et en mode îlotage
- Ce régulateur permet d'augmenter la capacité de pénétration des GED au réseau
- Le principe peut être utilisé pour les GED de type machine tournante ou pour les GED raccordées au réseau via un convertisseur DC/AC (éolien, photovoltaïque, pile à combustible, micro turbine)
- Ce principe est applicable pour les différentes gammes de puissance des GED
- Ce principe est utilisable pour les GED raccordées en HTA ou BT.

III. Tâche 3.2 : Contribution à l'amélioration de la qualité

[NGUY_11]

III.1 Introduction

Cette sous-tâche vise à explorer les moyens offerts par l'onduleur PV en vue de l'amélioration de la qualité des courants injectés au réseau et ce, via un filtrage actif des charges non linéaires connectées (PC, TV, Lampes à basse consommation…). Les problèmes de détérioration harmonique de tension sont actuellement assez rares. S'ils devaient se développer, des producteurs PV pourrait être perturbés et, à terme, il serait probablement nécessaire pour le distributeur d'installer des systèmes de filtrage actif ou d'imposer des normes de pollution plus restrictives. Toutefois, les onduleurs des installations PV ont potentiellement la capacité de réaliser cette fonction de filtrage actif. Cette action est assez prospective mais est cohérente avec le souci général de maîtriser les interactions entre onduleurs.

III.2 Problématique des courants harmoniques et des filtres

III.2.1 Impact du courant harmonique sur la tension du réseau

Actuellement, des charges non linéaires (comme les dispositifs de l'électronique de puissance, le redresseur à diode ou à thyristor, le four d'induction…) se connectent de plus en plus au réseau, ce qui provoquent une distorsion du courant et donc de la tension. La qualité de l'énergie électrique peut être perturbée, ce qui peut entraîner un mauvais fonctionnement des dispositifs raccordés au réseau. C'est pourquoi il est nécessaire de développer des dispositifs de filtrage qui permettent d'améliorer la qualité d'énergie. 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 comme filtre actif.

On illustre dans la ***Figure III.1*** le problème de la pollution harmonique ; ainsi, même si la tension du réseau A est purement sinusoïdale, la chute de tension due à l'impédance de ligne (Z_{l1}+ Z_{l2}) provoque la perturbation de la tension au point B. Cette distorsion de tension influence à son tour d'autres charges connectées au point B, c'est l'impact principal des courants harmoniques qui se rebouclent sur les tensions aux nœuds de raccordement.
Un des critères importants de la qualité électrique est le taux de distorsion harmonique du courant (THD) :

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (I)_h^2}}{I_{fond}}$$

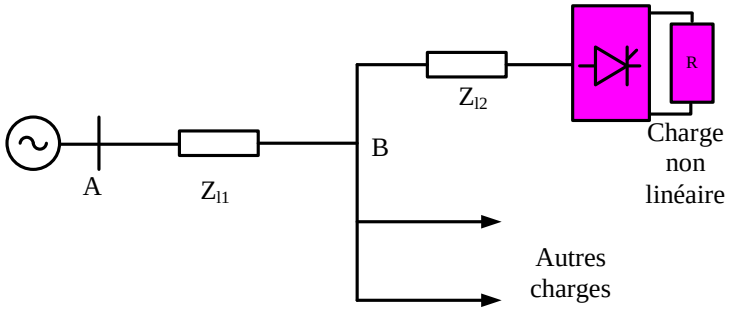


Figure III.1. exemple d'une charge non linéaire raccordée au réseau

La norme principale [IEEE_92] et CEI 61727 impose les limites de la pollution harmonique générée par les clients et de distorsion harmonique totale sur le réseau. Cette norme limite le THD du courant des réseaux <69kV à 5%.

Pour limiter des courants harmoniques dans le réseau, on introduit souvent des chemins privilégiés de circulation de ces courants qui évitent le réseau. Cette solution est connue sous le nom de filtrage d'harmonique. En pratique, il y a trois types de filtres : filtre passif, filtre actif et filtre hybride.

III.2.2 Filtre passif

La solution d'utilisation du filtre passif est la plus classique et la plus utilisée dans la réalité ; elle se compose des éléments passifs suivants: inductance, condensateur, résistance. Ces filtres sont généralement connectés en parallèle avec les charges polluantes. Il y a plusieurs types de filtres passifs qui jouent le rôle de filtrage des différentes fréquences : filtre passe-bas, filtre passe-haut et filtre passe-bande.

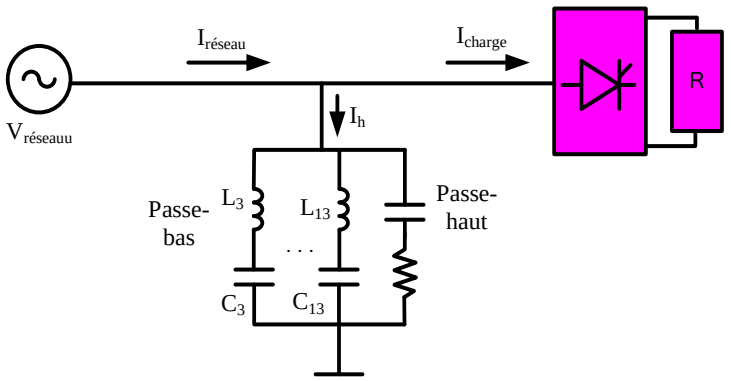


Figure III.2. *Schéma d'un filtre passif*

Normalement, un filtre passif est la combinaison de plusieurs filtres, chacun conçu à une fréquence déterminée (l'ordre 3, 5, 7, 9, 11, 13 dépend du réseau monophasé ou triphasé) et un filtre passe-haut l'est pour les fréquences plus grandes, comme dans la ***Figure III.2*****Erreur ! Source du renvoi introuvable.**.

Les filtres passifs ont l'avantage d'être d'une grande efficacité et d'avoir une structure simple, mais ils présentent aussi des inconvénients :

- Risque de phénomène de résonance avec d'autres composantes du même réseau.

- Risque de surcharge quand le filtre passif absorbe le courant des autres charges non linéaires.
- Peu flexible, pas commandable (sauf cas de composants commutés)

III.2.3 Filtre actif

Les filtres actifs ont été conçus et commercialisés plus récemment et n'ont pas vraiment percé sur le marché. Un filtre actif se compose d'un onduleur connecté au réseau équipé d'un un petit filtre passif. Les avantages du filtre actif par rapport au filtre passif sont :

- Dimensionnement plus réduit.
- Capacité de filtrage plus grande.
- Plus flexible, sans phénomène de résonance ou surcharge car bien contrôlés.

Mais le coût et les pertes sont les plus grandes limites. Deux types de filtre actif sont développés : filtre actif parallèle pour compenser les courants harmoniques et filtre actif série pour compenser les harmoniques de tension (***Figure III.3***).

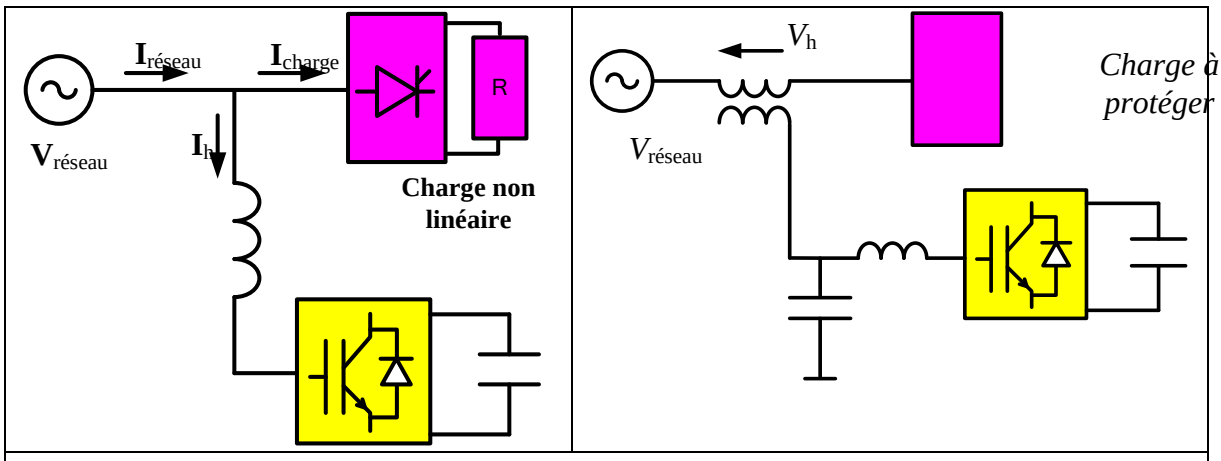


Figure III.3. *Schéma d'un filtre actif parallèle (gauche) et filtre actif série (droite)*

III.2.4 Filtre actif hybride

Pour pouvoir bénéficier des avantages des deux types de filtres présentés en dessus, on combine les deux structures. Dans le schéma de la ***Figure III.4***, le filtre passif réduit les harmoniques en basses fréquences, ce qui permet de réduire la taille du filtre actif, alors que le filtre actif ne compense que le reste des perturbations de rangs plus élevés.

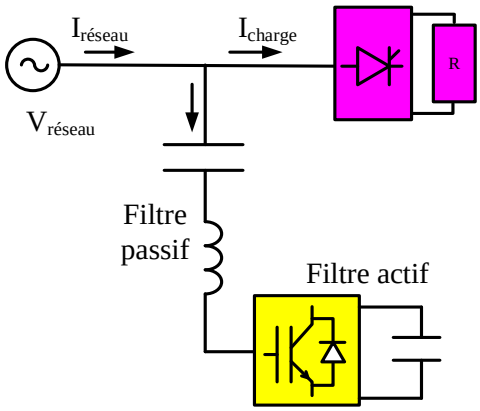


Figure III.4. *Schéma d'une topologie du filtre hybride*

III.3 Commande générique d'un filtre actif parallèle

III.3.1 Configuration d'un filtre actif parallèle

Dans ce chapitre, on ne considère que le filtre actif parallèle et ce, du fait de l'onduleur PV qui est connecté en shunt. Deux topologies d'onduleurs monophasés sont proposées en [GRA_90], soit un onduleur de tension avec un condensateur du côté continu et un filtre inductif du côté réseau, soit un commutateur de courant avec une inductance du côté continu et un filtre capacitif du côté réseau, (***Figure III.5***)

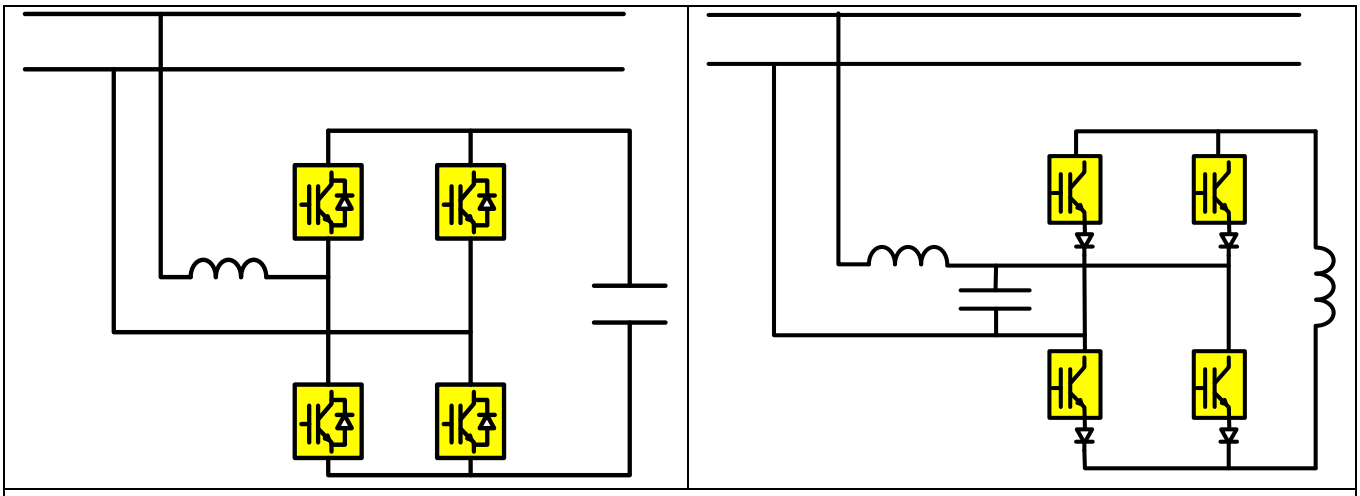


Figure III.5. *Filtre actif basé sur onduleur de tension (gauche) ou commutateur de courant (droite)*

Actuellement, le filtre actif basé sur le commutateur de courant est présenté dans quelques articles ([RAH_05], [SAL_05]), par contre l'onduleur de tension est généralement préféré à cause des raisons suivantes :

- Rendement plus grand
- Coût moins cher et volume plus petit quand on compare le condensateur et l'inductance du côté continu
- Les modules à IGBT disponibles actuellement sur le marché sont bien adaptés aux onduleurs de tension car en général une diode en antiparallèle est rajoutée pour chaque IGBT. Le commutateur de courant a quant à lui besoin de mettre en série chaque IGBT avec une diode anti-retour.

En conséquence, presque tous les filtres actifs commercialisés sont composés d'onduleurs de tension qui conviennent à l'objet de ce chapitre qui est d'introduire cette fonction de filtrage actif à un onduleur PV.

III.3.2 Commande générique

Dans [THO_98] et [JAR_06], on a développé la commande de filtre actif parallèle. Le contenu est présenté dans la ***Figure III.6*****Erreur ! Source du renvoi introuvable.**.

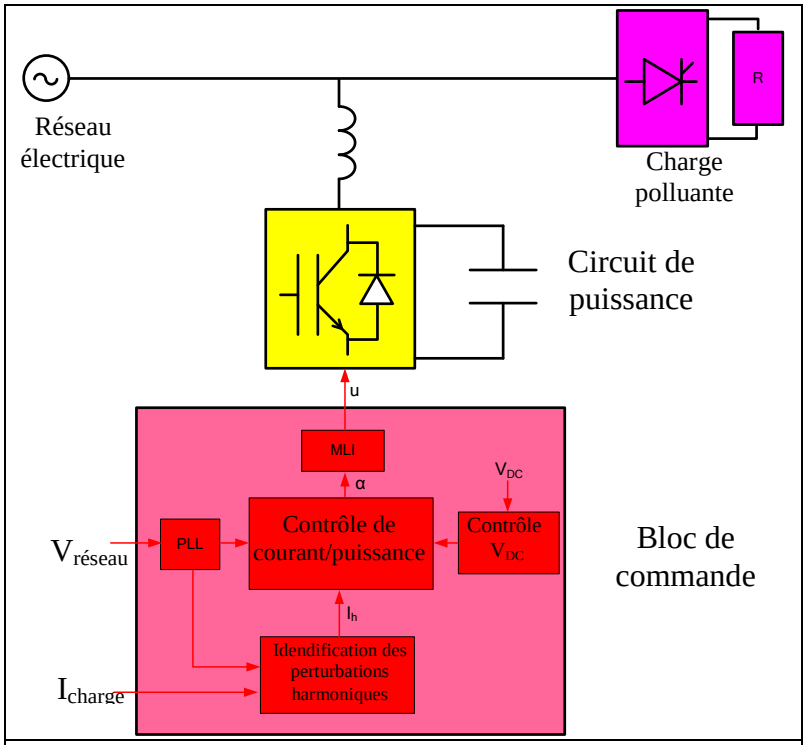


***Figure III.6**. Schéma de contrôle d'un filtre actif parallèle*

La commande du filtre se compose des boucles suivantes :

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

III.4 Commande d'un onduleur comme filtre actif

III.4.1 Modèle de la charge

III.4.1.1 Principe de la charge redresseur à thyristor

Pour séparer la composante de distorsion du courant (harmoniques de rang supérieur), on prendra comme exemple un redresseur à thyristor sur filtrage capacitif, ce dernier montage présente des formes d'ondes représentatives de la pollution harmonique générée dans le bâtiment, même s'il est rarement présent. Le schéma de principe est représenté dans la ***Figure III.7*****Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et la structure dans Matlab/Simulink est représentée dans la ***Figure III.8***.**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

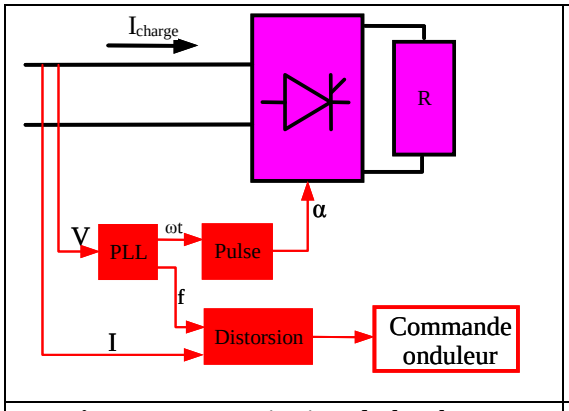


***Figure III.7**. Principe de la charge redresseur à thyristors*

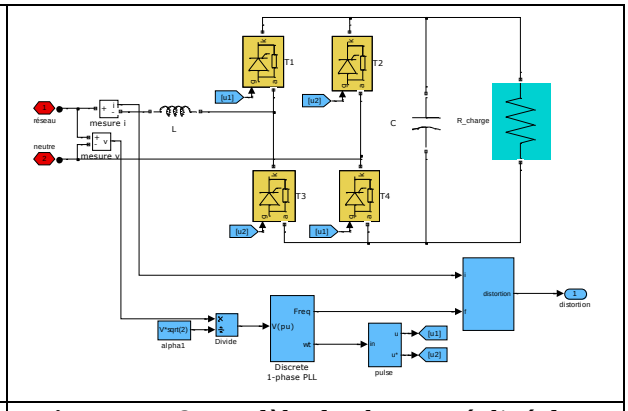


***Figure III.8**. Modèle de charge réalisé dans Simulink*

Le bloc **PLL** synchronise les signaux de commandes avec la tension du réseau, et donne l'information au bloc **Pulse** qui crée les signaux pour commander les thyristors.

Le bloc **Distorsion** calcule les composantes harmoniques du courant de charge, (*Figure III.9*) :

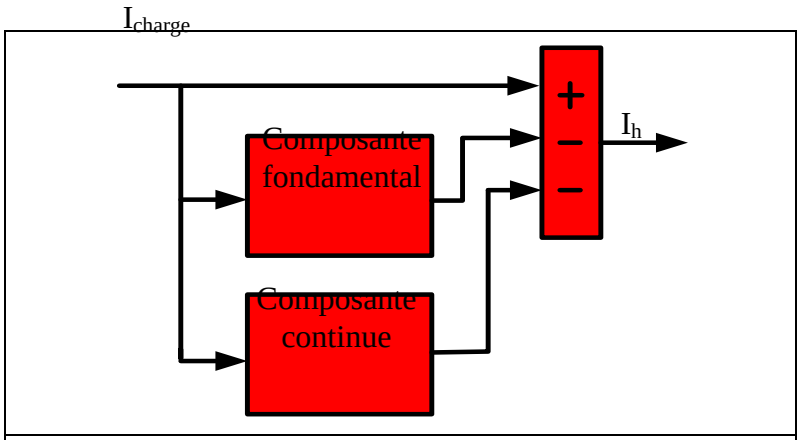


***Figure III.9**: Calcul des composantes de distorsion*

III.4.1.2 Comportement de la charge

Pour ce cas particulier, on alimente la charge par une tension sinusoïdale et on excite les thyristors avec un angle de retard à l'amorçage de 60°, on obtient ainsi une forme d'onde de courant réseau non sinusoïdale dont on extrait ainsi la composante harmonique (déduction faite du fondamental).

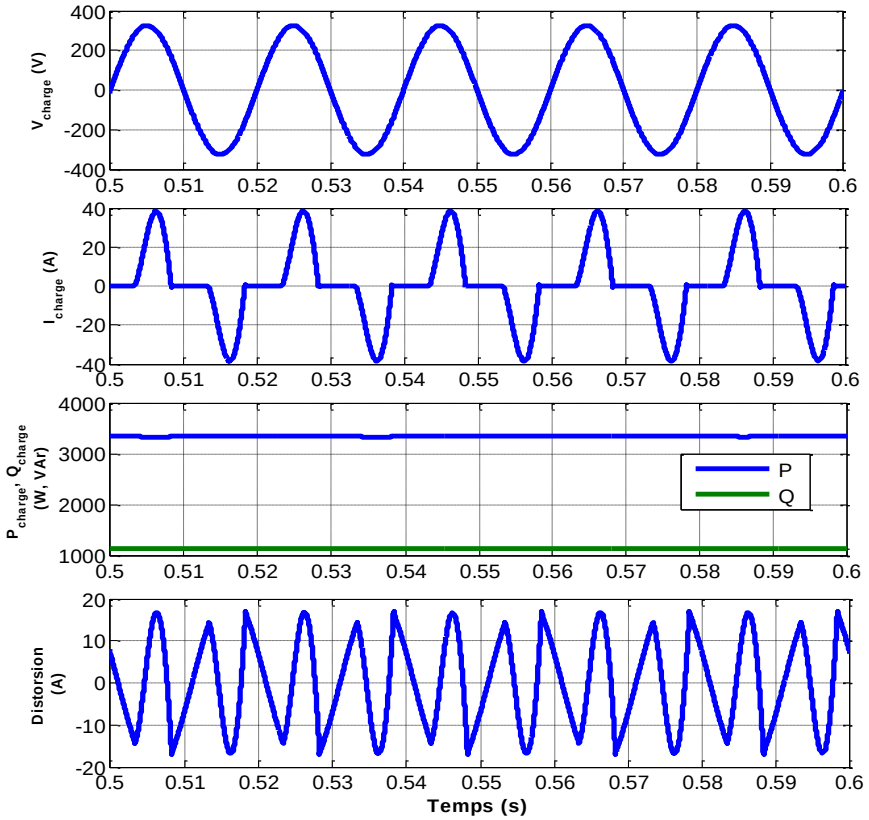


***Figure III.10**. Comportement de la charge redresseur à thyristor*

En regardant la figure ci-dessus, la tension appliquée à la borne de la charge est purement sinusoïdale mais le courant absorbé fournit la composante de distorsion.

III.4.2 Fonction PV de filtrage actif

On utilise ici l'onduleur PV comme filtre actif tel qu'il est montré dans la ***Figure III.11*** et la ***Figure III.12***.

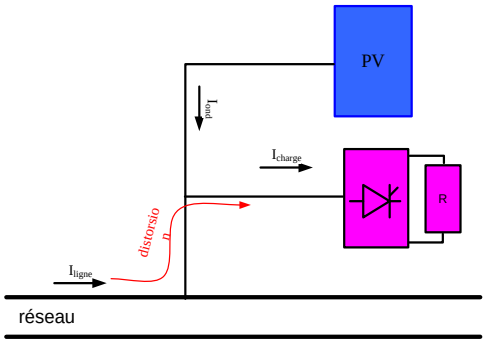


***Figure III.11.** Chemin de distorsion en cas normal*

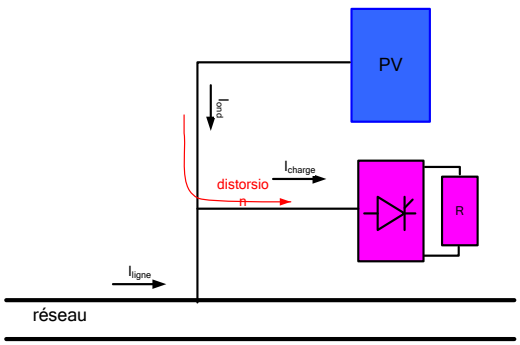


***Figure III.12.** Chemin de distorsion en cas de présence du filtre PV*

La boucle du contrôle de courant est donnée dans la ***Figure III.13***.

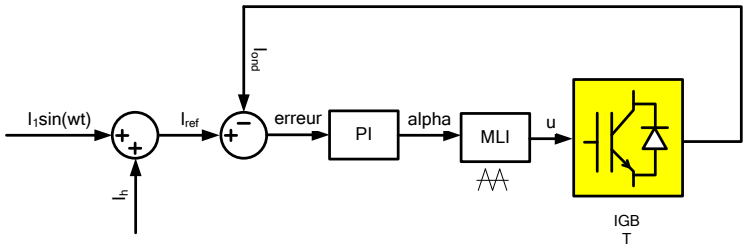


Figure III.13. *Principe de commande d'onduleur en fonctionnement de filtre actif*

Le principe consiste simplement à rajouter la composante harmonique à la référence, le calcul de la composante harmonique est déjà présenté dans la section III.4.1.1 et dans la ***Figure III.9***.

III.4.3 Simulation

La puissance produite par le système PV est égale à 3000 W, la puissance de la charge est de 3300 W+1100 VAr

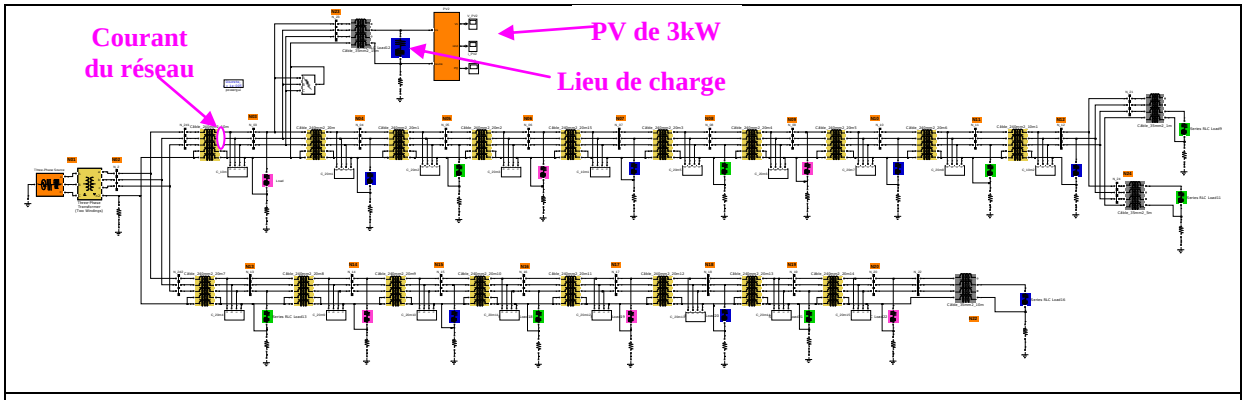


Figure III.14*. Réseau d'étude*

Dans une branche du réseau de distribution, l'onduleur PV est connecté en parallèle avec la charge non linéaire, et on estime la forme d'onde du courant totale au début de la ligne.

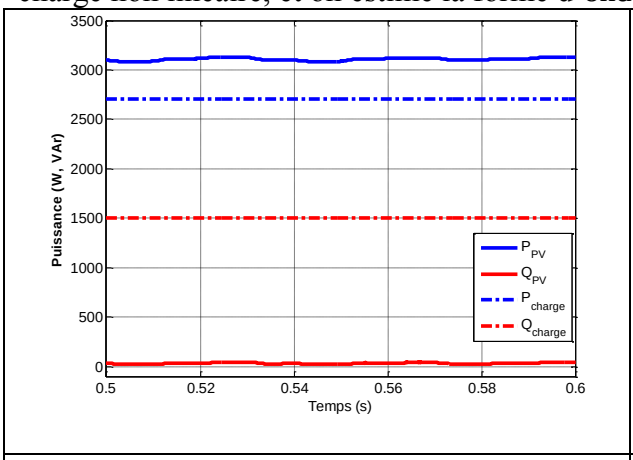


Figure III.15*. Puissance de la charge et du système PV*

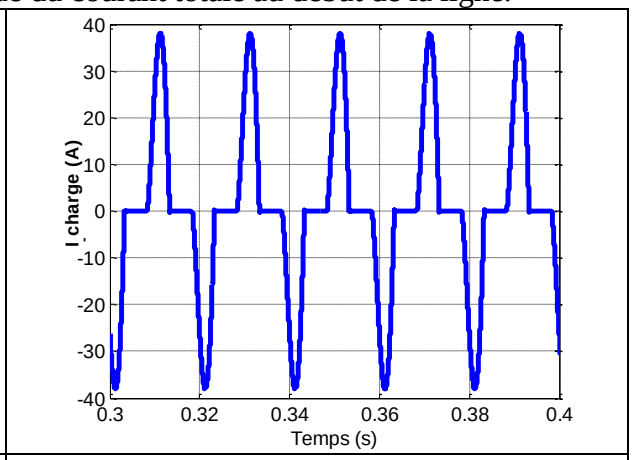


Figure III.16*. Courant de charge*

Le courant de charge est vraiment non sinusoïdal, à cause de la composante de distorsion.

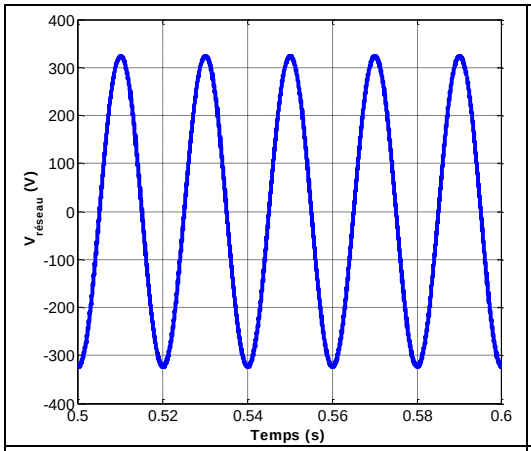


***Figure III.17**. Tension du réseau*

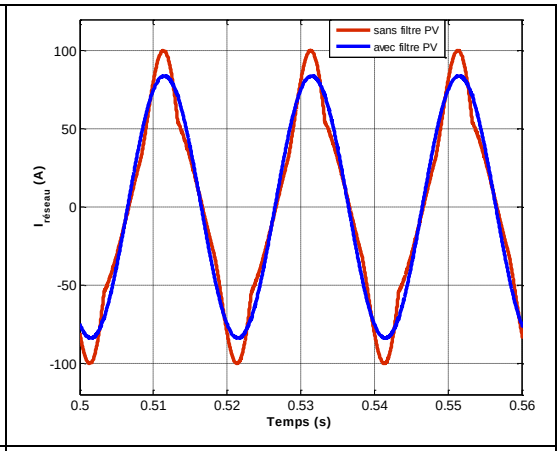


***Figure III.18**. Courant du réseau avec et sans filtre actif PV*

- Le courant du réseau retrouve une forme plus sinusoïdale en présence de filtre actif PV.

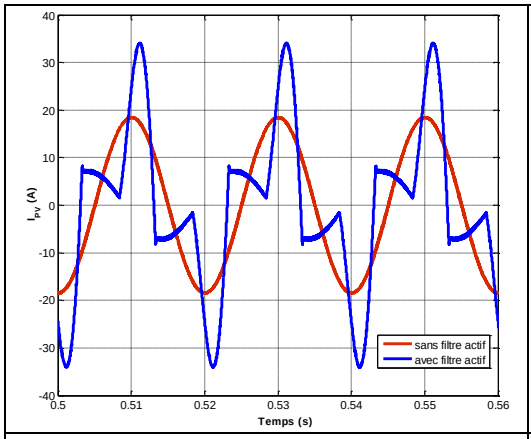


***Figure III.19**. Courant du système PV avec et sans filtre actif*

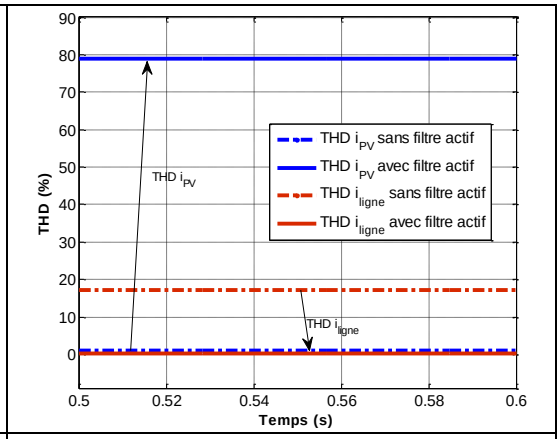


***Figure III.20**. THD du courant du système PV et courant du réseau avec et sans filtre actif PV*

On observe que le courant du réseau devient sinusoïdal, le THD diminuant de 17% à 0,8%. La puissance injectée par le système PV au réseau reste constante P=3000 W, Q=20 VAr. La forme du courant PV devient très perturbée. Le système PV a bien réalisé les deux rôles de générateur et de filtre actif moyennant un surdimensionnement que l'on peut évaluer par $\sqrt{1+THD^2}$; (pour ce cas, il y a un surdimensionnement de 2% si le THD du courant fourni par le système PV est de 20%).

III.5 Conclusion

On montre qu'il est aisé de réaliser la fonction du filtrage actif sans ajout d'éléments physiques mais seulement en utilisant un bloc de traitement (extraction des harmoniques à compenser) et un ajout des courants perturbés à 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.

Le filtrage actif ne peut fonctionner qu'à des fréquences assez nettement inferieures à la fréquence de hachage de l'onduleur (typiquement rapport 3 à 5). Pour les perturbations harmoniques de rang élevé, l'utilisation de filtres passifs est indispensable, mais ces filtres sont assez légers et donc peu onéreux.

IV. Tâche 3.3 : Tenue aux perturbations

IV.1 Comportement des onduleurs PV en cas de court-circuit [LE_11]

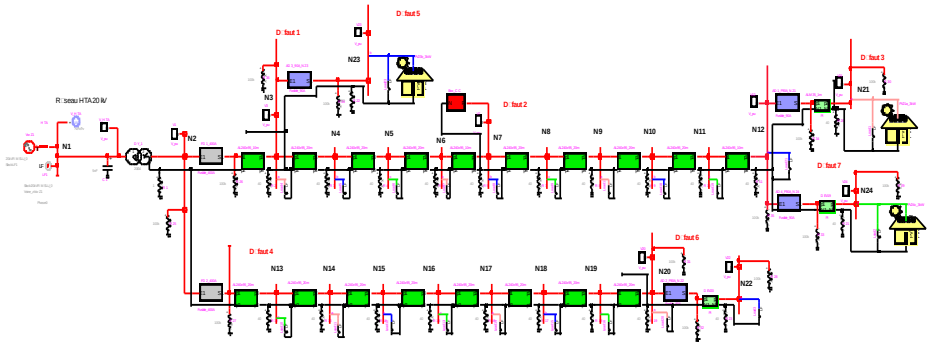


***Figure IV.1**. Réseau de distribution BT modélisé sous EMTP-RV avec les installations PV (monophasés)*

Pour étudier le comportement des installations PV en cas de court-circuit, un réseau de distribution BT est utilisé (***Figure IV.1***). Ce réseau est alimenté par un transformateur de distribution de 400 kVA (20/0.4 kV). Ce réseau comporte 2 départs avec câbles souterrains de 240 mm^2. Chaque départ a un fusible de départ FD 400 A. La distance entre les clients est de 10 ou 20 m. Les charges monophasées des clients sont bien réparties entre les trois phases. Chaque branchement a un fusible AD 90 A.

On suppose qu'il y a trois installations PV de 3 kW raccordés sur trois phases aux nœuds 21, 23 et 24, respectivement. La protection de découplage des installations PV est basée sur les critères de tension et de fréquence de la prénorme DIN VDE 0126-1-1 (0.80 pu $\leq$ V $\leq$ 1.15pu, 47.5 Hz $\leq$ f $\leq$ 50.2 Hz).

Différents types de courts-circuits (monophasé, biphasé, triphasé) ont lieu aux différents points du réseau sur les deux départs. Les comportements des onduleurs PV en cas de court-circuit sont observés. Dans cette partie nous présentons seulement les comportements des onduleurs PV en cas de court-circuit monophasé.

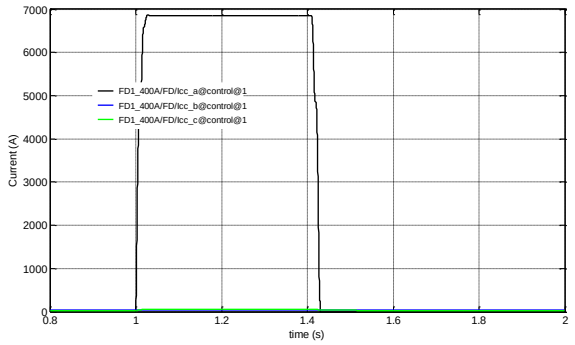


***Figure IV.2**. Courant vu par le fusible FD1*

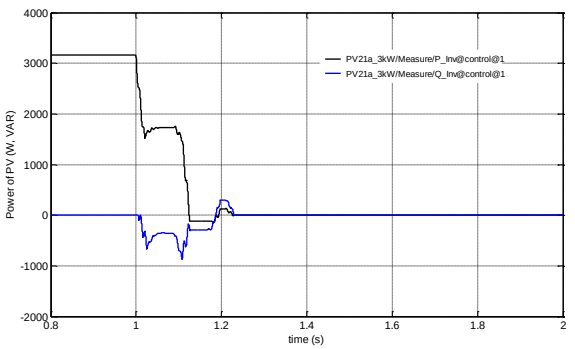


***Figure IV.3**. Variation de puissance de l'onduleur PV raccordé sur la phase en défaut (N21)*

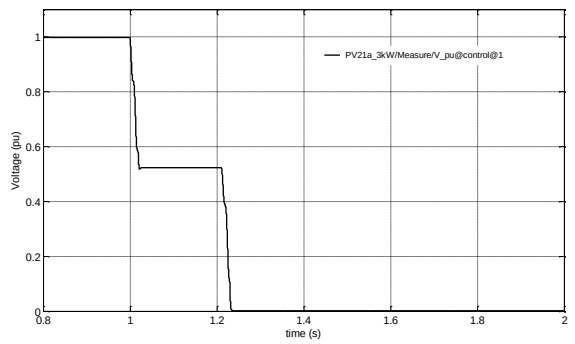


Figure IV.4. *Variation de tension de l'onduleur PV raccordé sur la phase en défaut (N21)*

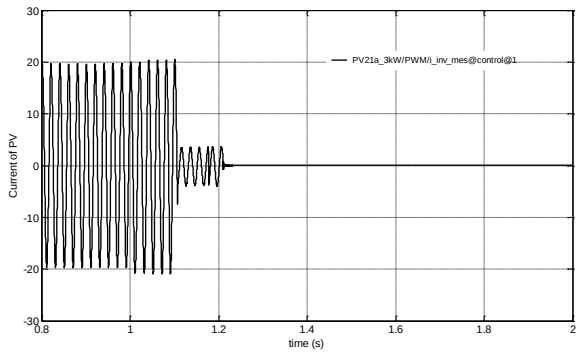


Figure IV.5. *Variation de courant de l'onduleur PV raccordé sur la phase en défaut (N21)*

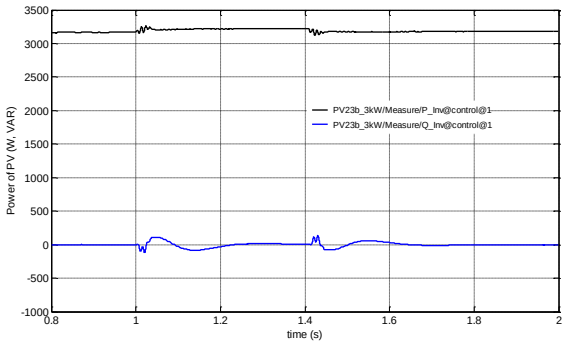


Figure IV.6. *Puissance de l'onduleur PV raccordé sur la phase saine (N23)*

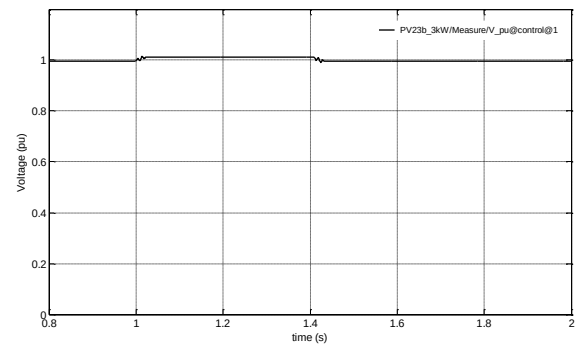


Figure IV.7. *Variation de tension de l'onduleur PV raccordé sur la phase saine (N23)*

On suppose qu'un court-circuit monophasé apparaît à l'instant t=1.0 s sur la phase A au nœud 7. Le courant de court-circuit vu par le fusible FD1 atteint 7 kA (***Figure IV.2***). Ce fusible fond à l'instant t=1.41 s. Les ***Figure IV.3-Figure IV.5*** présentent les variations de puissance, de tension et de courant de l'onduleur PV raccordé sur la phase en défaut (phase A au nœud N21). Pendant le court-circuit la tension de l'onduleur PV raccordé sur la phase en défaut (au nœud 21) baisse jusqu'à 0.52 pu (***Figure IV.4***). Cet onduleur PV est déconnecté 200 ms après le court-circuit (t=1.2s). Pendant le court-circuit le courant de l'onduleur PV augmente légèrement mais ne dépasse pas 1.1 pu (***Figure IV.5***). Cela indique que pendant le court-circuit, la contribution au courant de court-circuit des productions PV est très faible et les productions PV peuvent rester connectées sans provoquer de contraintes majeures pour le réseau et pour les productions PV. Les ***Figure IV.6*** et ***Figure IV.7*** présentent les variations de puissance et de tension de l'onduleur PV raccordé sur la phase saine (phase B au nœud 23). Cet onduleur maintient le raccordement pendant et après le défaut. C'est identique avec l'onduleur PV raccordé sur la phase C au nœud N24.

IV.2 ***Limitation de la tension du bus DC en cas de creux de tension*** [NGUY_11]

Actuellement la tenue au creux de tension n'est demandée que pour des moyens de production supérieurs à 5 MW (donc en HTA) (arrêté du 23 décembre 2010).

IV.2.1 Problématique

Il existe des critères pour les protections de découplage du système PV comme ceux [ERDF_06] qui imposent le temps de déconnexion du PV lors d'un creux ou d'une baisse de

tension. Dans la ***Figure IV.8***, la courbe temps-tension est la limite de deux zones : zone « rester connecté » et zone « déclenchement »

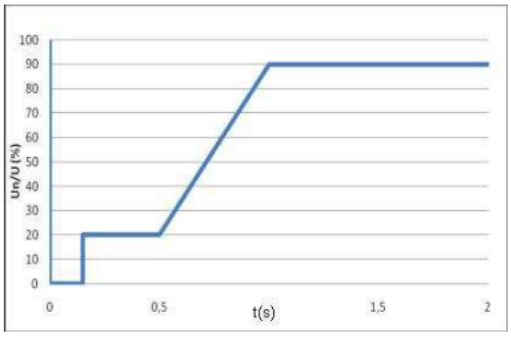


Figure 1 : voltage dip chosen for the study

Figure IV.8*. Caractéristique temps de déclenchement et creux de tension, norme [ERDF_06]*

Dans [NGY_10], on analyse l'impact des systèmes PV sur le réseau en régime transitoire face aux creux de tension (causés par un court-circuit). On trouve que la capacité à rester connecté des systèmes PV peut faire contribuer à la stabilité du réseau. Cette capacité influence non seulement la stabilité transitoire au moment du défaut, mais aussi l'état permanent après le défaut. C'est pourquoi dans un futur proche, on préconise 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 le dépassement de la valeur imposée est une des causes de déconnexion.

Dans [BLE_06], avec plus de 1000 tests sur 9 différents types d'onduleurs PV commercialisés, on a constaté que leur comportement face aux creux de tension est différent dans chaque scénario et qu'il existe des cas de non déconnexion.

On a simulé dans [BEN_10], un système PV triphasé soumis à un creux de tension du réseau, les fluctuations de courant, de puissances active et réactive, mais sans tenir pas compte de la surtension sur le condensateur du bus DC.

[GUS_09] présente une solution pour le système PV avec un étage AC/DC et sans étage DC/DC. On utilise directement la caractéristique des panneaux solaires : quand la tension du PV augmente, la puissance du PV diminue automatiquement et en conséquence, la tension du bus DC est toujours dans la limite admissible.

Le paragraphe IV.2.2 présente une solution pour résoudre ce problème de surtension pour le cas d'un système PV comprenant un étage DC/ DC.

IV.2.2 Commande de la tension du bus continu en régime normal

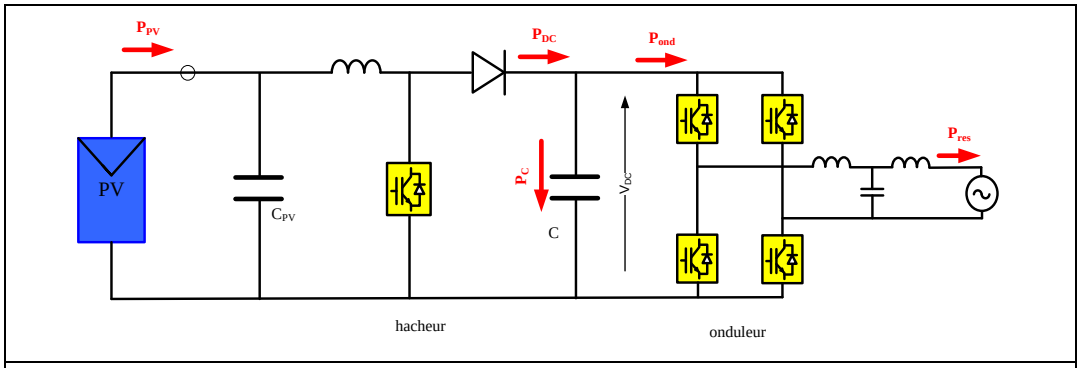


***Figure IV.9**. Bilan de puissance dans le bus continu*

La tension du bus continu V_{DC} subit la variation du courant de sortie du hacheur lequel dépend du MPPT donc des caractéristiques exogènes (T°, 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 la section suivante IV.2.3. Dans cette section, on s'intéresse qu'au fonctionnement normal, où le courant de sortie de l'onduleur reste encore dans les limites admissibles.

En négligeant les pertes internes dans le hacheur et l'onduleur, comme montrés dans la ***Figure IV.9***, 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}).

$$P_{PV} = P_C + P_{res}$$

En cas de court-circuit du côté du réseau, la tension du réseau baisse, ce qui provoque une baisse de puissance fournie au réseau (P_{res}). Pendant ce temps, 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 par le condensateur C. C'est pourquoi la tension aux bornes du condensateur augmente et dépasse la limite admissible. Après élimination du défaut, la puissance $P_{PV} = P_{res}$, l'énergie stockée dans le condensateur reste constante et la tension reste encore élevée. Alors, il faut ajouter une boucle pour régler cette tension. Le principe de contrôle de la tension du bus continue V_{DC} est de décharger l'énergie résiduelle pour diminuer la tension.

La relation entre la tension du bus continu V_{DC} et l'énergie stockée dans le condensateur est : $E = \frac{1}{2}.C.V_{DC}^2$. On veut que V_{DC} ne dépasse pas la valeur V_{0ref}, donc l'énergie stocké est de : $E_0 = \frac{1}{2}.C.V_{0ref}^2$ Alors, si la tension $V_{DC}>V_{0ref}$, il faut décharger une quantité d'énergie $\Delta E = E - E_0 = \frac{1}{2}.C.(V_{DC}^2 - V_{0rref}^2)$. Ainsi, on augmente le courant par une quantité $\Delta P = \frac{\Delta E}{T} = \frac{C}{2.T}.(V_{DC}^2 - V_{0rref}^2) = K_P(V_{DC}^2 - V_{0rref}^2)$ où, T est le temps de décharge du condensateur et $K_P = \frac{C}{2.T}$.

En résumé, on contrôle le courant de sortie pour maintenir la tension V_{DC} dans la limite acceptable.

- Si $V_{DC}<V_{0ref}$, I=I'

- Si $V_{DC}>V_{0ref}$, $I=I'+\Delta I$

Dans la simulation en régime normal, on impose V_{0ref} = 500 V et on trouve que la tension V_{DC} reste toujours inférieure à cette valeur.

IV.2.3 Commande de la tension du bus continu en régime de défaut

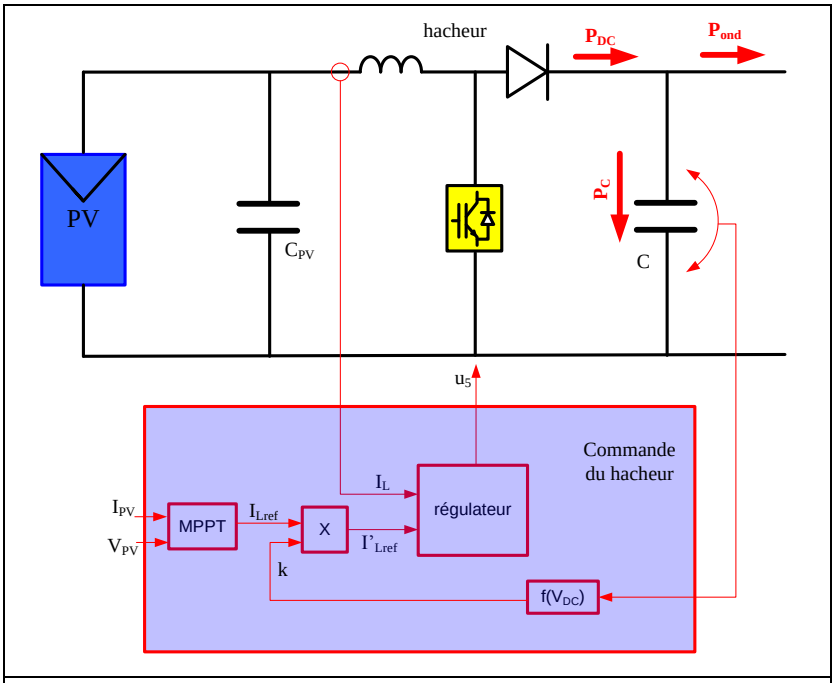


***Figure IV.10**. Schéma de principe de la commande du hacheur pour limiter la tension du bus continu*

Dans la dernière section IV.2.2, on a réglé la tension V_{DC} dans le cas d'un courant de sortie de l'onduleur resté dans la limite admissible. On s'intéresse dans la suite à ce qu'il se passe quand ce courant dépasse cette limite.

On rappelle que dans la ***Figure IV.10***, la puissance en sortie du hacheur est la somme de la puissance en entrée dans le condensateur et de la puissance en entrée de l'onduleur de tension.

$$P_{DC} = P_C + P_{ond}$$

$$P_{ond} = I_{ond}.V_{res}$$

Quand V_{res} diminue, I_{ond} augmente. Jusqu'à une valeur quelconque, 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 de découplage, 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. En plus, P_{DC} est presque proportionnelle à P_{PV} ($P_{DC}=P_{PV}$ si on néglige les pertes dans le hacheur), donc il faut diminuer P_{PV}. Une solution très simple est de diminuer le courant I_L en multipliant le courant de référence I_{Lref} par un coefficient k, $0<k<1$.

En résumé, on contrôle le courant I_L du hacheur pour maintenir la tension V_{DC} dans la limite acceptable.

$I'_{Lref}=k.I_{Lref}$

Où

I'_{Lref} est le courant de référence pour commander le hacheur

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

k est le coefficient qui dépend de la tension V_{DC}

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

Dans la section suivante, une simulation est effectuée avec V_{seuil} =1,2×V_{0ref} =600V avec la commande proposée (on l'appellera « nouvelle commande ») et sans commande proposé (on dira « commande classique »).

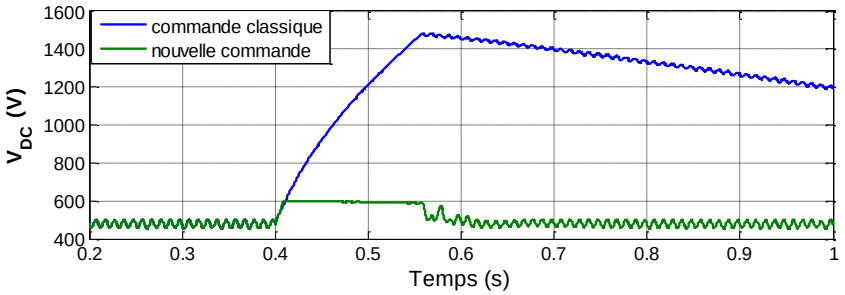
La différence entre la commande classique et la nouvelle commande est que :

- La commande classique limite la tension V_{DC} en laissant constante la puissance PV
- La nouvelle commande limite la surtension V_{DC} en diminuant la puissance PV. En comparaison avec la commande classique, la nouvelle commande a encore une marge pour régler le courant en entrée du hacheur.

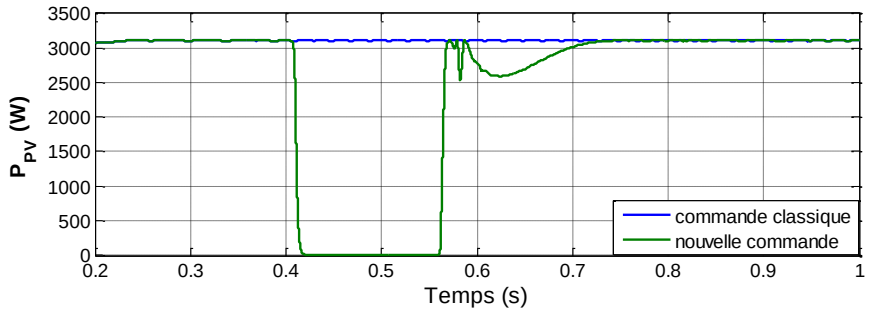
IV.2.4 Simulation

La simulation est effectuée dans le cas d'un court-circuit phase-neutre, avec la commande classique et la nouvelle commande.

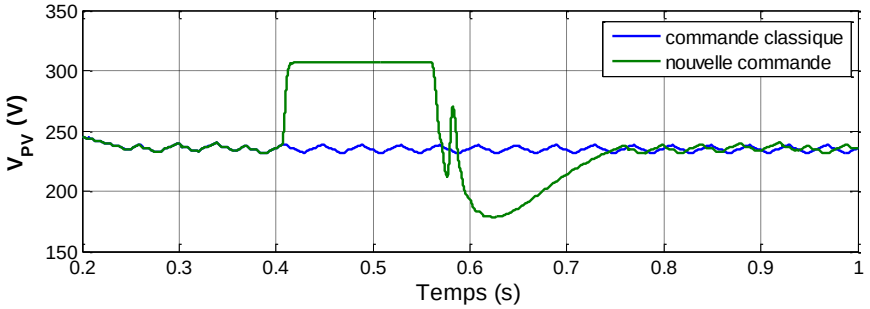
Dans la ***Figure IV.11*****Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, le court-circuit a lieu de 0,4s à 0,55s. Avec la commande classique, la puissance du panneau PV injectée dans le hacheur reste constante, c'est pourquoi la tension V_{DC} croît jusqu'à 1500V après 150ms ; en réalité, cette surtension provoquera un déclenchement du système PV. Avec la nouvelle commande, la puissance du PV diminue pour maintenir V_{DC} inférieur à 600 V, la tension V_{PV} augmente selon la caractéristique du PV. Après 150 ms, le défaut est éliminé, le MPPT continue à chercher le point de puissance maximale pendant 0,15 s, le système PV continuant à produire de l'énergie sans aucune déconnexion.



a. Tension du bus continu

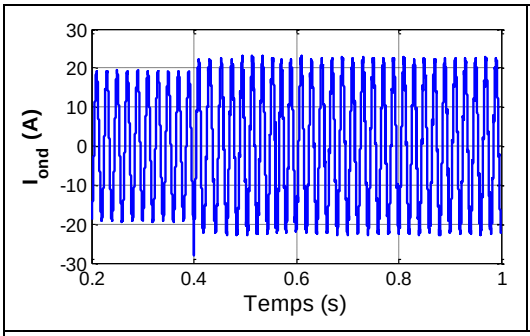


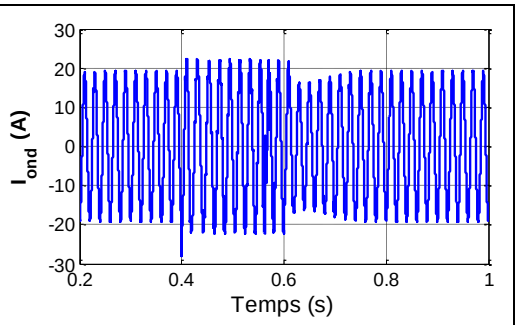
b. Puissance du système PV



c. Tension du panneau PV

***Figure IV.11**. Comportement de l'onduleur avec la commande tension du bus continu face au court-circuit*





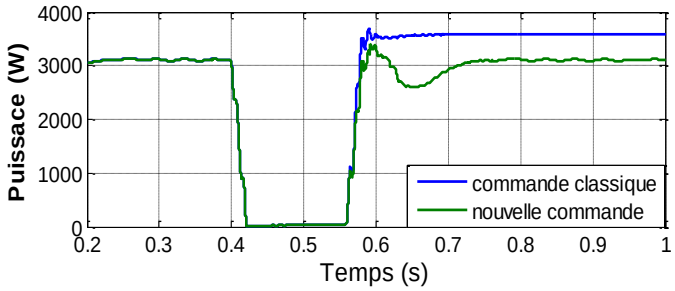


***Figure IV.12**. Puissance et courant sortie de l'onduleur*

Quand le court-circuit apparaît, le courant en sortie de l'onduleur atteint la valeur maximale (I_{max}=22 A crête). Avec la commande classique, pour déstocker l'énergie dans le condensateur, après défaut, le courant reste à I_{max} pour diminuer V_{DC}, voir ???**Erreur ! Source du renvoi introuvable.** (selon la commande V_{DC} dans la section IV.2.2), et la puissance en sortie est supérieure de celle produite par le champ PV. Avec la nouvelle commande, le courant en sortie croît jusqu'à I_{max} seulement au moment du court-circuit et revient à sa valeur normale 0,1 s après le défaut

IV.2.5 Conclusion

Ce chapitre propose une méthode très efficace pour éliminer la déconnexion non souhaitée des systèmes PV en cas de court-circuit. La cause de déconnexion est la surtension du bus continu. Dans cette situation, la solution est de limiter la puissance d'entrée dans le condensateur pour limiter la tension du bus continu. Pour réaliser cette fonction dans le système de contrôle numérique de l'onduleur PV, on ajoute seulement quelques instructions de commande, sans modifier le matériel physique.

V. Autres services apportés par le PV : réduction du taux de déséquilibre de tensions [TRAN_10c]

Une installation photovoltaïque raccordée au réseau par branchement triphasé peut être conçue de 2 façons : soit à partir d'onduleurs triphasés, soit à partir d'onduleurs monophasés répartis sur les 3 phases. La grande majorité des systèmes PV raccordés en BT est constituée d'onduleurs monophasés et la répartition de ces onduleurs sur les trois phases du réseau se fait rarement de façon égale. La répartition des charges monophasées sur les trois phases du réseau est aussi potentiellement déséquilibrée. Cela peut provoquer les déséquilibres de tension importants sur trois phases.

En effet, un réseau de distribution BT peut présenter, sous certaines conditions, des situations de déséquilibre entre phases générées par le caractère monophasé et aléatoire de certaines charges. Ce déséquilibre de la tension des phases d'un réseau se traduit par l'apparition d'un courant dans le neutre du réseau. Le courant inverse causé par les déséquilibres peut provoquer les échauffements des machines tournantes et les pertes supplémentaires.

Dans cette partie, nous proposons une nouvelle méthode qui permet de réduire le taux de déséquilibre de tension du réseau. Cette solution est réalisée par des onduleurs triphasés. Le principe du système de contrôle proposé est présenté sur la ***Figure V.1***. Le principe est basé sur la modification des courants de référence triphasés en fonction du niveau de déséquilibre de tension.

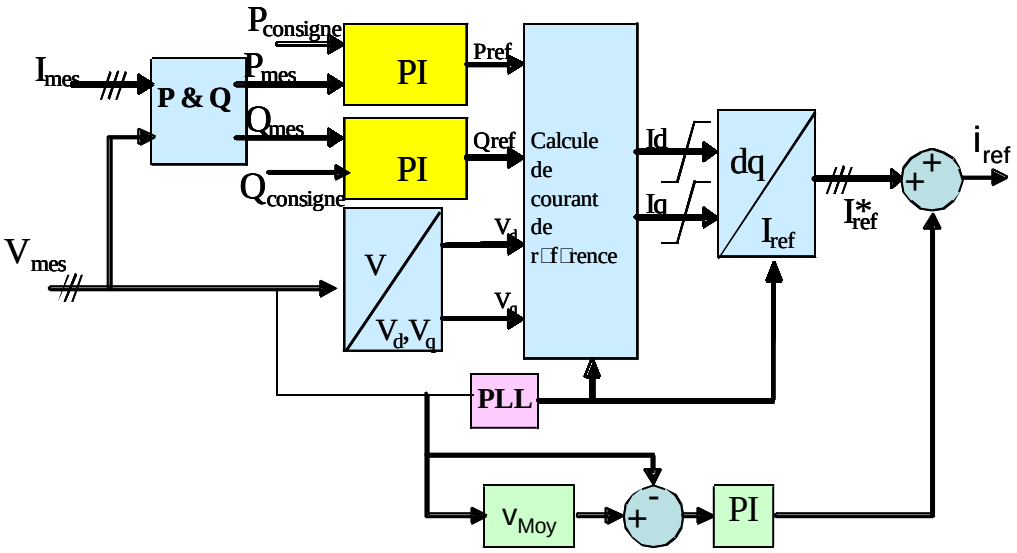


Figure V.1. *Principe de contrôle afin de réduire le déséquilibre de tension*

Pour démontrer l'efficacité de la méthode, on suppose qu'un onduleur PV triphasé est raccordé au nœud 3 (Fig. II.1) avec un système de contrôle/commande avancé.

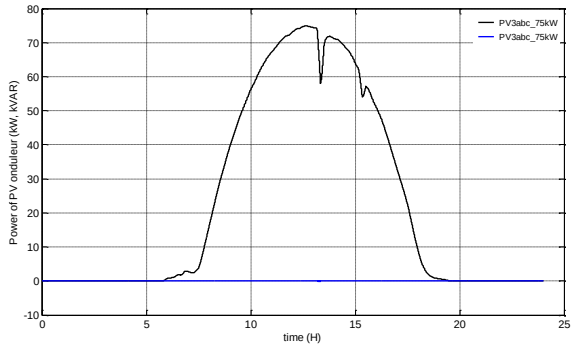


Figure V.2. *Puissance de l'onduleur PV – Contrôle P/Q*

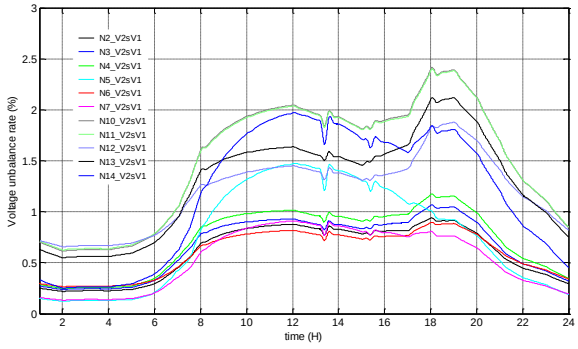


Figure V.3. *Variation du taux de déséquilibre de tension – Contrôle P/Q*

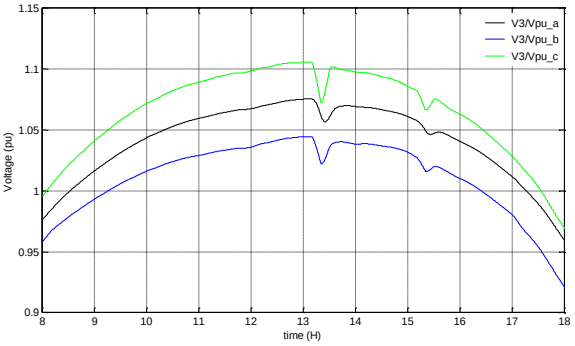


Figure V.4. *Variation de tension au nœud 3 – Contrôle P/Q*

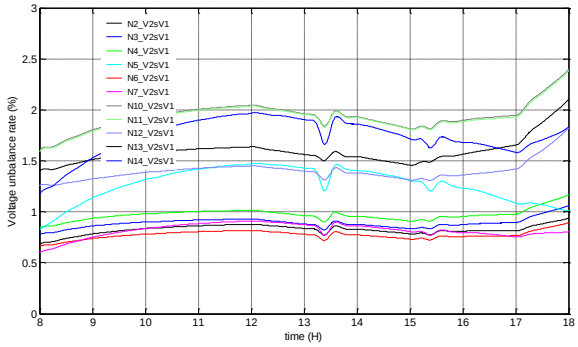


Figure V.5. *Variation du taux de déséquilibre de tension – Contrôle P/Q*

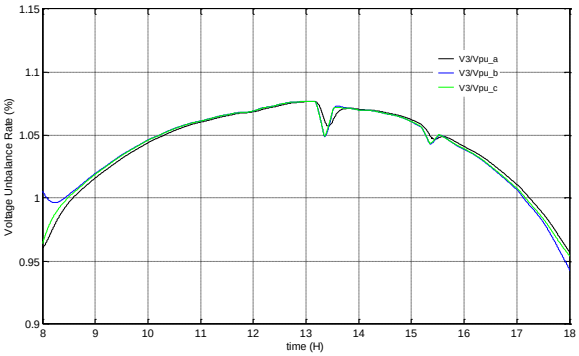


Figure V.6. *Variation de tension au nœud 3 – Contrôle intelligent*

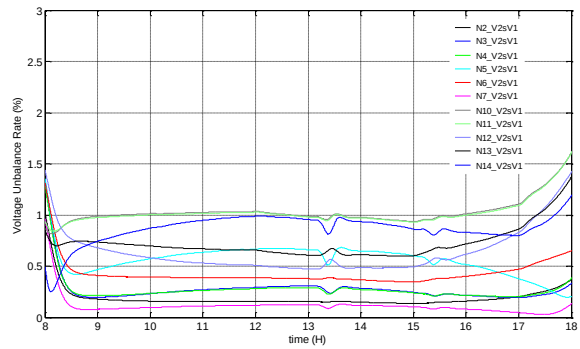


Figure V.7. *Variation du taux de déséquilibre de tension – Contrôle intelligent*

La ***Figure V.2*** présente la production de l'onduleur PV triphasé raccordé au nœud 3 en fonction de l'ensoleillement. On peut constater que pendant la période de fort ensoleillement (de 8h00 à 20h00), il y a des déséquilibres importants de tension (***Figure V.3*** - ***Figure V.5***). Le taux de déséquilibre peut dépasser 2 %. Avec le contrôle intelligent, le taux de déséquilibre est réduit à une valeur inférieure à 1% (***Figure V.6***). Les ***Figure V.4*** - ***Figure V.7*** présentent les tensions au nœud 3 en cas de contrôle P/Q et de contrôle intelligent. Avec la solution proposée, les tensions sur les trois phases deviennent identiques (***Figure V.6***).

Les résultats obtenus montrent la performance de la méthode proposée afin de réduire le taux de déséquilibre de tension. Pour des charges monophasées totales de 33.6 kW et 12.2 kVAR, en utilisant la méthode proposée, on peut réduire les pertes de 1.6 kWh par jour, soit 584 kWh par an.

La méthode proposée permet de donc de :

- Réduire la composante inverse de tension, et par conséquence de réduire le taux de déséquilibre de tension sur les trois phases,
- Réduire le courant qui circule dans le neutre,
- Réduire les pertes supplémentaires sur le réseau.

VI. Conclusions

Dans ce rapport, nous proposons un système particulier de contrôle/commande intelligent pour les onduleurs PV. Bien évidemment, il existe par ailleurs d'autres solutions qui n'ont pas été décrites dans ce document. En utilisant ce système, les services sont apportés par les onduleurs PV comme le réglage de tension, la réduction du taux de déséquilibre de tension. Avec les systèmes de contrôle/commande robuste, les onduleurs PV sont capables de résister face aux perturbations sur le réseau (creux de tension par exemple).

Les résultats de simulation montrent la performance des méthodes proposées.

VII. Références

[ARRE_08] Arrêté du 23.04.2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique

[BEN_10] Christian H. Benz, W. Toke Franke, Fredrich W. Fuchs, "Low voltage ride through capability of a 5 kW grid-tied solar inverter", IEEE Conference 21 October 2010, page(s): T12-13 - T12-20

[BLE] B. Bletterie, R. Bründlinger, H. Fechner, "Sensitivity of photovoltaic inverters to voltage sags-test results for a set of commercial products", IEEE Conference 6-9 June 2005, page(s): 549

[DIS-06] DISPOWER project, D2.2, "State of the art solutions and new concepts for islanding protection", Roland Bruendlinger, ARSENAL, Feb. 2006

[DIN-06] DIN VDE 0126-1-1, "Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid", Fev. 2006

[ERDF_06] ERDF-NOI-RES_13E, "Protections des installations de production raccordées au réseau public de distribution Identification", June 2006

[GRA_90] [GR-90] W. M. Grady, M. J. Samotyj, A. H. Noyola. "Survey of Active Power Line Conditioning Methodologies" IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 5, nº 3, Juillet 1990.

[IEA-02] IEA-PVPS T5-09, "photovoltaic utility-interactive power systems", Task V Report IEA-PVPS T5-09, March 2002

[GUS_09] Gustavo M. S. Azevedo, Gerardo Vazquez, Alvaro Luna, Daniel Aguilar, Alejandro Rolan, W. Toke Franke, Fredrich W.Fuchs, "Photovoltaic Inverters with Fault Ride-Through Capability", IEEE Conference 25 août 2009, page(s): 549

[IEA_09] Rapport IEA PVPS T10-06-2009 Overcoming PV grid issues in the urban areas page 47].

[IEEE_92] IEEE STD 519-1992, "IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems". IEEE 519 working Group. 1992.

[JAR_06] Tarik JAROU, Mohamed CHERKAOUI, Mohamed MAAROUFI, "Nouvelle stratégie de commande du filtre actif parallèle pour compenser les perturbations en courant : courants harmoniques, réactifs et déséquilibres", IEEE Conférences 2006, Page(s) : 2278 – 2283.

[LE_11] Cette partie présente une partie de la thèse de Grenble INP de LE Thi Minh Chau, encadrée par Tran-Quoc Tuan et S. Bacha, 2011

[NGUY_11] Van Linh NGUYEN, "Fonctions supplémentaires sur onduleurs photovoltaïques -Aspects commande ", rapport M2R Grenoble INP encadré par TRAN Quoc Tuan et Seddik Bacha, 22 juin 2011

[NGY_10] Nguyen Hoang Viet, Akihiko Yokoyama, "Impact of fault ride-through characteristics of high-penetration photovoltaic generation on transient stability", IEEE Conference 13 December 2010, page(s): 1-7

[RAH_05] H. P. To, F. Rahman, C. Grantham "Time Delay Compensation For a Current-Source Active Power Filter Using State-Feedback Controller", IEEE Conférence 2005, Page(s): 1213 - 1219 Vol. 2

[SAL_05] M. Salo, H. Tuusa. « A New Control System With a Control Delay Compensation for Current-Source Active Power Filter ». IEEE Journals 2005, Page(s): 1616 - 1624

[THO_98] Thierry Thomas, Kévork Haddad, Géza Joos, Alain Jaafari, "Design and performance of active power filters", IEEE Journals 1998, Page(s): 38 – 46

[TRAN_10] TRAN Quoc Tuan, BACHA Seddik, chapitre 6: “système photovoltaïques raccordés au réseau”, Livre : La distribution d’énergie électrique en présence de production décentralisée, Edition Lavoisier, 2010

[TRAN_03] T. Tran-Quoc, C. Andrieu, N. Hadjsaid, “Technical impacts of small distributed generation units on LV networks”, IEEE/PES General Meeting 2003, Canada, June 2003

[TRAN_05] T. Tran-Quoc, G.Rami, A.Almeida, N.Hadjsaid, J.C.Kieny, J.C.Sabonadiere, “Méthode et dispositif de régulation pour un dispositif de production décentralisée d’énergie, et installation comportant au moins deux dispositifs de production dotes dudit dispositif de régulation”, Brevet d’invention international, Novembre 2005.

[TRAN_09] T. Tran-Quoc, C. Le Thi Minh, S. Bacha, C. Kieny, N. Hadjsaid, C. Duvauchelle, A. Almeida, “Local voltage control of PVs in distribution networks”, CIRED, Prague, Czech Republic, 8-11 May 2009

[TRAN_10a] T. Tran-Quoc , H. Colin, C. Duvauchelle, B. Gaiddon, C. Kieny, C. Le-Thi-Minh, S. Bacha, Saddek, G. Moine, Y. Tanguy, “Transformerless inverters and RCD: what's the problem?”, 25th EUPVSEC, Valencia, Spain, 5-10 sept. 2010

[TRAN_10b] T. Tran-Quoc, “Evaluation par simulation des méthodes passives de détection d’îlotage des onduleurs PV ”, Présentation à la réunion Esprit, INES Chambéry, le 21 Septembre 2010

[TRAN_10c] T. Tran-Quoc, “Interactions entre onduleurs/réseau et nouveau concept d'un onduleur photovoltaïque plus intelligent, Présentation aux journées d’innovation du IDEA”, Annecy, le 8 Mai 2010