



Titre: Étude d'une pénétration solaire massive dans un réseau de
Title: distribution synthétique

Auteur: Mu Dong Liu
Author:

Date: 2023

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Liu, M. D. (2023). Étude d'une pénétration solaire massive dans un réseau de
Citation: distribution synthétique [Master's thesis, Polytechnique Montréal]. PolyPublie.
<https://publications.polymtl.ca/53349/>

 **Document en libre accès dans PolyPublie**
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/53349/>
PolyPublie URL:

**Directeurs de
recherche:** Jean Mahseredjian
Advisors:

Programme: Génie électrique
Program:

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL

affiliée à l'Université de Montréal

**Étude d'une pénétration solaire massive dans un réseau de distribution
synthétique**

MU DONG LIU

Département de génie électrique

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de *Maîtrise ès sciences appliquées*

Génie électrique

Mars 2023

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL

affiliée à l'Université de Montréal

Ce mémoire intitulé :

Étude d'une pénétration solaire massive dans un réseau de distribution synthétique

présenté par **Mu Dong LIU**

en vue de l'obtention du diplôme de *Maîtrise ès sciences appliquées*

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

Keyhan SHESHYEKANI, président

Jean MAHSEREDJIAN, membre et directeur de recherche

Omar SAAD, membre

REMERCIEMENTS

J'aimerais remercier mon directeur de recherche, Prof. Jean Mahseredjian, pour son soutien, sa guidance et son encouragement qui m'ont grandement aidé à viser l'excellence durant ce projet de recherche.

Merci aux membres du jury d'examen pour leurs commentaires et pour leurs suggestions d'amélioration.

Merci à M. Maurice Brisson pour la bourse Maurice Brisson - BBA.

Je voudrais remercier tous ceux qui m'ont aidé et supporté durant ce projet de recherche. Vous m'avez définitivement inspiré.

RÉSUMÉ

Dans le contexte d'une popularité croissante des ressources énergétiques distribuées et renouvelables à des fins de décarbonation, la connexion de panneaux solaires photovoltaïques (PV) sur les réseaux de distribution reste un sujet prisé par la communauté scientifique reliée aux réseaux de distribution.

Des successions de simulations d'écoulement de puissance (*load-flow time-series* : LFTS) sont exécutées sur EMTP afin d'analyser l'impact d'une pénétration de production solaire sur une journée (sans et avec batteries) dans un réseau de distribution synthétique. Cette étude examine l'impact des régulateurs de tension et du mode de contrôle Volt-VAR qui est un mécanisme de régulation de la tension locale couramment implémenté dans un module PV. Tout en considérant l'intermittence de la demande de charge et de la quantité d'ensoleillement reçu par les modules PV, ces simulations LFTS sont exécutées sur le réseau de distribution synthétique IEEE-34 développé par un groupe de travail de l'IEEE.

Pour s'assurer que les simulations LFTS soient réalistes, le réseau IEEE-34 est adapté pour considérer la variation de l'ensoleillement reçu par les modules PV (associée à un profil d'ensoleillement) et la variation de la demande de puissance de chaque charge (associée à des profils de charge) tout en implémentant un contrôle Volt-VAR discrétisé.

Le cas de figure considéré est le réseau IEEE-34 où un module PV est connecté avec chacune des 15 charges triphasées qui ont été identifiées comme des charges résidentielles, commerciales ou industrielles. Chaque catégorie de charge est associée à un profil de charge particulier. Les valeurs de la puissance active et réactive nominale de chaque module PV connecté à un nœud sont fixées à un pourcentage de la charge nominale connectée à ce nœud. Ce pourcentage correspond au taux de pénétration.

Un autre objectif est de vérifier la précision des résultats de simulation LFTS en les comparant avec des résultats de simulation dans le domaine du temps obtenus avec des modèles plus détaillés. Ici, la simulation LFTS est suffisamment précise afin qu'il ne soit pas nécessaire d'effectuer des simulations dans le domaine du temps, dans le contexte d'une étude d'intégration en régime permanent déroulant sur une journée. La justification est basée sur les faits que ces deux types de simulations retournent des résultats similaires et que performer des simulations LFTS peut diminuer considérablement le temps de calcul.

Enfin, les résultats des simulations LFTS obtenus permettent d'illustrer l'impact de l'augmentation du taux de pénétration et de l'utilisation d'une combinaison de mécanismes de régulation de tension utilisés (régulateurs de tension et/ou Volt-VAR). Toutes les conclusions émises s'appuient sur le profil de tension à des nœuds spécifiques, les changements de prises effectués par les régulateurs et la puissance mesurée en début de réseau. Plus particulièrement, sans influencer le nombre de changements de prise, le mode de contrôle Volt-VAR aide à mitiger certains problèmes de sous-tension à un nœud hautement chargé et physiquement éloigné du début de réseau. Certains résultats de simulation LFTS montrent que les batteries peuvent d'ailleurs mitiger des problèmes de tension si son cycle de charge/décharge est judicieusement programmé.

ABSTRACT

In the context of an increasing popularity of distributed and renewable energy resources for decarbonization purposes, photovoltaic solar panels connection onto the distribution grid is a subject prized by the scientific community associated with distribution grids.

A succession of load-flow simulations (load-flow time-series: LFTS) are performed on EMTP to analyze the impact of a solar production's penetration over one day (with and without batteries) in a synthetic distribution grid. This study examines the impact of voltage regulators and Volt-VAR control, being a local voltage regulation mechanism commonly implemented in a PV module. While considering the intermittency of the load demand and the irradiance quantity received by all PV modules, these LFTS simulations are performed on the IEEE-34 synthetic distribution grid developed by an IEEE working group.

To ensure that all LFTS simulations are realistic, the IEEE-34 grid is adapted to consider the variation of the irradiance received by all PV modules (associated with an irradiance profile) and the variation of each load's power demand (associated with load profiles) while implementing a discretized Volt-VAR control.

The case figure considered is the IEEE-34 grid where a PV module is connected with each of the 15 three-phase loads that have been identified as a residential, a commercial, or an industrial load. Each load category is associated with a specific load profile. Connected at a certain node, each PV module's nominal active and reactive powers are fixed at a percentage of the nominal load connected to this node. This percentage corresponds to the penetration rate.

Another objective is to verify the precision of LFTS simulation results by comparing them with time-domain simulation results obtained with more detailed models. In this case, the LFTS simulation is sufficiently precise so that performing time-domain simulations isn't necessary in the context of an integration study (steady state) over one day. The justification is based on the facts that these two types of simulations yield similar results and that performing LFTS simulations can considerably diminish the computation time.

Finally, the obtained LFTS simulation results can illustrate the impact of an increasing penetration rate and the usage of a combination of voltage regulation mechanisms (voltage regulators and/or Volt-VAR). All conclusions have been issued based on the voltage profiles at specific nodes, the

tap changes performed by each regulator and the power flow at the grid's starting point. More specifically, without influencing the number of tap changes, the Volt-VAR control mode can help to mitigate some undervoltage problems at a highly loaded node physically far from the grid's starting point. Some LFTS simulation results show that batteries can also mitigate voltage problems if its charging/discharging cycle is judiciously programmed.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	III
RÉSUMÉ.....	IV
ABSTRACT	VI
TABLE DES MATIÈRES	VIII
LISTE DES TABLEAUX.....	X
LISTE DES FIGURES.....	XI
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	XIV
LISTE DES ANNEXES.....	XV
CHAPITRE 1 INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 2 MÉTHODOLOGIE.....	5
2.1 Modèles employés pour les simulations LFTS	5
2.1.1 Modules PV et batteries	5
2.1.2 Régulateurs de tension triphasés	5
2.2 Modèles employés pour les simulations dans le domaine du temps	6
2.2.1 Module PV	6
2.2.2 Régulateurs de tension triphasés	7
2.3 Réseau IEEE-34	10
2.3.1 Caractéristiques des nœuds étudiés	12
2.4 Exécution des simulations LFTS.....	13
2.4.1 Processus d'exécution	13
2.4.2 Profil d'ensoleillement	16
2.4.3 Profils de charge et allocation des charges.....	18

2.4.4	Connexion et puissance nominale des modules PV et définition du taux de pénétration	22
2.4.5	Contrôles de la tension locale des modules PV	23
2.4.6	Processus de changement de la position des prises des régulateurs	25
2.4.7	Exécution sur EMTP et code JavaScript	27
2.4.8	Limitations	28
CHAPITRE 3 COMPARAISON DES RÉSULTATS DES SIMULATIONS LFTS ET DANS LE DOMAINE DU TEMPS		29
3.1	Motivation	29
3.2	Comparaison des résultats	30
CHAPITRE 4 RÉSULTATS DES SIMULATIONS LFTS		34
4.1	Profils de tension – Impact de l’augmentation du taux de pénétration	34
4.2	Profils de tension – Impact de différentes combinaisons de mécanismes de régulation de tension	40
4.3	Puissances mesurées en début de réseau	45
4.4	Changement de prises des régulateurs	49
4.5	Inclusion des batteries	52
CHAPITRE 5 CONCLUSION		55
RÉFÉRENCES		57
ANNEXES		59

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1	Caractéristiques des nœuds du réseau IEEE-34 considérés pour l'analyse	12
Tableau 2.2	Paramètres des deux régulateurs de tension du réseau IEEE-34	26
Tableau 3.1	Comparaison des tensions mesurées à la phase A des nœuds 822 et 890 (à 40% de pénétration et avec aucune régulation de tension)	30
Tableau 4.1	Nombre de changements de prise (trois phases incluses) des deux régulateurs pour chaque cas	51
Tableau A.1	Données détaillées du profil d'ensoleillement de la Figure 2.7	59

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1	Contenu du sous-circuit d'un modèle de régulateur de tension dans le domaine du temps	7
Figure 2.2	Contenu du bloc <i>OLTC</i> de la Figure 2.1	8
Figure 2.3	Contenu de chaque bloc <i>OLTC_Control</i> de la Figure 2.2.....	8
Figure 2.4	Schéma unifilaire du réseau IEEE-34 [12]	11
Figure 2.5	Implémentation du processus d'exécution d'une simulation LFTS avec les intrants et les extrants.....	13
Figure 2.6	Profil d'ensoleillement du 30 décembre 2014 de 07h01 à 16h51 avec les données brutes d'ensoleillement tirées de [26]	16
Figure 2.7	Profil d'ensoleillement utilisé pour les simulations LFTS	17
Figure 2.8	Profil de charge normalisé d'une charge résidentielle avant et après interpolation (à partir des données retrouvées sur le site web [27])	19
Figure 2.9	Profils de charge considérés pour les simulations LFTS avec les valeurs de charge retrouvées dans [27]	20
Figure 2.10	Évolution de la demande totale de puissance active (en kW) en utilisant l'allocation de charge proposée dans [20] et les valeurs de charge trouvées dans [27]	21
Figure 2.11	Représentation graphique du contrôle Volt-VAR.....	24
Figure 2.12	Portion du début du réseau IEEE-34 avec le bouton exécutant une simulation LFTS	28
Figure 3.1	Profil de tension à la phase A du nœud 822 (a) et du nœud 890 (b) (obtenu à partir d'une simulation LFTS)	31
Figure 3.2	Tension mesurée à la phase A des nœuds 822 (a) et 890 (b) à l'instant de temps 266 (obtenus dans le domaine du temps)	32
Figure 4.1	Profil de tension à la phase A du nœud 830 à quatre différents taux de pénétration lorsque les régulateurs sont désactivés (sans et avec contrôle Volt-VAR).....	34

Figure 4.2	Profil de tension à la phase A du nœud 830 à quatre différents taux de pénétration lorsque les régulateurs sont activés (sans et avec contrôle Volt-VAR)	35
Figure 4.3	Profil de tension à la phase A du nœud 850 à quatre différents taux de pénétration lorsque les régulateurs sont activés (sans et avec contrôle Volt-VAR)	36
Figure 4.4	Profil de tension à la phase A du nœud 848 à quatre différents taux de pénétration lorsque les régulateurs sont activés (sans et avec contrôle Volt-VAR)	37
Figure 4.5	Profil de tension à la phase A du nœud 822 à quatre différents taux de pénétration lorsque les régulateurs sont activés (sans et avec contrôle Volt-VAR)	38
Figure 4.6	Profil de tension à la phase A du nœud 890 à quatre différents taux de pénétration lorsque les régulateurs sont activés (sans et avec contrôle Volt-VAR)	39
Figure 4.7	Profil de tension à la phase A du nœud 830 à 40% pénétration avec différentes combinaisons de mécanismes de régulation de tension	41
Figure 4.8	Profil de tension à la phase A du nœud 822 à 40% pénétration avec différentes combinaisons de mécanismes de régulation de tension	42
Figure 4.9	Profil de tension à la phase A du nœud 848 à 40% pénétration avec différentes combinaisons de mécanismes de régulation de tension	42
Figure 4.10	Profil de tension à la phase A du nœud 850 à 40% pénétration avec différentes combinaisons de mécanismes de régulation de tension	43
Figure 4.11	Profil de tension à la phase A du nœud 890 à 40% pénétration avec différentes combinaisons de mécanismes de régulation de tension	44
Figure 4.12	$Pn800$ et $Qn800$ (Régulateurs et contrôle Volt-VAR inactifs)	45
Figure 4.13	$Pn800$ et $Qn800$ (Régulateurs inactifs, contrôle Volt-VAR actif)	46
Figure 4.14	$Pn800$ et $Qn800$ (Régulateurs actifs, contrôle Volt-VAR inactif)	47
Figure 4.15	$Pn800$ et $Qn800$ (Régulateurs et contrôle Volt-VAR actifs)	48
Figure 4.16	Changements de prise effectués par les deux régulateurs de tension à 0% de pénétration.....	49
Figure 4.17	Profil de tension à la phase A à la sortie des deux régulateurs à 0% de pénétration	50

Figure 4.18	Cycle de charge/décharge de la batterie de 50 kW installée au nœud 830	52
Figure 4.19	Profil de tension au nœud 830 à un taux de pénétration de 40% où les régulateurs sont activés (sans et avec batterie)	53
Figure B.1	Changement de prises des deux régulateurs à 10% de pénétration (VV inactif)	64
Figure B.2	Changement de prises des deux régulateurs à 10% de pénétration (VV actif)	64
Figure B.3	Changement de prises des deux régulateurs à 20% de pénétration (VV inactif)	65
Figure B.4	Changement de prises des deux régulateurs à 20% de pénétration (VV actif)	65
Figure B.5	Changement de prises des deux régulateurs à 40% de pénétration (VV inactif)	66
Figure B.6	Changement de prises des deux régulateurs à 40% de pénétration (VV actif)	66

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

EMTP	<i>Electromagnetic transient program</i>
EMTDC	<i>Electromagnetic transients including DC</i>
LF	Écoulement de puissance (<i>load-flow</i>)
LFTS	<i>LF time-series</i>
pu	<i>Per-Unit</i>
PV	Photovoltaïque
RED	Ressource énergétique distribuée
VV	Volt-VAR
XML	<i>Extensible Markup Language</i>

LISTE DES ANNEXES

Annexe A Données détaillées du profil d'ensoleillement	59
Annexe B Changements de prise à un taux de pénétration non nul	64

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

Les ressources énergétiques décentralisées (RED) jouent un rôle capital pour contribuer à la décarbonation [1]. Étant une REDs renouvelable couramment étudiée, les panneaux solaires photovoltaïques (PV) intégrés au réseau de distribution ont été le sujet de nombreuses publications scientifiques en raison de nombreuses problématiques occasionnées par cette intégration de production solaire.

Plus particulièrement, les références [2] et [3] sont des exemples de publications énumérant les impacts possibles d'une haute pénétration de production solaire dans un réseau de distribution. Dans [2] et [3], on retrouve, entre autres, des problématiques de tension (surtension, papillotement), des inversions de flux de puissance, la surcharge des équipements et l'activation indésirable des éléments de protection.

Certaines études comme [4] indiquent que les appareillages de régulation de tension initialement présents dans les réseaux de distribution (changeurs de prise, régulateurs de tension et condensateurs de compensation) ne suffisent pas à corriger ces anomalies de tension. Comme expliqué dans [3], des variations saccadées de l'ensoleillement reçu par les modules PV causées par une journée nuageuse peuvent même causer des changements excessifs de prise, ce qui peut accélérer la détérioration d'un équipement et causer un effet de papillotement indésirable [3]. Par conséquent, dans le but de remédier à ces problématiques, la norme IEEE1547-2018 [5] tolère l'utilisation de certains mécanismes de régulation de la tension locale, dont Volt-VAR et Volt-Watt où toutes ces techniques de régulation de tension utilisent la tension au point d'interconnexion comme paramètre de régulation. Bien que le contrôle Volt-VAR permet de résoudre certains problèmes reliés aux surtensions [6, 7] en utilisant les limites établies par la norme ANSI C84.1 [8] et de réduire la variation de tension durant une journée nuageuse [4], le contrôle Volt-VAR peut engendrer une instabilité [4, 9] si les paramètres de ce contrôle sont mal sélectionnés.

Des études ont aussi montré la pertinence des batteries pour corriger les problèmes de tension causés par une intégration de modules PV. Les références [10] et [11] montrent quelques avantages de l'utilisation de batteries pour lisser la production de puissance active des modules PV connectés avec une batterie [10] et diminuer la déviation de tension [11].

Pour sélectionner un réseau approprié pour des études d'intégration, le *Test Feeder Working Group* (TFWG) [12] et la brochure CIGRE 575 [13] sont des exemples de groupes et de références proposant plusieurs réseaux synthétiques de distribution et de transport (appelés *benchmarks*). Ces réseaux sont mis à la disposition au grand public pour effectuer des études et des simulations de tout type comme énumérées dans [14]. Créé par le TFWG [12], le réseau de distribution synthétique IEEE-34 est sélectionné pour performer ces études d'intégration dans ce présent contexte, tel que recommandé dans [14].

Tout en tenant compte des mécanismes de régulation de tension suggérés par la norme IEEE1547-2018, la simulation *load-flow time-series* (LFTS) reste un outil approprié pour analyser l'impact d'une pénétration solaire. En étant une des catégories de simulation recommandée par la norme IEEE1547.7 [15], une simulation LFTS représente une succession de simulations d'écoulement de puissance (LF) où les résultats de chaque simulation LF individuelle décrivent le comportement du réseau à un moment précis de la journée [15]. De nombreux logiciels tels que GridLab-D [16] et OpenDSS [17] ont été spécifiquement conçus pour effectuer des simulations LFTS. Ces simulations LFTS peuvent se dérouler sur une journée ou même sur une année complète tout en étant capables de tenir compte, entre autres, le caractère intermittent de la production solaire de chaque module PV et de la variation de la demande de charge sur une journée complète. Cependant, ces simulations n'examinent pas les comportements harmoniques ou transitoires où ces phénomènes sont analysés dans une simulation dans le domaine du temps.

En utilisant une version simplifiée du réseau IEEE-8500 construit par le TFWG, l'article [18] montre la comparaison entre les résultats des simulations LFTS obtenus avec le logiciel OpenDSS et les résultats de simulations dans le domaine du temps obtenus avec le logiciel PSCAD/EMTDC. Une conclusion émise par [18] est que les résultats de ces deux types de simulation se rapprochent grandement lorsque le pas de temps employé sur OpenDSS est relativement petit [18] .

Concernant les simulations LFTS, comme spécifiée dans [19], une lacune de certains réseaux de distribution synthétiques proposés par le TFWG, est le manque de données temporelles. La référence [20] est un exemple où le même réseau IEEE-34 a été adapté pour effectuer ces types de simulation. La référence [20] sera d'ailleurs utilisée dans le cadre de ce projet de recherche pour adapter le réseau IEEE-34 afin que des simulations LFTS puissent être exécutées.

Dans cette même optique, le groupe de travail CIGRE C6.36 [21] a été créé pour cibler ce manque de réseaux synthétiques valides pour des simulations LFTS. De plus, le TFWG planifie de créer d'autres réseaux synthétiques permettant d'exécuter des successions de simulations LF [14].

En réponse à ces lacunes, les principaux objectifs de ce projet de recherche sont les suivants :

- Exécuter des simulations LFTS sur le réseau de distribution synthétique IEEE-34 dans le logiciel de simulation EMTP.
 - L'exécution d'une simulation LFTS doit être automatisée afin d'obtenir efficacement les résultats de simulation.
 - Avec ces résultats de simulation, l'impact d'une pénétration de panneaux photovoltaïques dans un réseau de distribution sur une journée complète est ensuite analysé, sans et avec batteries.
- Vérifier la précision des résultats de simulation LFTS avec les résultats de simulation dans le domaine du temps.

Les éléments de protection ne sont toutefois pas considérés. Ces simulations LFTS sont implémentées grâce à une fonctionnalité offerte par le logiciel EMTP [22] permettant d'automatiser l'exécution de plusieurs simulations LF et d'interfacer avec un circuit EMTP à l'aide d'un script informatique rédigé en langage JavaScript dans le même environnement EMTP.

Les résultats de ces simulations LFTS permettent d'observer l'effet des mécanismes de régulation de tension (régulateurs de tension et/ou contrôle Volt-VAR) et l'effet de l'augmentation du taux de pénétration. Ces simulations considèrent des paramètres réalistes et des profils réalistes de charge et d'ensoleillement. Comme réalisé dans [18], un autre objectif de ce projet de recherche est de montrer que les résultats des simulations LFTS sont similaires aux résultats des simulations dans le domaine du temps où ces deux types de simulation sont tous exécutés sur EMTP. La motivation derrière cet objectif est de montrer qu'il n'est pas nécessaire d'effectuer des simulations dans le domaine du temps pour réaliser une étude d'intégration en régime permanent sur une journée.

Les contributions présentées dans ce mémoire sont :

1. Le réseau IEEE-34 avec de nombreux modules PV connectés (valide pour les simulations LFTS et dans le domaine du temps).

2. L'approche et la méthodologie utilisées pour effectuer une simulation LFTS sur EMTP.
3. Le code JavaScript utilisé pour automatiser l'exécution d'une simulation LFTS.

Avec tous les éléments présentés précédemment, la structure générale de ce document s'énonce comme suit :

- Chapitre 2 : Présentation de la méthodologie employée pour les simulations LFTS et dans le domaine du temps.
- Chapitre 3 : Comparaison des résultats des simulations LFTS avec les résultats des simulations dans le domaine du temps.
- Chapitre 4 : Présentation et interprétation des résultats des simulations LFTS.
- Chapitre 5 : Conclusion et présentation des futurs travaux.

CHAPITRE 2 MÉTHODOLOGIE

2.1 Modèles employés pour les simulations LFTS

2.1.1 Modules PV et batteries

Pour représenter la production de puissance active et la production ou la consommation de puissance réactive d'un module PV dans les simulations LFTS, chaque module PV est modélisé par un nœud de contrainte PQ. Ce nœud de contrainte PQ est créé avec le modèle *Load-Flow Bus* retrouvé dans la librairie *Sources* d'EMTP. Les valeurs de P et de Q de ce nœud de contrainte correspondent respectivement à la puissance active et réactive mesurée à la sortie du module PV (dénotées respectivement par P_{PV} et Q_{PV}). Dans ce cas-ci, la valeur de P_{PV} sera toujours positive ou nulle, correspondant à une production de puissance active par le module PV.

Dans ce contexte, la batterie est aussi modélisée à l'aide d'un nœud de contrainte PQ. Le cas échéant, une valeur de P positive représente une batterie en état de déchargement et, inversement, une valeur de P négative représente une batterie en état de chargement. On suppose que toutes les batteries opèrent toujours à un facteur de puissance unitaire où la valeur de Q de ce nœud de contrainte PQ est toujours fixée à 0 kvar.

2.1.2 Régulateurs de tension triphasés

Pour les simulations LFTS, le régulateur de tension est modélisé par un transformateur idéal triphasé de connexion Yg-Yg (correspondant à trois transformateurs idéaux monophasés).

Lorsque les régulateurs de tension sont activés, le script informatique exécutant les simulations LFTS (montré à la section 2.4.1) modifie les ratios de transformation de chaque transformateur monophasé durant la simulation LFTS. Le processus de modification de ces ratios est expliqué à la section 2.4.6.

2.2 Modèles employés pour les simulations dans le domaine du temps

Cette section explique les paramètres et les modèles employés pour obtenir les résultats de simulation dans le domaine du temps servant à comparer avec les résultats de simulation LFTS (en référence au Chapitre 3).

2.2.1 Module PV

Le modèle du module PV utilisé dans le domaine du temps est le modèle *PV Park* [23] retrouvé dans la librairie *Renewables* d'EMTP.

Dans ce présent contexte, le modèle moyen (*average value model*) du convertisseur est employé et le mode de contrôle de la puissance active est fixé à *MPPT-control*. Pour effectuer la comparaison indiquée au Chapitre 3, tous les modules PV opèrent à un facteur de puissance unitaire. Par conséquent, le mode de contrôle de la puissance réactive est fixé à *Q-control* avec une puissance réactive de référence fixée à 0 pu. Ces valeurs de référence sont d'ailleurs utiles pour les mécanismes de contrôles détaillés retrouvés dans le modèle, selon la documentation du modèle *PV Park* [23].

Selon [23], avec le mode de contrôle *MPPT-control*, ce modèle produit le maximum de puissance active possible selon les paramètres atmosphériques spécifiés (température et ensoleillement). Si nécessaire, la valeur de l'ensoleillement spécifiée dans le modèle *PV Park* est ajustée pour que la puissance active à la sortie de chaque module PV soit positive et que la production de puissance active soit négligeable aux moments où l'ensoleillement est nul. Puisque le profil d'ensoleillement considéré (illustré à la Figure 2.7) correspond à une journée d'hiver, la température spécifiée dans tous les modèles *PV Park* est fixée à 0°C (valeur minimale de la température autorisée par le modèle).

2.2.2 Régulateurs de tension triphasés

Pour les simulations dans le domaine du temps, le modèle du régulateur de tension utilisé est un modèle modifié du changeur de prise proposé dans [24]. Dans le sous-circuit du régulateur, on retrouve les composantes suivantes :

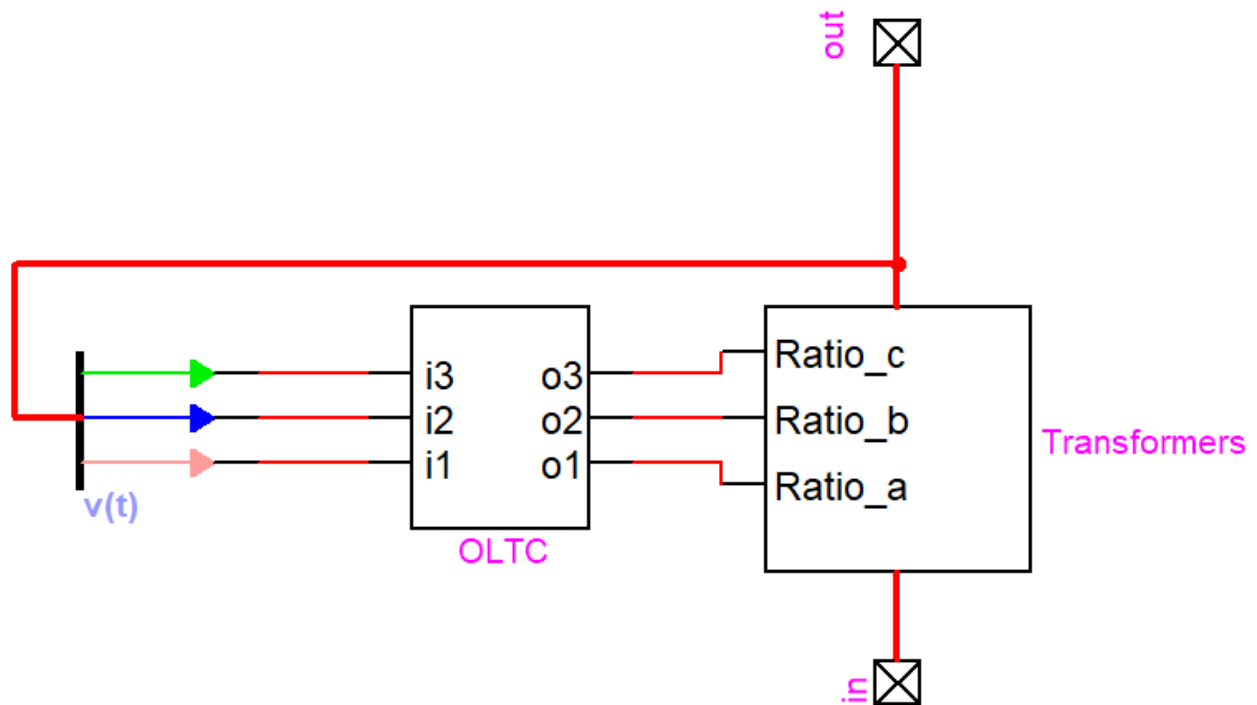


Figure 2.1 Contenu du sous-circuit d'un modèle de régulateur de tension dans le domaine du temps

Le bloc *Transformers* de la Figure 2.1 contient un transformateur triphasé idéal de connexion Yg-Yg. Le ratio de transformation de chaque transformateur est fixé avec les trois signaux *Ratio_a*, *Ratio_b* et *Ratio_c* reçus en entrée. Le bloc *OLTC* de la Figure 2.1 implémente le mécanisme de contrôle qui performe les changements de prise. Ce bloc reçoit en entrée la tension mesurée à la sortie du régulateur.

À l'intérieur du bloc *OLTC*, le régulateur de tension effectue la régulation en fonction de la tension mesurée sur chaque phase : (correspondant à l'entrée *Vmeas* de chaque bloc *OLTC_Control*)

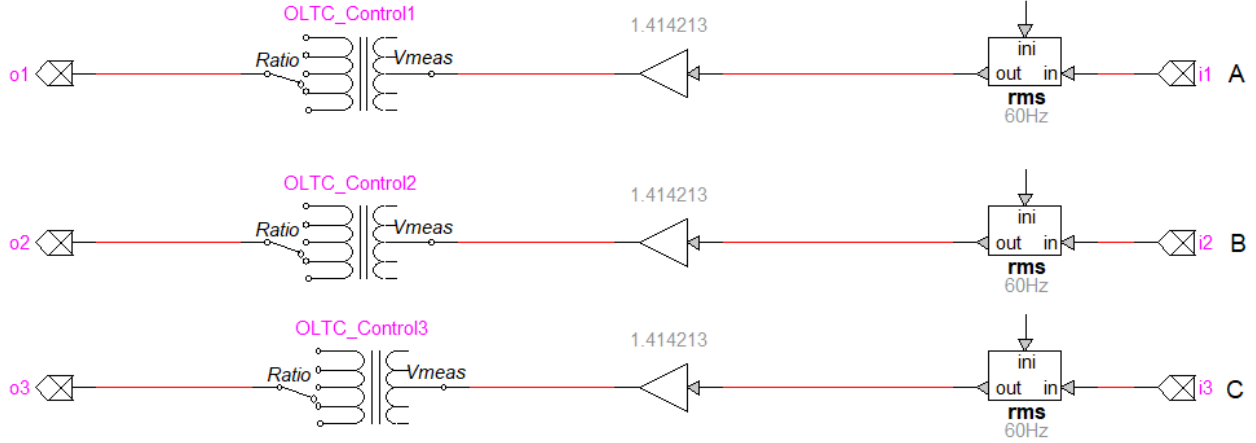


Figure 2.2 Contenu du bloc *OLTC* de la Figure 2.1

Dans chaque bloc *OLTC_Control* de la figure précédente, voici le circuit modifié qui dicte le changement de prise :

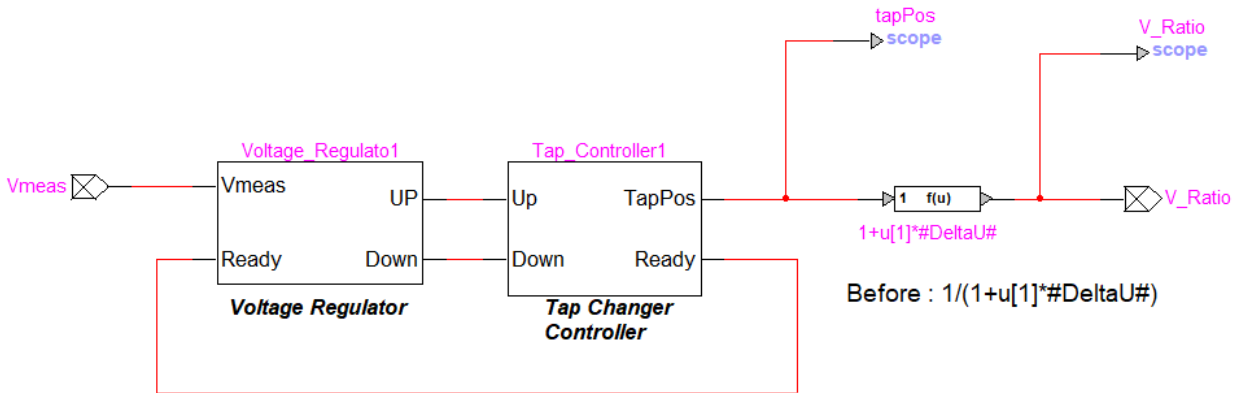


Figure 2.3 Contenu de chaque bloc *OLTC_Control* de la Figure 2.2

Dans le modèle initial proposé dans [24], une augmentation de la position d'une prise cause une diminution de la tension. Le circuit dans le bloc *Voltage Regulator* de la Figure 2.3 a été modifié pour qu'une augmentation d'une position d'une prise cause une augmentation de la tension pour concorder avec le processus de changement de prises expliqué à la section 2.4.6.

Avec cette modification, le ratio de transformation associé à la position de la prise est donc exprimé par l'équation suivante :

$$V_{Ratio} = 1 + POS \cdot \Delta U$$

Où :

- POS : Position de la prise.
- V_{Ratio} : Ratio de transformation correspondant à POS .
- ΔU : Pas du ratio de transformation.

Le bloc *Voltage Regulator* de la Figure 2.3 envoie un signal d'augmentation ou d'une diminution d'une prise au bloc *Tap Changer Controller*. Par la suite, le bloc *Tap Changer Controller* retourne la position de la prise désirée et envoie un signal au bloc *Voltage Regulator* si un autre changement de prise est prêt à être exécuté. Ici, ΔU est fixée à 0.00625 (même valeur spécifiée à la section 2.4.6).

Enfin, le signal V_Ratio de la Figure 2.3 désigne le ratio de transformation à fixer pour chaque transformateur sur chaque phase. Ces valeurs sont directement reçues par le bloc *Transformers* de la Figure 2.1.

2.3 Réseau IEEE-34

Des simulations LFTS et des simulations dans le domaine du temps sont exécutées sur le réseau IEEE-34 où ce réseau est inspiré d'une portion d'un réseau de distribution situé à l'Arizona [19]. La Figure 2.4 montre le schéma unifilaire du réseau IEEE-34 représenté sur EMTP.

Dans le but de corriger le profil de tension, ce réseau possède deux régulateurs de tension notés par TAP_814_850 et TAP_852_832 dans ce document. La tension nominale du réseau IEEE-34 est de 24.9 kV, sauf aux nœuds 888 et 890 où la tension nominale est de 4.16 kV.

Voici les modélisations de chaque élément du réseau IEEE-34 pour les simulations LFTS et dans le domaine du temps :

- *Début de réseau* : source de tension avec une impédance et connectée avec un nœud de contrainte Slack (barre d'équilibre) au nœud 800 du réseau IEEE-34. Cette barre d'équilibre fixe la tension au nœud 800 à 1.05 pu (26.145 kV) où le nœud 800 équivaut au point d'interconnexion entre le réseau de transport et le présent réseau de distribution.

Les valeurs des impédances du nœud de contrainte Slack sont les valeurs d'impédances du transformateur 69 kV/24.9 kV spécifiées dans les données d'origine du réseau IEEE-34 [12]. Ce transformateur 69 kV/24.9 kV ne sera pas inclus dans les simulations.

- *Lignes de transmission* : sections PI à paramètres constants et calculés à 60 Hz.
- *Charges* : modèle *PQ load with load-flow (LF)* de la librairie *Load Models* d'EMTP.

Toutes les simulations tiennent compte du type de charge (impédance, courant ou puissance constante) et de la connexion de la charge (Delta ou Yg). Toutes les charges ponctuelles du réseau IEEE-34 sont connectées à un nœud spécifique et les charges distribuées sont connectées au milieu de chaque segment de ligne comme indiqué dans [25].

La signification de la valeur de la puissance active et réactive de chaque charge est indiquée à la section 2.4.3.

Voici le schéma unifilaire du réseau IEEE-34 :

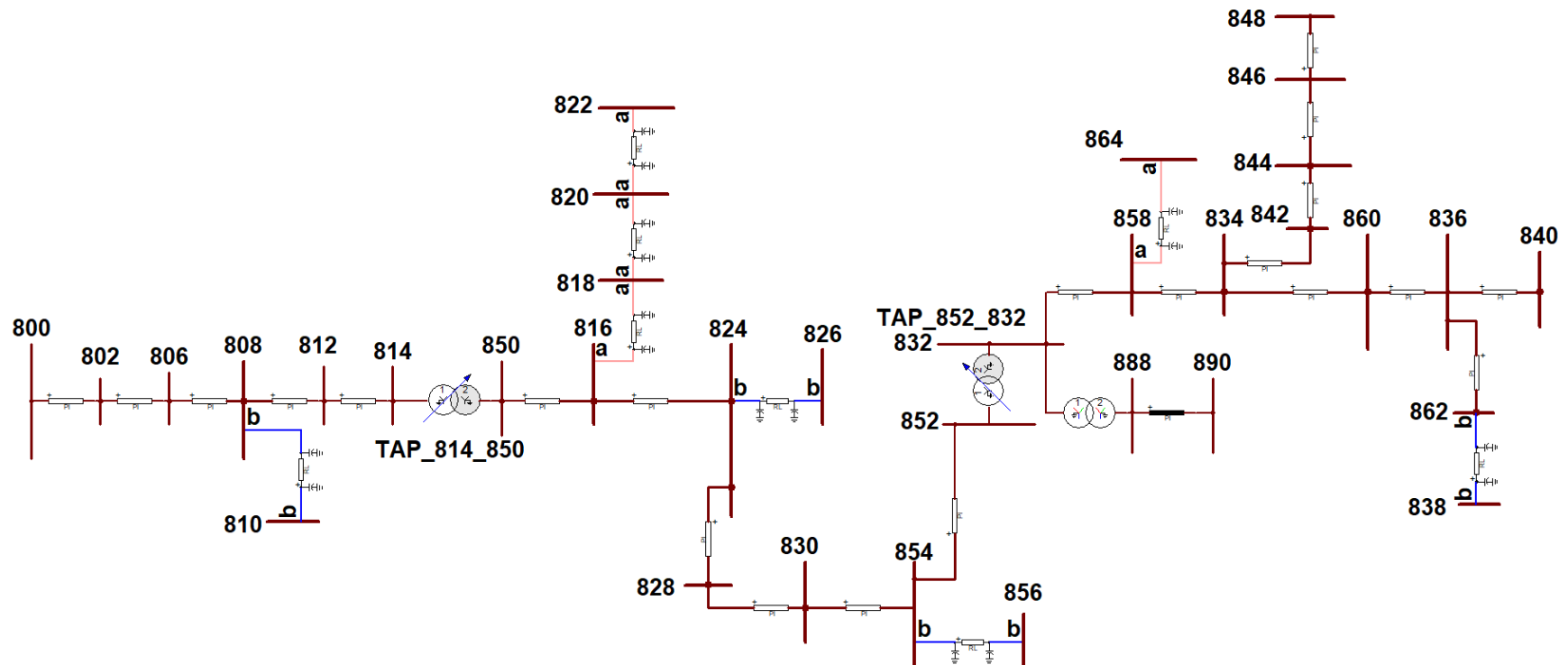


Figure 2.4 Schéma unifilaire du réseau IEEE-34 [12]

À la Figure 2.4, les portions où une phase (« a » ou « b ») est indiquée sur les lignes correspondent aux dérivations monophasées du réseau IEEE-34. Les deux condensateurs shunt du réseau IEEE-34 sont toujours connectés aux nœuds 844 et 848.

2.3.1 Caractéristiques des nœuds étudiés

Voici les caractéristiques des nœuds choisis pour l'analyse retrouvée au Chapitre 4 : (où le début de réseau correspond au nœud 800)

Tableau 2.1 Caractéristiques des nœuds du réseau IEEE-34 considérés pour l'analyse

Nœud	Distance entre le nœud et le début de réseau (km)	Présence d'un module PV	Caractéristiques
822	51.11	Non	- Nœud situé à la fin d'une dérivation monophasée (nœuds 816, 818, 820 et 822) du réseau IEEE-34. - Longueur de la dérivation : 19.38 km.
830	41.32	Oui	Charge nominale connectée (trois phases incluses) : 45 kW, 20 kvar.
848	57.75	Oui	Charge nominale connectée (trois phases incluses) : 60 kW, 48 kvar.
850	31.63	Non	Nœud correspondant à la sortie du régulateur TAP_814_850.
890	55.93	Oui	- Nœud situé à la section de 4.16 kV du réseau. - Nœud hautement chargé. Charge nominale connectée (trois phases incluses) : 450 kW, 225 kvar.

Toutes les données numériques du Tableau 2.1 sont prises ou calculées à partir des données d'origine du réseau IEEE-34 [12].

Tous ces nœuds sont situés en aval du régulateur TAP_814_850. Seuls les nœuds 848 et 890 sont situés en aval du régulateur TAP_852_832.

Les nœuds proches du nœud 800 ne sont pas considérés dans l'analyse, car la tension à ces nœuds comporte très peu de perturbations où la tension est proche de 1.05 pu.

2.4 Exécution des simulations LFTS

2.4.1 Processus d'exécution

L'exécution d'une simulation LFTS sur une journée (00h00 à 23h45) est effectuée à l'aide de scripts rédigés en langage JavaScript (fichiers d'extension .dwj) sur la version 4.2.1 du logiciel EMTP. Ce script automatise l'exécution successive de plusieurs simulations LF tout en étant capable de changer les paramètres de certains composants du fichier de circuit EMTP du réseau IEEE-34 (fichier d'extension .ecf).

Pour atteindre les objectifs énumérés au Chapitre 1, la figure suivante illustre les intrants, les extrants et le processus d'exécution d'une simulation LFTS :

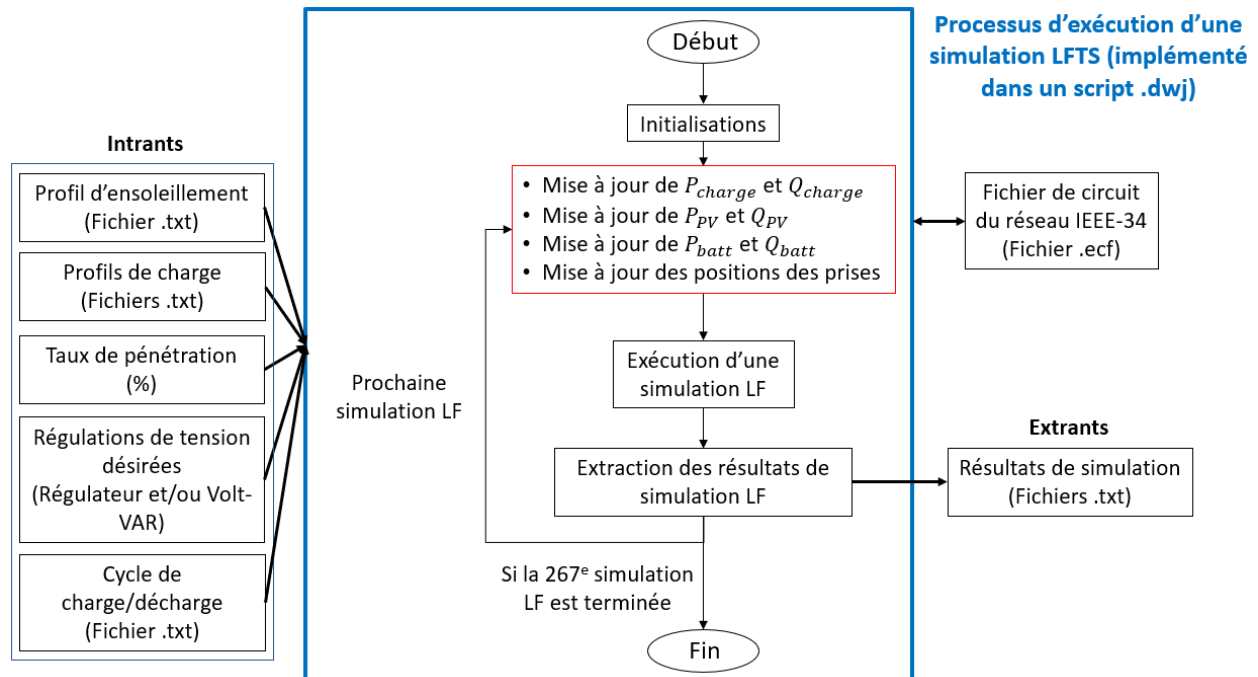


Figure 2.5 Implémentation du processus d'exécution d'une simulation LFTS avec les intrants et les extrants

Les intrants incluent les données du profil d'ensoleillement de la Figure 2.7, les données des profils de charge de la Figure 2.9 et un cycle préfixé de charge/décharge d'une batterie. Toutes ces données sont pré-enregistrées dans des fichiers d'extension .txt avant l'exécution d'une simulation LFTS.

La valeur du taux de pénétration et les mécanismes de régulation de tension désirés sont pré-spécifiés dans le script exécutant la simulation LFTS.

Concernant le processus d'exécution, chaque carré situé à l'intérieur du carré bleu de la Figure 2.5 correspond à une tâche codée en JavaScript.

La première étape d'initialisation (bloc « *Initialisations* » de la Figure 2.5) inclut les tâches suivantes :

- Initialisation des valeurs des puissances consommées par toutes les charges à 00h00, selon les profils de charge de la Figure 2.9.
- Initialisation des puissances active et réactive à la sortie de tous les modules PV à 0 pu (à la première simulation LF à 00h00). En d'autres mots, cette initialisation fixe les valeurs de P et de Q de tous les nœuds de contrainte PQ respectivement à 0 kW et à 0 kvar.
 - Cette initialisation s'applique aussi aux batteries, si applicable.
- Initialisation de la position des prises de chaque régulateur de tension aux valeurs indiquées au Tableau 2.2.

Par la suite, avant l'exécution de chaque simulation LF individuelle, les valeurs suivantes sont mises à jour tout au long de la simulation LFTS : (si applicable)

- Les valeurs des puissances active et réactive consommées par chaque charge (P_{charge} et Q_{charge}).
- Les valeurs des puissances active et réactive à la sortie de chaque module PV (P_{PV} et Q_{PV}).
- Les valeurs des puissances active et réactive à la sortie de chaque batterie (P_{batt} et Q_{batt}).
- Les positions de chaque prise des régulateurs.

Les détails derrière ces processus de mise à jour sont expliqués aux sections 2.4.3, 2.4.4, 2.4.5 et 2.4.6.

La simplification de la modélisation expliquée à la section 2.1 permet aussi de réduire le temps d'écriture de la liste d'interconnexions (*netlist*) par EMTP avant chaque simulation LF en raison de la diminution de la complexité du circuit.

Après l'exécution d'une simulation LF, puisque EMTP sauvegarde les résultats des simulations LF dans un fichier XML, le script extrait seulement les données utiles enregistrées dans ce fichier XML. Ces résultats seront ensuite sauvegardés dans des fichiers d'extension .txt. Cette tâche correspond au bloc « *Extraction des résultats de simulation LF* » indiqué à la Figure 2.5.

Ces résultats enregistrés dans des fichiers d'extension .txt sont ensuite représentés graphiquement en utilisant MATLAB où ces graphiques sont montrés au Chapitre 3 et au Chapitre 4.

Correspondant aux résultats des simulations LFTS, les extraits incluent :

- La tension à chaque nœud du réseau IEEE-34 (en pu).
- Les puissances actives et réactives mesurées en début de réseau au nœud 800 (en kW et kvar).
- La position des prises de chaque régulateur de tension.

Pour obtenir les résultats présentés au Chapitre 3 et au Chapitre 4, toutes les simulations LFTS débutent toujours à 00h00 et terminent à 23h45. Il est possible de configurer l'exécution d'une simulation LFTS pour qu'elle commence à un instant de temps différent, mais ce choix du point de départ peut affecter les résultats de simulation LFTS si le contrôle Volt-VAR ou/et les régulateurs de tension sont activés. Le cas échéant, la puissance réactive à la sortie de chaque module PV ou/et les positions des prises des régulateurs vont dépendre de certains résultats obtenus à la simulation LF précédente (comme montré dans les équations (2.6) et (2.7) aux sections 2.4.5 et 2.4.6).

2.4.2 Profil d'ensoleillement

Les données du profil d'ensoleillement considéré pour toutes les simulations sont directement tirées du site web [26]. Ces données d'ensoleillement sont fournies par *Ressources Naturelles Canada* dans le cadre d'un projet déroulé au laboratoire CanmetÉNERGIE à Varennes. Tiré du site web [26], voici le profil d'ensoleillement initial sélectionné correspondant à une journée ensoleillée hivernale :

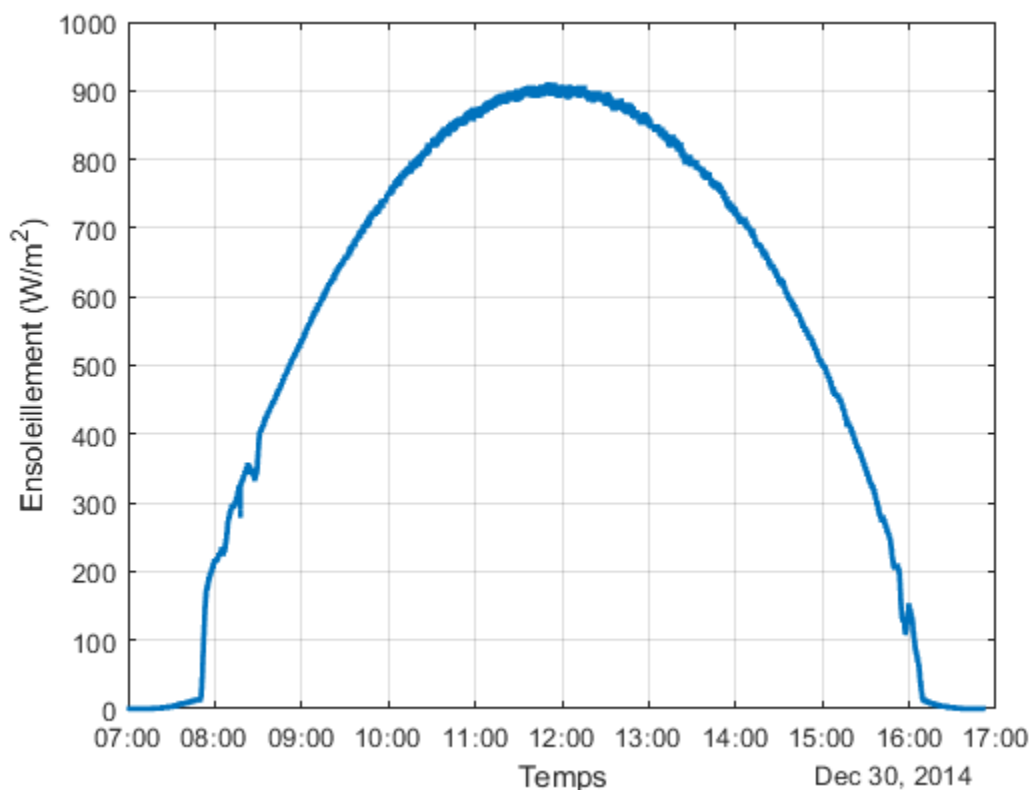


Figure 2.6 Profil d'ensoleillement du 30 décembre 2014 de 07h01 à 16h51 avec les données brutes d'ensoleillement tirées de [26]

Puisque le profil illustré à la Figure 2.6 comporte 4771 points, un processus d'échantillonnage a été appliqué pour réduire le nombre de points et pour éliminer certaines déficiences de mesures d'ensoleillement mentionnées dans [26]. Par la suite, des valeurs nulles d'ensoleillement ont été rajoutées avant 07h00 et après 16h45 pour exécuter des simulations LFTS sur une journée de 00h00 à 23h45. Voici les détails de l'échantillonnage et de l'ajout des valeurs nulles d'ensoleillement :

- De 00h00 à 07h00 et de 16h45 à 23h45 : Ajout de valeurs nulles d'ensoleillement avec un pas de temps de 15 minutes.
- De 07h01 à 10h00 et de 14h00 à 16h45 : Échantillonnage à chaque 10^e valeur du profil d'ensoleillement initial.
- De 10h00 à 14h00 : Échantillonnage à chaque 30^e valeur du profil d'ensoleillement initial.

Après échantillonnage et ajout des valeurs nulles, voici le profil d'ensoleillement modifié et utilisé pour les simulations LFTS :

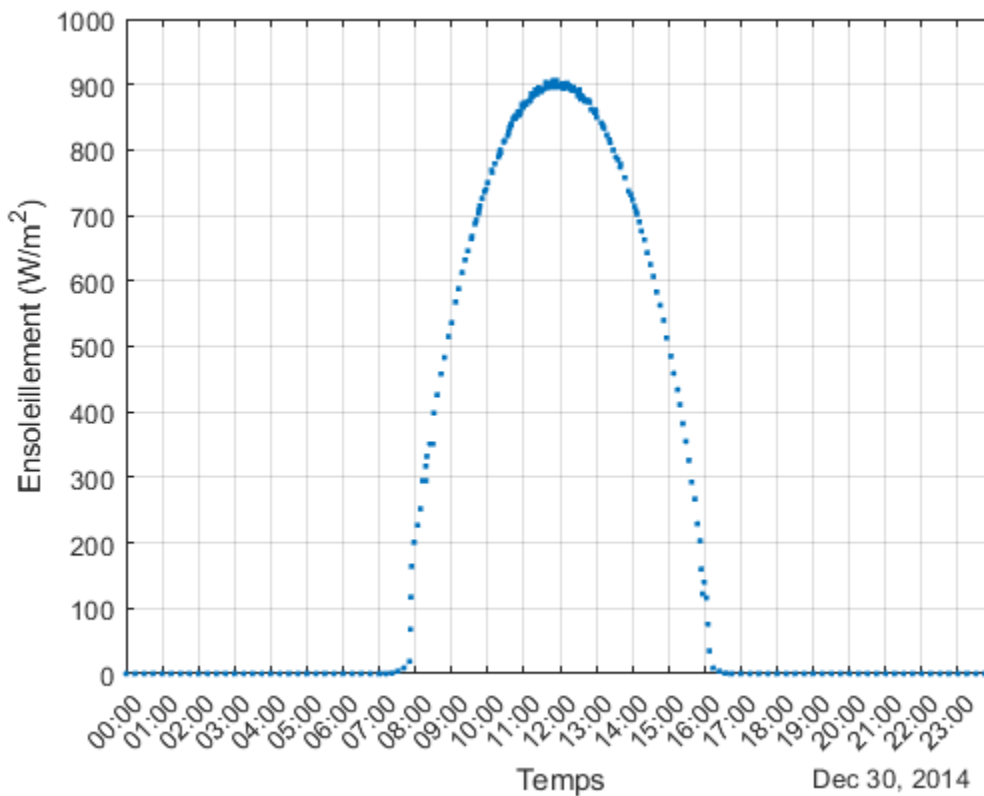


Figure 2.7 Profil d'ensoleillement utilisé pour les simulations LFTS

Le profil de la Figure 2.7 contient 267 valeurs d'ensoleillement associées à 267 instants de temps. Ces instants de temps sont notés de 0 à 266 dans ce document.

Chaque simulation LFTS est donc composée de 267 simulations LF exécutées successivement où chaque simulation LF individuelle se déroule à un instant de temps précis. En supposant que le

réseau IEEE-34 est un réseau peu dispersé, tous les modules PVs sont soumis au même profil d'ensoleillement illustré à la Figure 2.7.

Ces données d'ensoleillement déterminent la puissance active produite par les modules PV (expliqué à la section 2.4.4). Les données détaillées du profil d'ensoleillement de la Figure 2.7 se retrouvent à l'annexe A.

2.4.3 Profils de charge et allocation des charges

Vu que les données d'origine des charges ponctuelles et distribuées du réseau IEEE-34 [12] sont fixes et que le type de charge n'est pas spécifié, des profils de charge et une allocation spécifique du type de charge sont considérés afin que les simulations LFTS considèrent la variation temporelle de la charge. Dans ce contexte, on considère la même allocation suggérée dans [20] et les données des profils de charge ont été tirées d'une base de données disponible au grand public : [27] (tel qu'effectué dans [20]).

Comme indiqué dans [20], on distingue les 4 catégories de charges suivantes : résidentielle, commerciale, industrielle et éclairage de rues. Pour concorder avec le profil d'ensoleillement du 30 décembre, des données de charge du 30 décembre ont été choisies. Dans ce présent contexte, un processus de normalisation a été appliqué aux données initiales de chaque profil tiré du site web [27].

Ici, les valeurs de charge initiales tirées de [27] sont divisées par la valeur maximale de la charge retrouvée dans chaque profil individuel. Cette normalisation permet d'obtenir des données de charges exprimées en pu.

Comme indiqué dans [20], chaque modèle de charge retrouvé dans le fichier de circuit EMTP correspond à une agrégation de charges. À un instant de temps précis, les valeurs de charge exprimées en kW et kvar correspondent à la consommation de puissance moyenne de toutes les charges incluses dans cette agrégation [20].

Puisque la résolution des données de charge initiales dans [27] est d'une heure, une interpolation linéaire a été ensuite appliquée pour obtenir des valeurs de charge aux mêmes 267 instants de temps du profil d'ensoleillement, en vue de les utiliser pour les simulations LFTS.

Par exemple, voici le profil de charge d'une charge résidentielle après normalisation et interpolation :

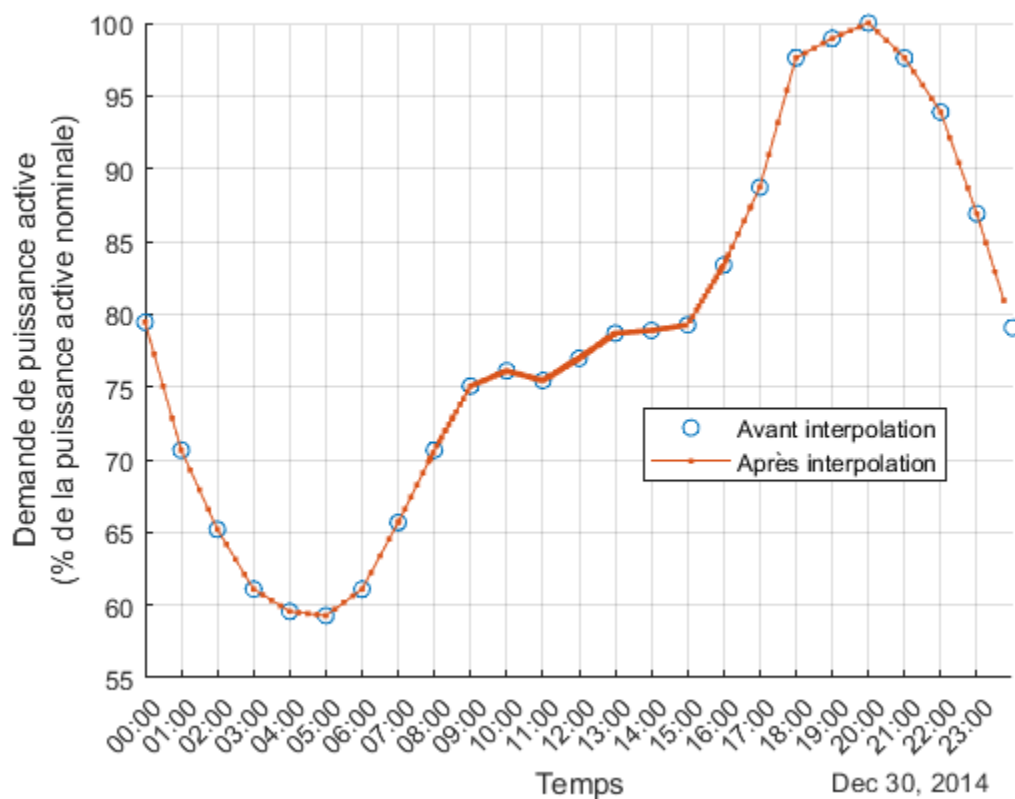


Figure 2.8 Profil de charge normalisé d'une charge résidentielle avant et après interpolation (à partir des données retrouvées sur le site web [27])

À la Figure 2.8, les cercles bleus correspondent aux données tirées de [27] après normalisation et les points de couleur orange correspondent aux valeurs de charges après interpolation linéaire sur les valeurs correspondantes aux cercles bleus. Cette interpolation utilise les 267 instants de temps du profil d'ensoleillement illustré à la Figure 2.7.

En appliquant le même processus de normalisation et d'interpolation sur les autres types de charge, voici les quatre profils pour chaque type de charge décrivant l'évolution de la demande de puissance active :

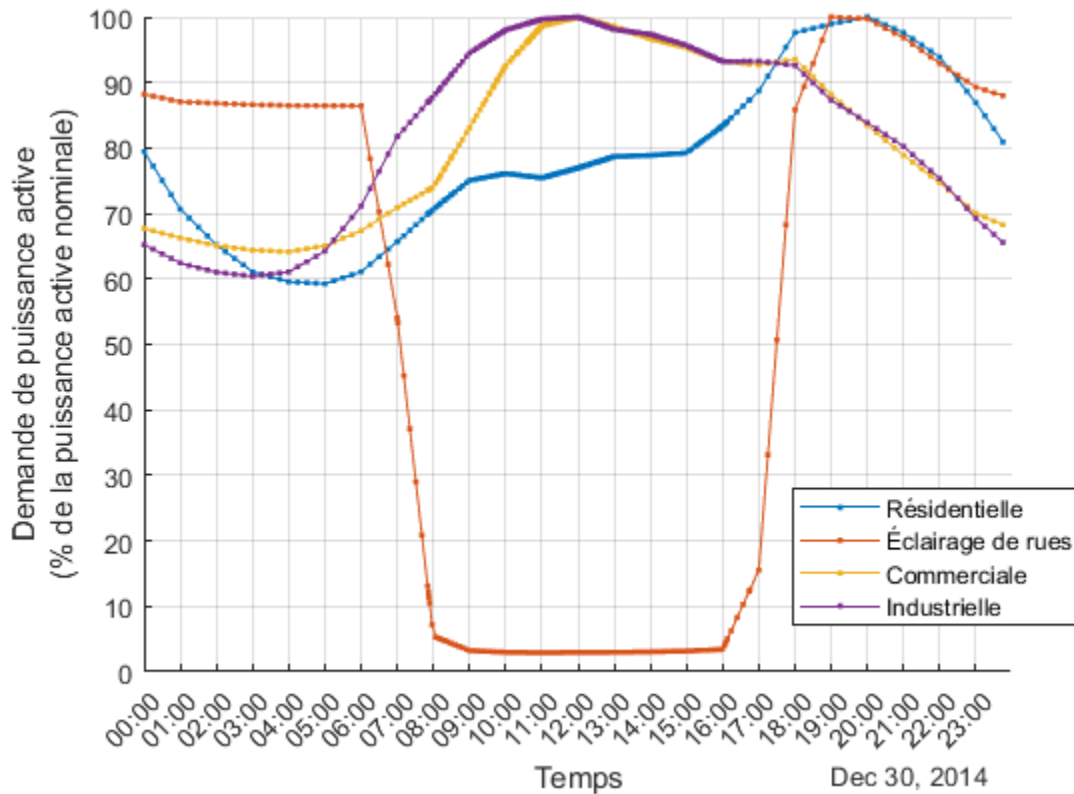


Figure 2.9 Profils de charge considérés pour les simulations LFTS avec les valeurs de charge retrouvées dans [27]

On suppose que la demande de puissance active de toutes les charges appartenant à la même catégorie évolue selon le même profil de charge de ladite catégorie.

Toutes les valeurs de charge d'origine du réseau IEEE-34 [12] sont considérées comme des valeurs nominales de puissance active et réactive où on peut calculer le facteur de puissance nominale pour chaque charge. La classification des types de charge est directement prise de [20].

La demande de puissance réactive de chaque charge est ajustée pour que chaque charge préserve le même facteur de puissance nominal (calculé à partir des valeurs de charge d'origine du réseau IEEE-34 [12]).

Cette évolution de la demande de puissance active et réactive de chaque charge correspond à la tâche « *Mise à jour de P_{charge} et Q_{charge}* » indiquée à la Figure 2.5.

La demande de puissance active totale est ensuite calculée avec l'allocation de charge proposée dans [20], les 4 profils de charge illustrés sur la Figure 2.9 et les valeurs nominales de chaque charge. Voici l'évolution de la demande de puissance active totale en kW :

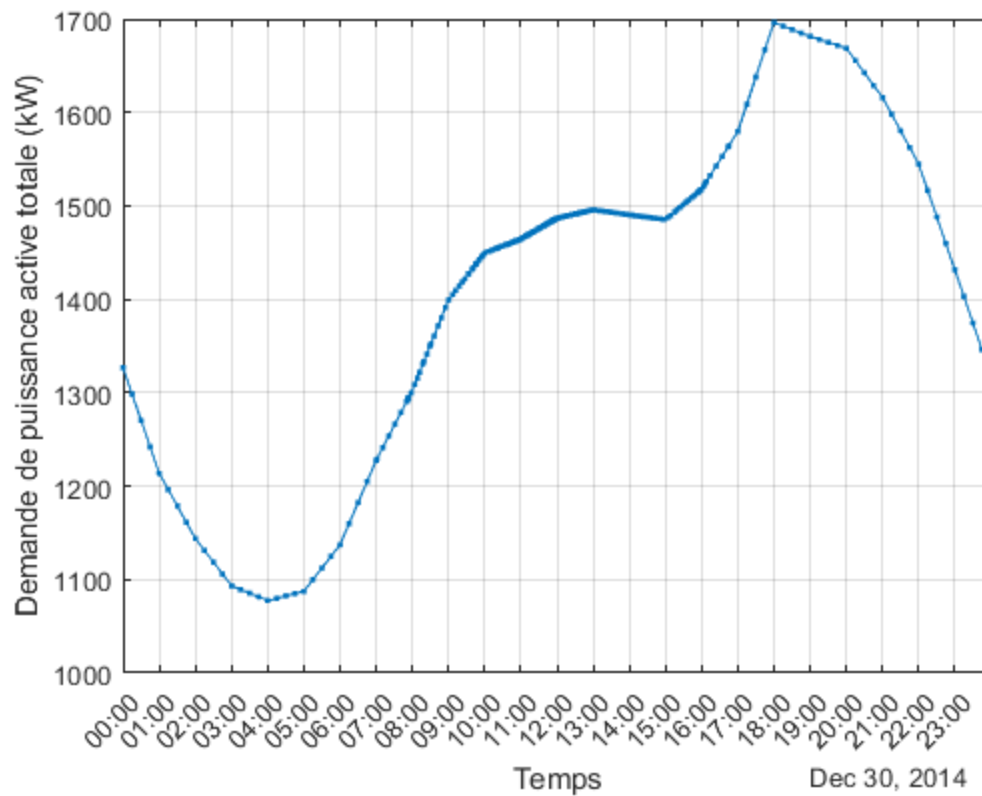


Figure 2.10 Évolution de la demande totale de puissance active (en kW) en utilisant l'allocation de charge proposée dans [20] et les valeurs de charge trouvées dans [27]

Sur la Figure 2.10, la demande de puissance active totale maximale est de 1696.06 kW (à 18h00) et la demande de puissance active totale minimale est de 1077.44 kW (à 04h00).

2.4.4 Connexion et puissance nominale des modules PV et définition du taux de pénétration

En tenant compte des charges ponctuelles et distribuées, le cas de figure considéré pour toutes les simulations est la connexion d'un module PV sur chaque charge triphasée résidentielle, commerciale et industrielle (identifiées à la section 2.4.3). Par conséquent, en excluant les charges de la catégorie d'éclairage de rues, il y a 15 charges triphasées où un module PV est connecté. Ces 15 modules PV sont installés dans le but de satisfaire une partie de la demande de charge.

Les valeurs des puissances actives et réactives nominales ($P_{nom,PV}$ et $Q_{nom,PV}$) de chaque module PV connecté à un certain nœud sont fixées à un pourcentage de la charge nominale connectée à ce même nœud. Ce pourcentage correspond au taux de pénétration défini de la façon suivante :

$$\text{Taux} = \frac{\text{Puissance active nominale d'un module PV à un noeud (kW)}}{\text{Puissance active nominale de la charge à un noeud (kW)}} = \frac{P_{nom,PV}}{P_{charge}} \quad (2.1)$$

Si le contrôle Volt-VAR est activé, la définition précédente s'applique aussi pour la puissance réactive où la puissance réactive nominale du module PV est : $Q_{nom,PV} = \text{Taux} \cdot Q_{charge}$

Avec la valeur de $P_{nom,PV}$ exprimée en kW et les données d'ensoleillement, voici le calcul de la puissance active produite par un module PV à un instant de temps t : (où $0 \leq t \leq 266$)

$$P_{PV}(t) = P_{nom,PV} \cdot \frac{G(t)}{G_{ref}} \quad (2.2)$$

Où :

- $P_{PV}(t)$: Puissance active produite par un module PV à l'instant de temps t (en kW). La valeur de cette variable sera la valeur de P du nœud de contrainte PQ respectif.
- G_{ref} : Valeur d'ensoleillement de référence fixée à 1000 W/m².
- $G(t)$: Ensoleillement à l'instant de temps t (en W/m²).

Utilisée pour calculer la puissance réactive à la sortie d'un module PV, la variable $Q_{nom,PV}$ sera considérée dans le mode de contrôle Volt-VAR expliqué à la section 2.4.5.

Par exemple, sachant que les puissances nominales de la charge ponctuelle connectée au nœud 890 sont de 450 kW et 225 kvar (tirées de [12]), si on suppose un taux de pénétration de 40%, la puissance active et réactive nominale du module PV connectée au nœud 890 est :

$$P_{nom,PV,890} = 450 \text{ kW} \cdot 40\% = 180 \text{ kW} \quad (2.3)$$

$$Q_{nom,PV,890} = 225 \text{ kvar} \cdot 40\% = 90 \text{ kvar} \quad (2.4)$$

Sachant que la puissance d'un module PV connectée à un réseau moyenne tension est typiquement située entre 10 et 40 kW comme montré dans la brochure CIGRE 575 [13], les modules PV possédant une puissance active nominale dépassant 40 kW sont considérés comme des agrégations de modules PV.

Cette mise à jour de la valeur de la puissance active à la sortie du module PV correspond à la tâche « *Mise à jour de P_{PV} et Q_{PV}* » indiquée à la Figure 2.5.

2.4.5 Contrôles de la tension locale des modules PV

Pour les modules PV, seulement deux modes de contrôle de la tension locale sont considérés :

1. *Facteur de puissance unitaire*. Pour ce mode, la puissance réactive à la sortie de tous les modules PV est fixée à 0 pu durant toute la durée de la simulation.
2. *Volt-VAR*. Ici, la production ou la consommation de puissance réactive de chaque module PV dépend de la tension mesurée à la sortie dudit module PV. En se référant à la section 2.1.1, cette tension à la sortie d'un module PV correspond à la tension mesurée au nœud de contrainte PQ représentant le module PV.

Dans ce mode-ci, Q_{PV} est initialisée à 0 pu. Ce mode est actif durant toute la durée de la simulation LFTS (incluant les instants de temps où l'ensoleillement est nul).

Avec les valeurs de certains paramètres nominaux suggérés par la norme IEEE1547-2018 [5], voici la représentation graphique du contrôle Volt-VAR considéré pour les simulations LFTS :

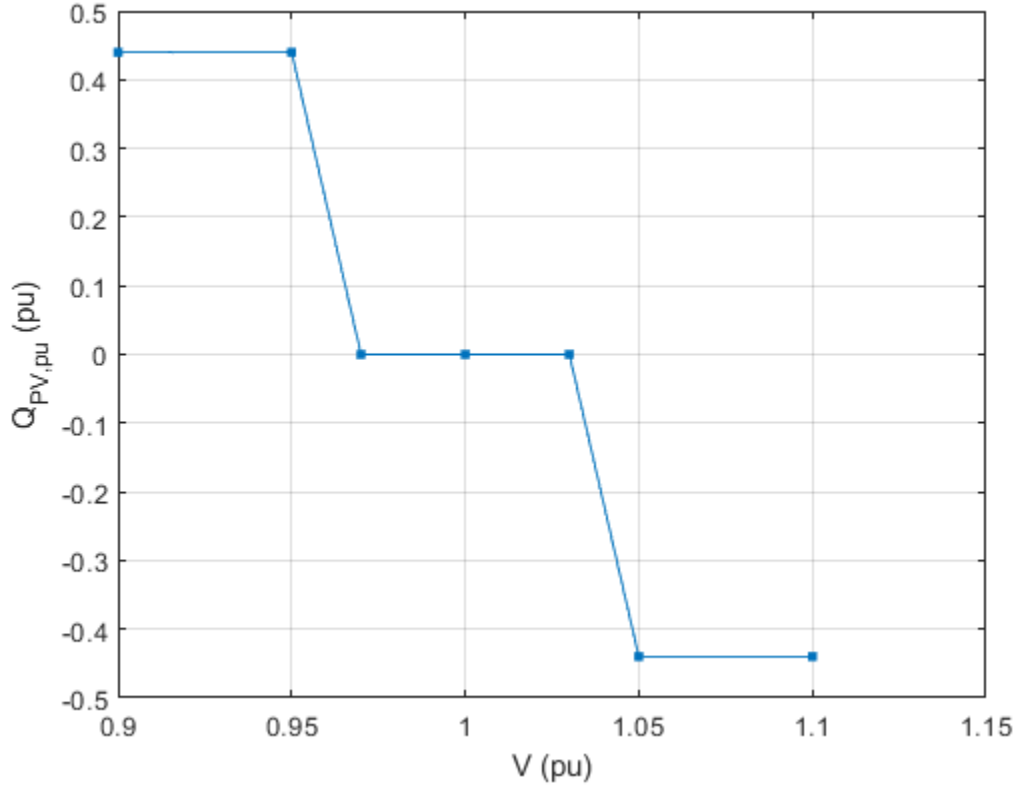


Figure 2.11 Représentation graphique du contrôle Volt-VAR

Et l'équation mathématique associée au contrôle :

$$Q_{PV,pu} = \begin{cases} 0.44 & \text{si } V < 0.95 \\ -22(V - 0.97) & \text{si } 0.95 \leq V < 0.97 \\ 0 & \text{si } 0.97 \leq V < 1.03 \\ -22(V - 1.03) & \text{si } 1.03 \leq V < 1.05 \\ -0.44 & \text{si } V \geq 1.05 \end{cases} \quad (2.5)$$

Où :

- V : Tension à la sortie d'un module PV (en pu).
- $Q_{PV,pu}$: Puissance réactive à la sortie du module PV (en pu). La puissance réactive à la sortie du module PV en kvar (Q_{PV}) sera donc calculée à partir de la puissance réactive nominale du module PV : $Q_{PV} = Q_{PV,pu} \cdot Q_{nom,PV}$

Les coordonnées des 7 points de la Figure 2.11 ont été choisies pour respecter les exigences de la norme IEEE1547-2018 [5] et pour éviter des instabilités telles que mentionnées dans la norme IEEE1547-2018 [5] et dans [4, 9].

Le contrôle Volt-VAR dicté par l'équation (2.5) est ensuite discrétisé pour l'implémenter dans les simulations LFTS (où cette discrétisation a été considérée dans [9]). Le cas échéant, la valeur de $Q_{PV,pu}$ au prochain instant de temps est ajustée selon la tension à l'instant de temps présent. L'équation discrétisée du contrôle Volt-VAR devient donc : (où $0 \leq t \leq 265$)

$$Q_{PV,pu}(t + 1) = \begin{cases} 0.44 & \text{si } V(t) < 0.95 \\ -22(V(t) - 0.97) & \text{si } 0.95 \leq V(t) < 0.97 \\ 0 & \text{si } 0.97 \leq V(t) < 1.03 \\ -22(V(t) - 1.03) & \text{si } 1.03 \leq V(t) < 1.05 \\ -0.44 & \text{si } V(t) \geq 1.05 \end{cases} \quad (2.6)$$

Où :

- $V(t)$: Tension à la sortie d'un module PV (en pu) à l'instant de temps t .
- $Q_{PV,pu}(t + 1)$: Puissance réactive à la sortie du module PV (en pu) à l'instant de temps $t + 1$ (à la prochaine simulation LF d'une simulation LFTS) où $Q_{PV,pu}(0) = 0$.

Cette mise à jour de la valeur de la puissance réactive à la sortie du module PV correspond à la tâche « *Mise à jour de P_{PV} et Q_{PV}* » indiquée à la Figure 2.5.

2.4.6 Processus de changement de la position des prises des régulateurs

Tous les régulateurs opèrent à un intervalle de $\pm 10\%$ par rapport à la tension nominale où la position des prises se situe entre -16 à 16 inclusivement. Ces paramètres correspondent à un pas de ratio de transformation de 0.00625. Retrouvés dans la référence [28], ces paramètres sont des paramètres typiques des régulateurs de tension opérés dans un réseau de distribution.

Si les régulateurs de tension sont activés, le processus de changement de prise suivant est effectué sur chaque phase indépendamment : (où $0 \leq t \leq 265$)

$$Pos(t+1) = \begin{cases} Pos(t) - 1 & \text{si } V_{out}(t) > V_{des} + BW/2 \\ Pos(t) + 1 & \text{si } V_{out}(t) < V_{des} - BW/2 \\ Pos(t) & \text{sinon} \end{cases} \quad (2.7)$$

Où :

- $Pos(t+1)$: position d'une prise à l'instant de temps $t+1$ (à la prochaine simulation LF d'une simulation LFTS).

Les limites de chaque position des prises sont : $-16 \leq Pos(t) \leq 16$.

- $Pos(t)$: position d'une prise à l'instant de temps t .
- $V_{out}(t)$: tension à la sortie du régulateur à l'instant de temps t (en pu).
- V_{des} : tension désirée à la sortie du régulateur (en pu).
- BW : Bande passante (en pu).

Une augmentation ou une diminution d'une prise sur une phase implique respectivement une augmentation ou une diminution du ratio de transformation de $0.00625 \left(\frac{20\%}{32} \right)$ du transformateur associé à ladite phase (en référence à la section 2.1.2). Voici les paramètres de chaque régulateur de tension :

Tableau 2.2 Paramètres des deux régulateurs de tension du réseau IEEE-34

Paramètres	Régulateur TAP_814_850	Régulateur TAP_852_832
V_{des} (pu)	1.01667	1.03333
BW (pu)	0.01667	0.01667
Position initiale des prises aux phases A, B et C	0	8

Les valeurs de V_{des} et BW sont les mêmes valeurs des données d'origine du réseau IEEE-34 [12].

La position initiale des prises correspond aux valeurs de $Pos(0)$ sur chaque phase respective en référence à l'équation (2.7).

Ce processus de changement de prise correspond à la tâche « *Mise à jour des positions des prises* » indiquée à la Figure 2.5.

2.4.7 Exécution sur EMTP et code JavaScript

Deux scripts implémentent l'exécution d'une simulation LFTS sur le réseau IEEE-34 :

- *run_LFTS_IEEE34.dwj*. Ce script implémente le processus d'exécution dans l'encadré bleu de la Figure 2.5. L'exécution successive de ces simulations LF est effectuée à l'aide d'une boucle `for`. Puisque le nombre de simulations LF dans une simulation LFTS est déterminé à partir du profil d'ensoleillement, la boucle `for` est parcourue sur toutes les données du profil d'ensoleillement.
- *LFTS_INIT_FCT_IEEE34.dwj*. Ce script lit tous les fichiers `.txt` en intrant et crée les fichiers `.txt` où les résultats de simulation seront sauvegardés. Ce script effectue les initialisations indiquées sur la Figure 2.5 et contient aussi la définition de toutes les fonctions utilisées dans le script *run_LFTS_IEEE34.dwj*.

À titre d'exemple, implémentée dans le fichier *LFTS_INIT_FCT_IEEE34.dwj*, voici la fonction écrite en langage JavaScript qui fixe la valeur de P et de Q d'un nœud de contrainte PQ :

```
function setPQ_LF_Bus(inside_subcircuit, P, Q){
    PQ_node_list = inside_subcircuit.devices('Name.Prefix','LF'); // Suppose to
    return an array with only one element (one LF bus)

    PQ_device = PQ_node_list[0]; // Access to the element

    var oDevice_PQ_bus = new oDevice_Load_flow_bus(PQ_device);

    oDevice_PQ_bus.P_set = String(P);
    oDevice_PQ_bus.P_set_units = 'kW';
    oDevice_PQ_bus.Q_set = String(Q);
    oDevice_PQ_bus.Q_set_units = 'kVAR';

    oDevice_PQ_bus.Sequence_dataR = '1';// Sequence data
    oDevice_PQ_bus.Sequence_dataL = '1';
```

```

oDevice_PQ_bus.SaveData();

// R and L sequence data
PQ_device.setAttribute('ModelData',"0 0 0\n0.000001 0.000001 0.000001"); //
0.000001 so that the matrix can be inverted
}

```

La fonction modifie les attributs de l'objet oDevice_PQ_bus associé au nœud de contrainte PQ. Cet objet a été créé à l'aide du constructeur oDevice_Load_flow_bus.

Sur EMTP, l'exécution d'une simulation LFTS est effectuée en double-cliquant sur le bouton « *Perform successive LF* » :

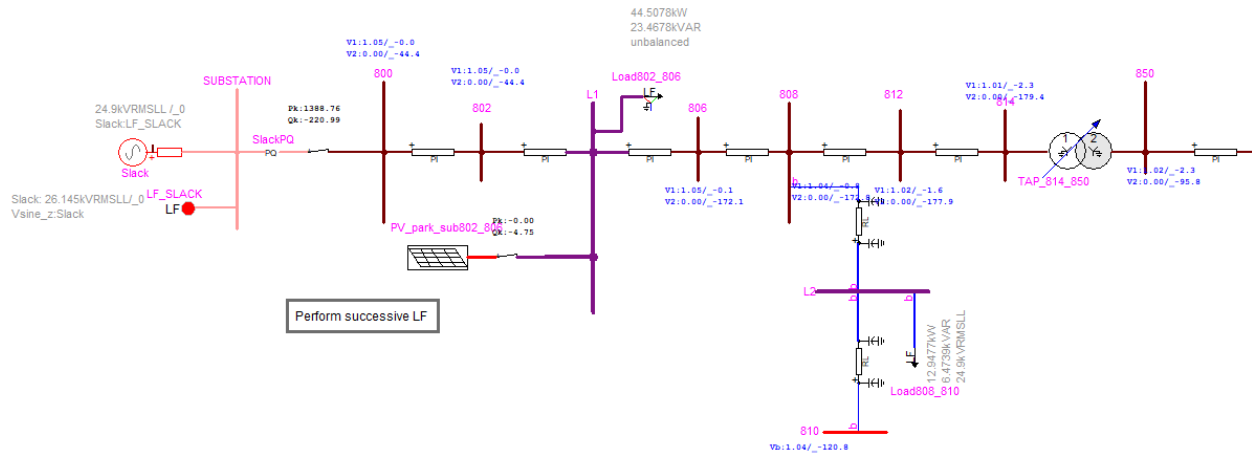


Figure 2.12 Portion du début du réseau IEEE-34 avec le bouton exécutant une simulation LFTS

L'attribut *Script.Open.Dev* de l'objet associé à ce bouton est fixé à *run_LFTS_IEEE34.dwj*. En double-cliquant sur ce bouton, le script indiqué dans cet attribut sera exécuté correspondant au bloc « *Début* » du processus d'exécution illustré à la Figure 2.5.

2.4.8 Limitations

L'exécution d'une simulation LFTS utilisant le processus d'exécution indiqué à la Figure 2.5 ne permet pas d'analyser le caractère stochastique de certains intrants (par exemple, les paramètres des charges et de l'ensoleillement). De plus, l'exécution d'une simulation LFTS échoue si l'exécution d'une simulation LF diverge. Une divergence est possible si on considère un réseau et/ou des intrants différents que ceux proposés dans ce mémoire.

CHAPITRE 3 COMPARAISON DES RÉSULTATS DES SIMULATIONS LFTS ET DANS LE DOMAINE DU TEMPS

3.1 Motivation

Le cas de figure indiqué à la section 2.4.4 est aussi représenté dans le domaine du temps avec des modèles détaillés des modules PV et qui sont valides dans le domaine du temps.

Pour les simulations dans le domaine du temps, les valeurs des charges et de la puissance active produite par chaque module PV sont déterminées à partir des valeurs de charges et d'ensoleillement correspondant à un instant de temps précis. Ces valeurs sont basées sur le profil d'ensoleillement illustré à la Figure 2.7 et aux profils de charge illustrés à la Figure 2.9 tout en considérant un certain taux de pénétration.

Avec ces valeurs de charges et d'ensoleillement correspondant à un instant de temps précis, le réseau est ensuite simulé dans le domaine du temps. Les valeurs de tension obtenues dans le domaine du temps en régime permanent sont ensuite comparées avec les tensions obtenues dans les simulations LFTS pour vérifier la précision des résultats de simulation LFTS.

Cette comparaison s'effectue sur le réseau IEEE-34 à un taux de pénétration de 40% lorsqu'il n'y a aucune régulation de tension. Par conséquent, les positions des prises des deux régulateurs sont toujours fixées aux valeurs indiquées au Tableau 2.2 et tous les modules PV opèrent à un facteur de puissance unitaire.

Cette comparaison se base sur la tension mesurée à la phase A de deux nœuds relativement éloignés du début de réseau : 822 et 890 (respectivement dénotés par $V_{A,n822}$ et $V_{A,n890}$). Aucun module PV n'est connecté au nœud 822, puisqu'il appartient à une dérivation monophasée du réseau IEEE-34. Un module PV est connecté au nœud 890 correspondant au nœud le plus chargé du réseau IEEE-34. Ces tensions sont mesurées à 4 instants de temps clés : 0, 134, 243 et 266.

En référence au profil d'ensoleillement à la Figure 2.7, les instants de temps 0, 243 et 266 correspondent aux instants de temps où l'ensoleillement est nul et l'instant 243 correspond à l'instant de temps où la demande totale de charge est maximale (à 18h comme illustré sur la Figure 2.10). L'instant de temps 134 correspond à un moment où l'ensoleillement atteint la valeur maximale de 906 W/m^2 où $G(134) = 906$.

Pour les simulations dans le domaine du temps, le pas de simulation est fixé à 50 μ s et le temps de simulation est fixé à 1 seconde. Ces paramètres sont suffisants pour mesurer la tension en régime permanent dans le domaine du temps.

3.2 Comparaison des résultats

Aux nœuds 822 et 890, on obtient les tensions suivantes :

Tableau 3.1 Comparaison des tensions mesurées à la phase A des nœuds 822 et 890 (à 40% de pénétration et avec aucune régulation de tension)

Instant de temps et heure correspondante	LFTS	Domaine du temps	Erreur absolue (%)
$V_{A,n822}$ (pu)			
0 (00h00)	0.987352	0.986839	0.051
143 (11h51m05s)	0.944519	0.943033	0.149
243 (18h00)	0.921998	0.918448	0.355
266 (23h45)	0.985675	0.985158	0.052
$V_{A,n890}$ (pu)			
0 (00h00)	0.951001	0.948095	0.291
143 (11h51m05s)	0.93858	0.941715	0.314
243 (18h00)	0.875147	0.870219	0.493
266 (23h45)	0.949566	0.946674	0.289

Les résultats à la deuxième colonne du Tableau 3.1 correspondent aux résultats de simulation LFTS présentés ici :

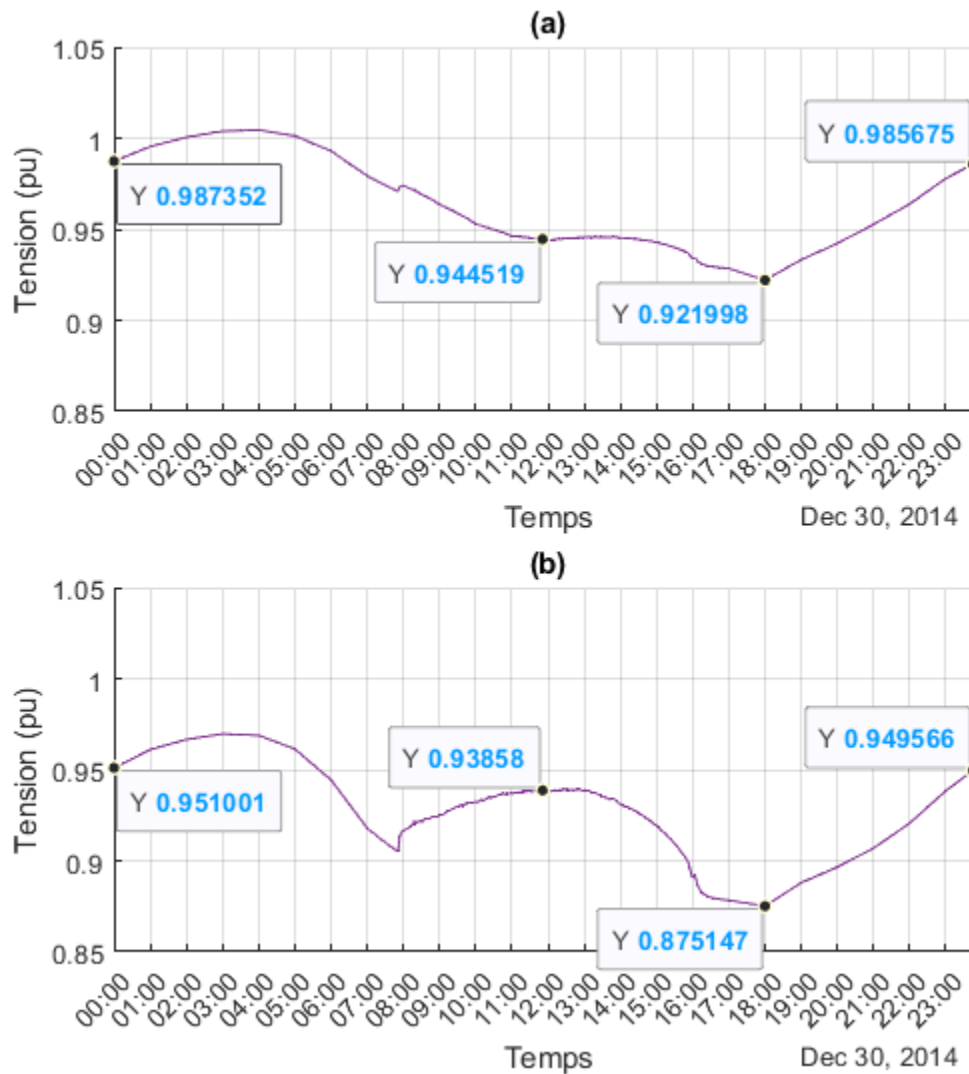


Figure 3.1 Profil de tension à la phase A du nœud 822 (a) et du nœud 890 (b) (obtenu à partir d'une simulation LFTS)

Les résultats à la troisième colonne du Tableau 3.1 correspondent aux tensions mesurées en régime permanent dans le domaine du temps.

Par exemple, en exécutant une simulation dans le domaine du temps avec les valeurs des charges et d'ensoleillement à l'instant de temps 266, voici la tension à la phase A des nœuds 822 et 890 en régime permanent :

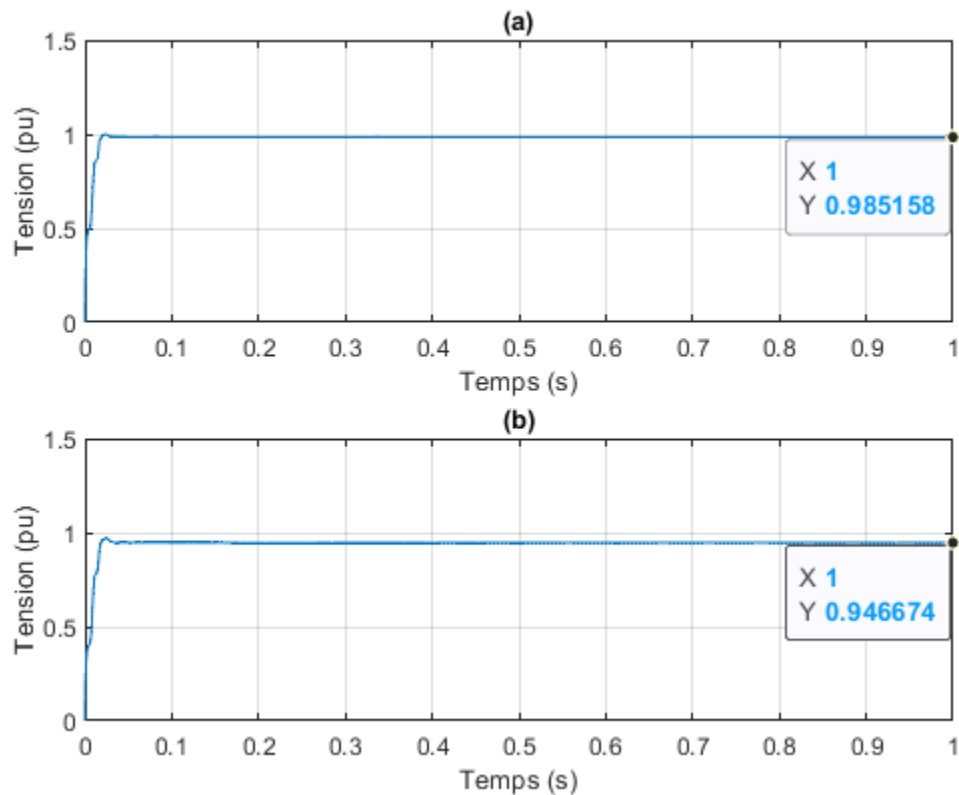


Figure 3.2 Tension mesurée à la phase A des nœuds 822 (a) et 890 (b) à l'instant de temps 266 (obtenus dans le domaine du temps)

Cette même procédure est refaite aux instants de temps 0, 134 et 243.

À la lueur des résultats indiqués au Tableau 3.1, on peut voir que les tensions obtenues dans le domaine du temps sont proches des valeurs des tensions obtenues dans les simulations LFTS. Les erreurs absolues sur toutes les mesures de tension à chaque instant de temps sont inférieures à 0.5%. La différence entre ces mesures de tension est causée par la présence de plusieurs mécanismes de contrôle détaillés et d'éléments non linéaires retrouvés dans le modèle *PV Park* utilisé dans le domaine du temps. Ce modèle tient d'ailleurs compte des dépendances sur la température.

D'une part, aux instants où l'ensoleillement est nul (0, 243 et 266), la différence des valeurs de tension provient du fait que les modules PV produisent une quantité très petite et négligeable de puissance active où son ordre de grandeur se situe environ à 200 W. Cependant, durant les simulations LFTS, la puissance active produite par tous les modules PV est fixée exactement à 0 pu à l'aide du nœud de contrainte PQ.

D'autre part, au nœud 890 et sachant que l'ensoleillement est maximal à l'instant de temps 134, l'inconsidération du paramètre de la température est suffisante pour causer une différence de production active entre ces deux types de simulation. En effet, les simulations LFTS considèrent seulement de l'effet de l'ensoleillement sur la production de puissance active d'un module PV comme indiqué à l'équation (2.2).

Un autre avantage des simulations LFTS est la diminution considérable du temps de calcul. Une simulation LFTS complète requiert environ 25 minutes de temps de calcul et une simulation dans le domaine du temps (illustrée à la Figure 3.2) requiert environ 63 secondes de temps de calcul. Une succession de 267 simulations dans le domaine du temps requiert donc au minimum 4.67 heures pour réaliser la même étude d'intégration.

En se basant sur les observations précédentes, la simulation LFTS reste un outil assez précis pour réaliser des études d'intégration. En se basant sur les résultats obtenus, bien que le modèle du module PV utilisé dans les simulations LFTS soit moins précis et détaillé que le modèle utilisé dans les simulations dans le domaine du temps, la simulation LFTS reste une simulation suffisamment précise pour étudier l'impact d'une pénétration solaire sur une journée si aucun intérêt n'est porté sur les phénomènes transitoires ou harmoniques. Le cas échéant, l'utilisation d'une simulation LFTS évite une simulation trop coûteuse en temps de calcul.

CHAPITRE 4 RÉSULTATS DES SIMULATIONS LFTS

Tous les résultats présentés dans ce chapitre correspondent aux extraits du processus d'exécution d'une simulation LFTS (illustrés par le bloc « *Résultats de simulation* » de la Figure 2.5) en utilisant la méthodologie expliquée au Chapitre 2. Les taux de pénétration considérés sont les suivants : 0%, 10%, 20% et 40%.

4.1 Profils de tension – Impact de l'augmentation du taux de pénétration

Cette section présente les résultats de simulation illustrant l'impact de l'augmentation du taux de pénétration et du contrôle Volt-VAR sur le profil de tension.

Au nœud 830 situé en amont du régulateur TAP_852_832, on obtient le profil de tension suivant lorsque les régulateurs sont désactivés :

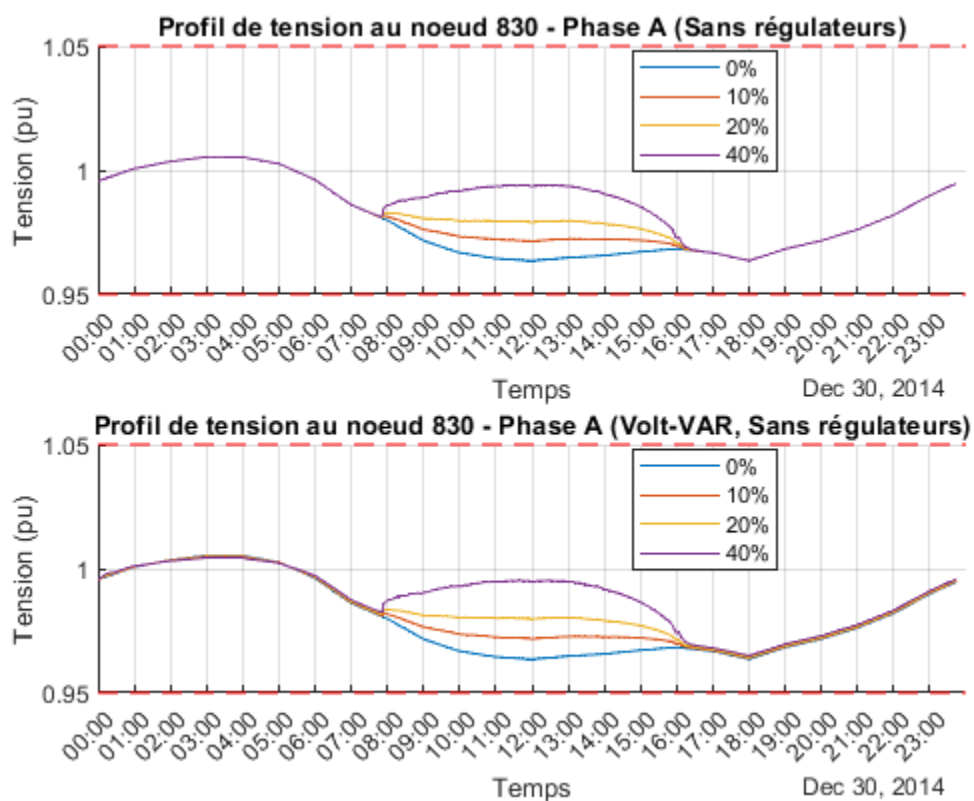


Figure 4.1 Profil de tension à la phase A du nœud 830 à quatre différents taux de pénétration lorsque les régulateurs sont désactivés (sans et avec contrôle Volt-VAR)

La Figure 4.1 illustre l'élévation de la tension causée par la hausse du taux de pénétration, aux heures d'ensoleillement. Aux taux de pénétration plus grands que 10%, l'activation du contrôle Volt-VAR exerce toutefois peu d'influence sur le profil de tension, car la tension se situe majoritairement dans la zone morte du contrôle Volt-VAR durant la journée complète (0.97 pu à 1.03 pu, illustrée à la Figure 2.11). Lorsque les régulateurs sont activés, on observe le profil de tension suivant :

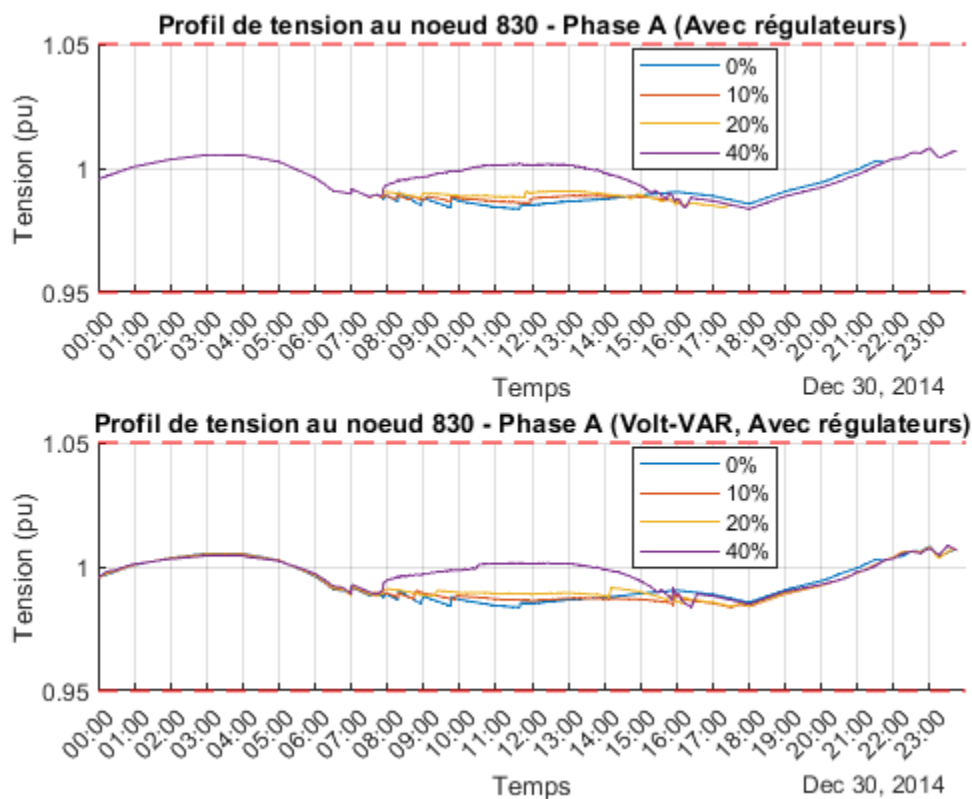


Figure 4.2 Profil de tension à la phase A du nœud 830 à quatre différents taux de pénétration lorsque les régulateurs sont activés (sans et avec contrôle Volt-VAR)

Aux taux de pénétration 0%, 10% et 20%, on observe des changements de prise effectués par le régulateur TAP_814_850 entre 07h00 et 10h00 à cause de l'augmentation de la demande de charge et de la production solaire. Ces changements de prise sont caractérisés par des sauts soudains de tension. Les détails sur la cause des changements de prise sur la Figure 4.2 sont indiqués à la section 4.4.

Lorsque le taux de pénétration atteint 40%, il n'y a pas autant de changements de prise entre 08h00 et 10h00 comme observés aux autres taux puisque la grande production de puissance active par les modules PV cause une élévation de la tension afin qu'aucun changement de prise ne soit nécessaire. En revanche, lorsque l'ensoleillement redescend à 0 W/m² à 16h00, des changements de prise additionnels sont effectués pour accroître la tension avec l'augmentation de la demande de charge après 16h00 (en référence au profil de charge de la Figure 2.10).

Ces mêmes phénomènes peuvent aussi être observés aux nœuds 848 (Figure 4.4) et 850 (Figure 4.3). Par exemple, voici le profil de tension au nœud 850 :

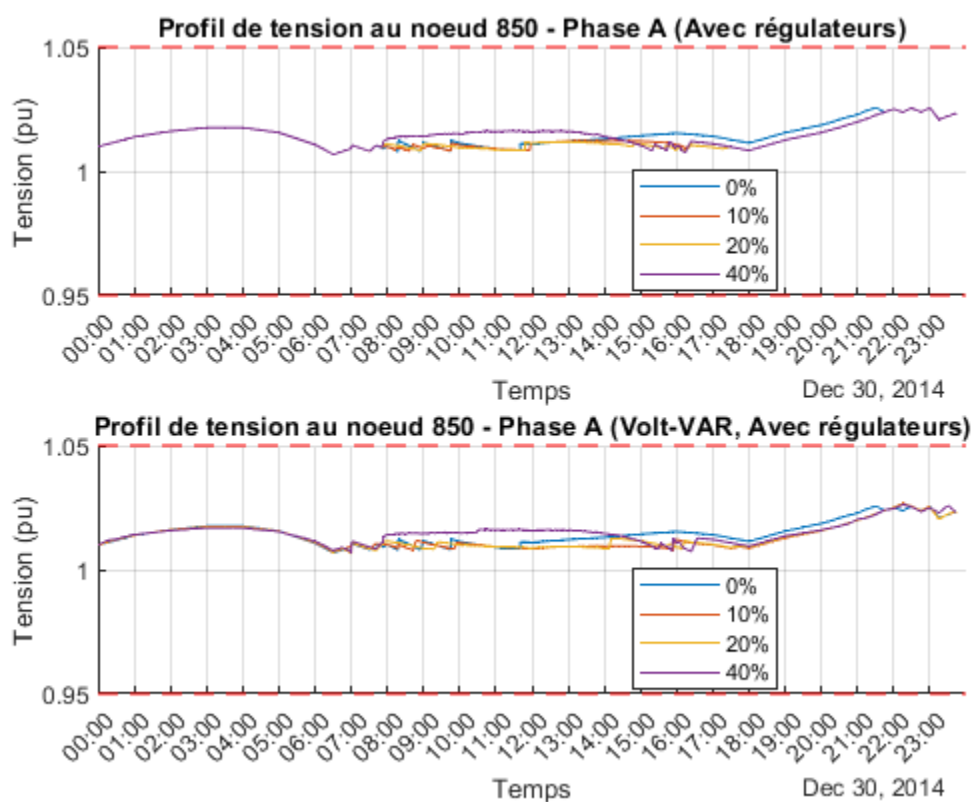


Figure 4.3 Profil de tension à la phase A du nœud 850 à quatre différents taux de pénétration lorsque les régulateurs sont activés (sans et avec contrôle Volt-VAR)

Au nœud 848 situé en aval du régulateur TAP_852_832, un changement de prise additionnel est effectué par le régulateur TAP_852_832 à 40% de pénétration à environ 10h00 pour abaisser la tension causée par une grande production de puissance active.

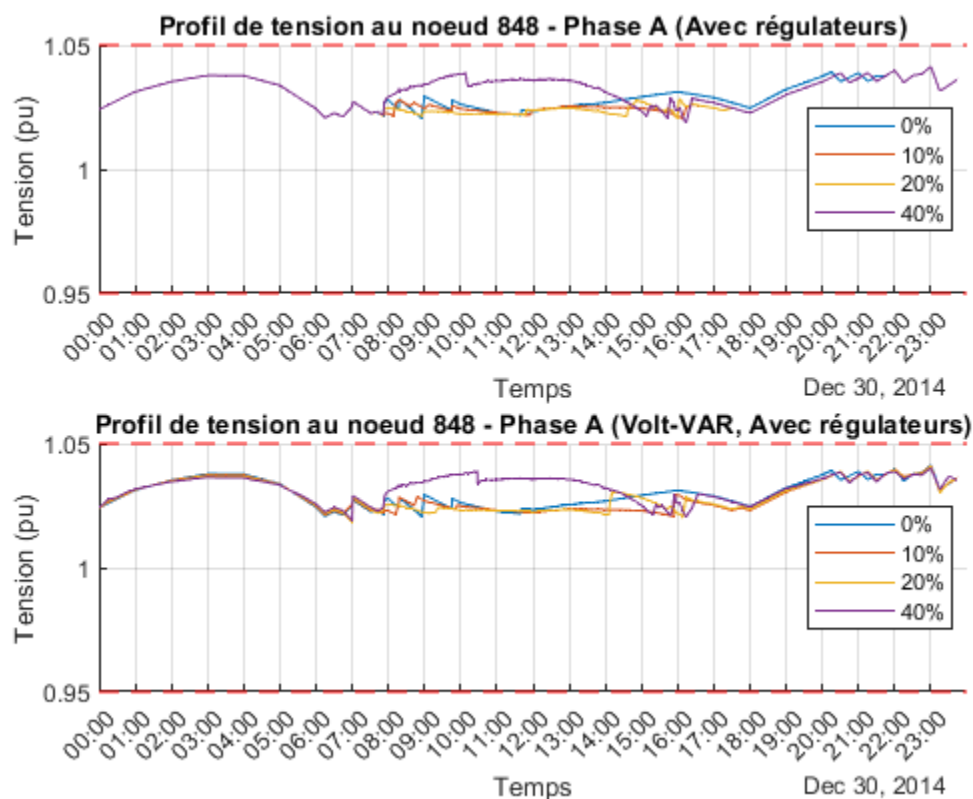


Figure 4.4 Profil de tension à la phase A du nœud 848 à quatre différents taux de pénétration lorsque les régulateurs sont activés (sans et avec contrôle Volt-VAR)

Ce changement de prise additionnel à environ 10h00 est aussi présent au nœud 890 représenté à la Figure 4.6.

D'un autre côté, au nœud 822 où il n'y a aucune production solaire, on observe le profil de tension suivant :

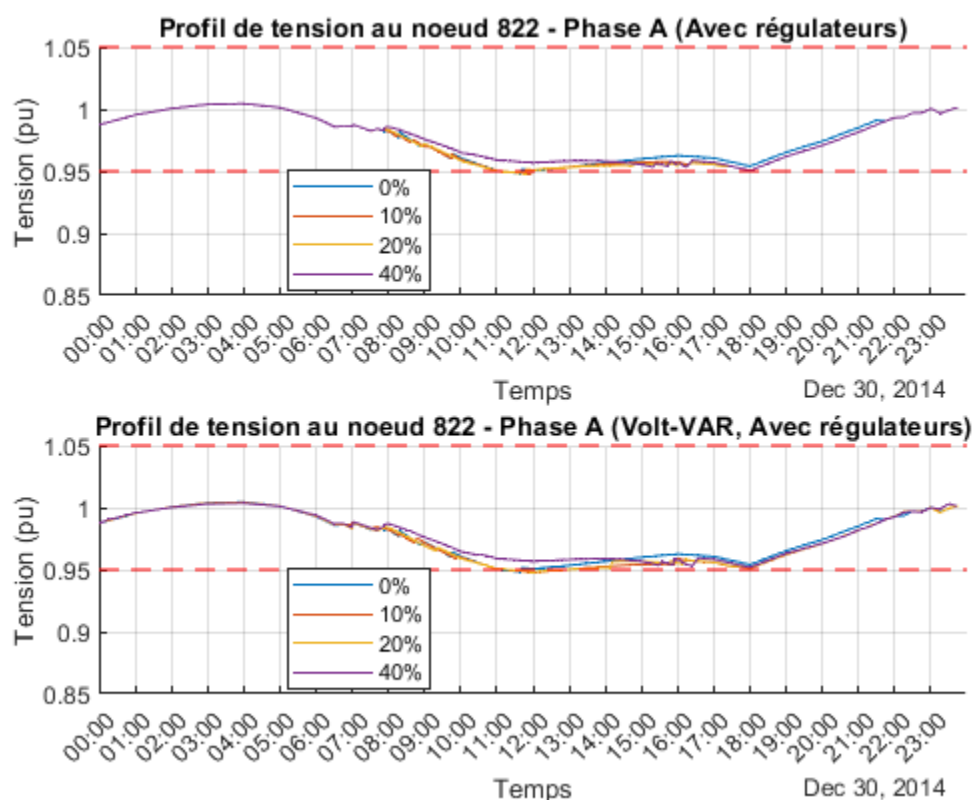


Figure 4.5 Profil de tension à la phase A du nœud 822 à quatre différents taux de pénétration lorsque les régulateurs sont activés (sans et avec contrôle Volt-VAR)

Il est clair que le profil de tension n'est pas grandement influencé par l'augmentation du taux de pénétration lorsqu'aucun module PV n'est connecté au nœud 822. Sachant que le nœud 822 est relativement éloigné d'un nœud où il y a une production solaire, activer le contrôle Volt-VAR n'a pas un impact significatif sur le profil de la tension en comparant les deux sous-figures de la Figure 4.5, même à un taux de pénétration de 40%.

Enfin, au nœud 890 :

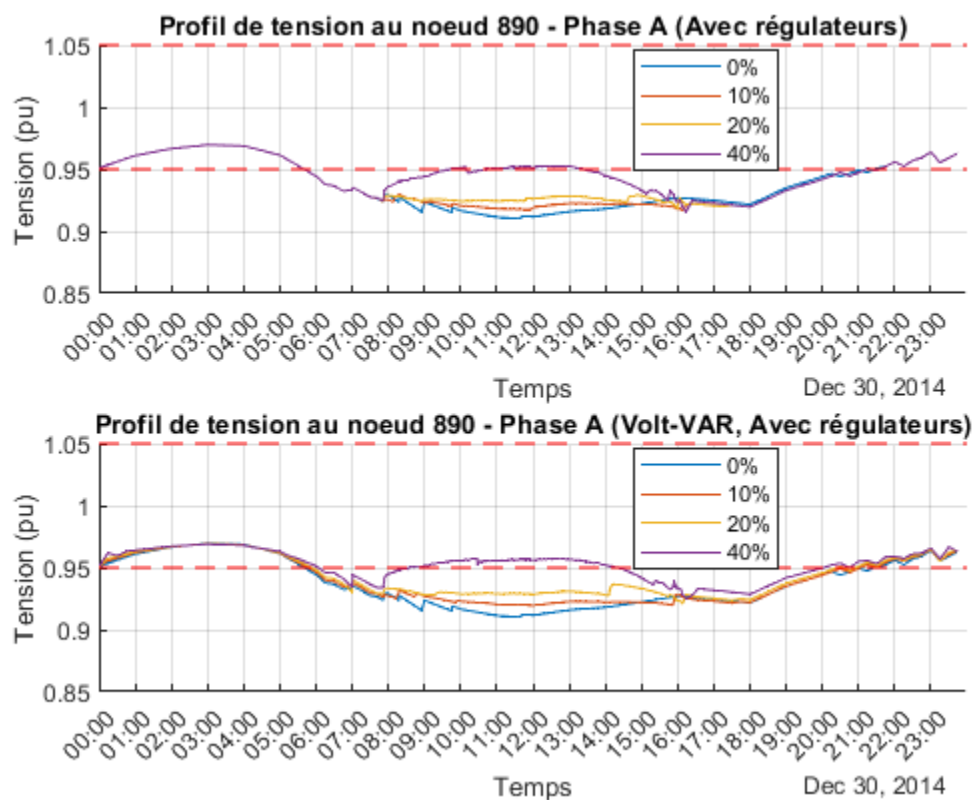


Figure 4.6 Profil de tension à la phase A du nœud 890 à quatre différents taux de pénétration lorsque les régulateurs sont activés (sans et avec contrôle Volt-VAR)

À 0% de pénétration, les tensions se situent au-dessus de la limite de 0.95 pu de minuit jusqu'à 05h00 et de 21h00 jusqu'à 23h45 correspondant à la période où la demande de charge est en baisse (en référence au profil de charge d'une charge industrielle illustré à la Figure 2.9). À partir d'un taux de pénétration de 40%, on observe une augmentation de la tension à environ midi où l'ensoleillement reçu par les modules PV est maximal.

En activant le contrôle Volt-VAR, on voit sur la Figure 4.6 que la courbe violette est légèrement surélevée à la sous-figure du bas en comparaison avec la sous-figure du haut entre 07h00 et 08h00. La source de cette légère augmentation de la tension provient du fait que les modules PV produisent de la puissance réactive pour essayer de corriger le problème de sous-tension comme imposé par le contrôle Volt-VAR.

4.2 Profils de tension – Impact de différentes combinaisons de mécanismes de régulation de tension

Cette section présente les résultats de simulation illustrant l'effet de l'utilisation d'une combinaison de mécanismes de régulation de tension sur le profil de tension à 40 % de pénétration. On pose les combinaisons de mécanismes de régulation suivantes :

- Aucune régulation : les prises des deux régulateurs sont fixes et tous les modules PV opèrent à un facteur de puissance unitaire.
- Volt-VAR seulement : les prises des deux régulateurs sont fixes et le contrôle Volt-VAR est activé pour tous les modules PV.
- Régulateurs seulement : le processus de changement des prises des deux régulateurs est activé et tous les modules PV opèrent à un facteur de puissance unitaire.
- Régulateurs et Volt-VAR : le processus de changement des prises des deux régulateurs est activé et le contrôle Volt-VAR est activé pour tous les modules PV.

Les nœuds étudiés restent les mêmes nœuds énumérés au Tableau 2.1.

Au nœud 830, on observe le profil de tension suivant :

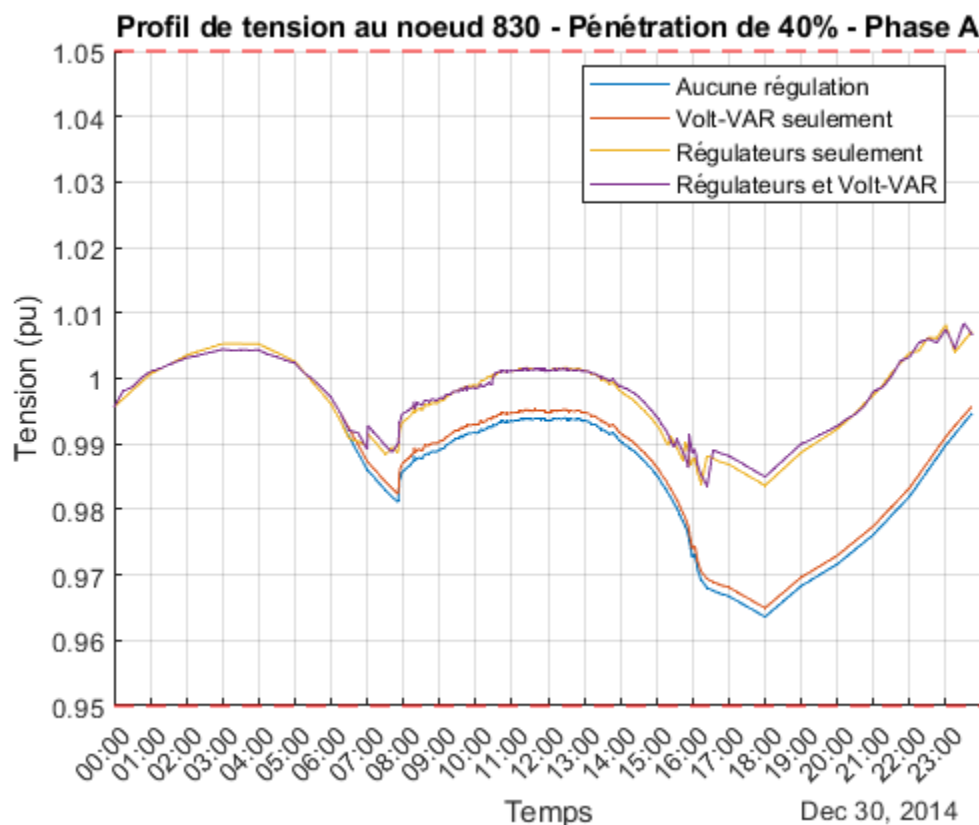


Figure 4.7 Profil de tension à la phase A du nœud 830 à 40% pénétration avec différentes combinaisons de mécanismes de régulation de tension

Dans ce cas-ci, lorsque les régulateurs sont activés, activer le contrôle Volt-VAR ne change pas significativement le profil de tension (comparaison entre la courbe jaune et violette) vu que l'activation des régulateurs est suffisante pour que la tension soit située dans la zone morte du contrôle Volt-VAR (entre 0.97 pu et 1.03 pu).

On observe ce même phénomène pour les nœuds 822, 848 et 850 où leurs profils de tension correspondants sont illustrés sur la Figure 4.8, sur la Figure 4.9 et sur la Figure 4.10. À la Figure 4.8, au nœud 822, les régulateurs sont même essentiels à la régulation de la tension, car seulement la courbe jaune et la courbe violette se situent au-dessus de la limite de 0.95 pu.

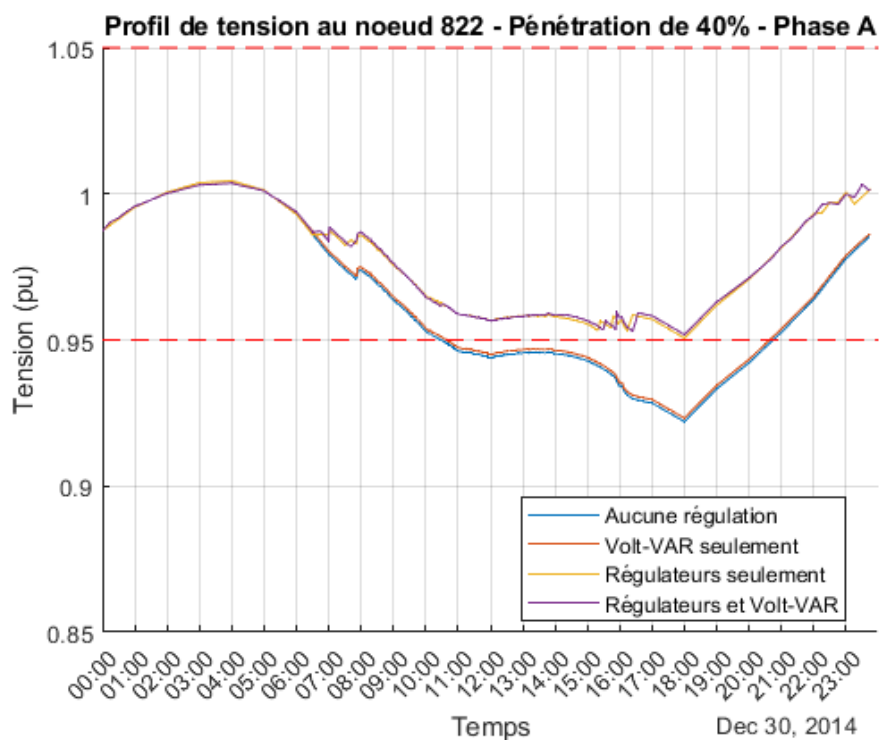


Figure 4.8 Profil de tension à la phase A du nœud 822 à 40% pénétration avec différentes combinaisons de mécanismes de régulation de tension

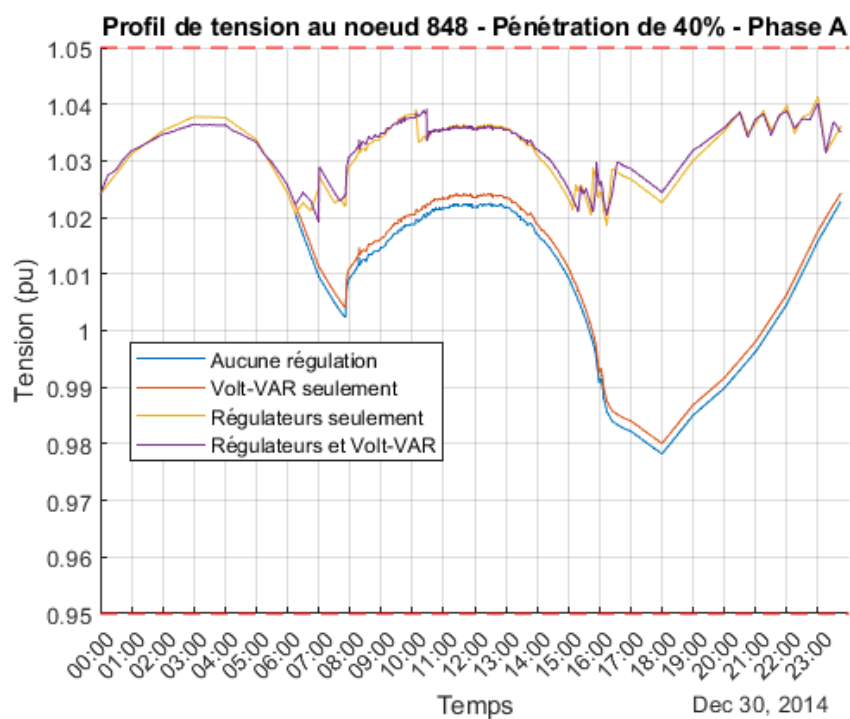


Figure 4.9 Profil de tension à la phase A du nœud 848 à 40% pénétration avec différentes combinaisons de mécanismes de régulation de tension

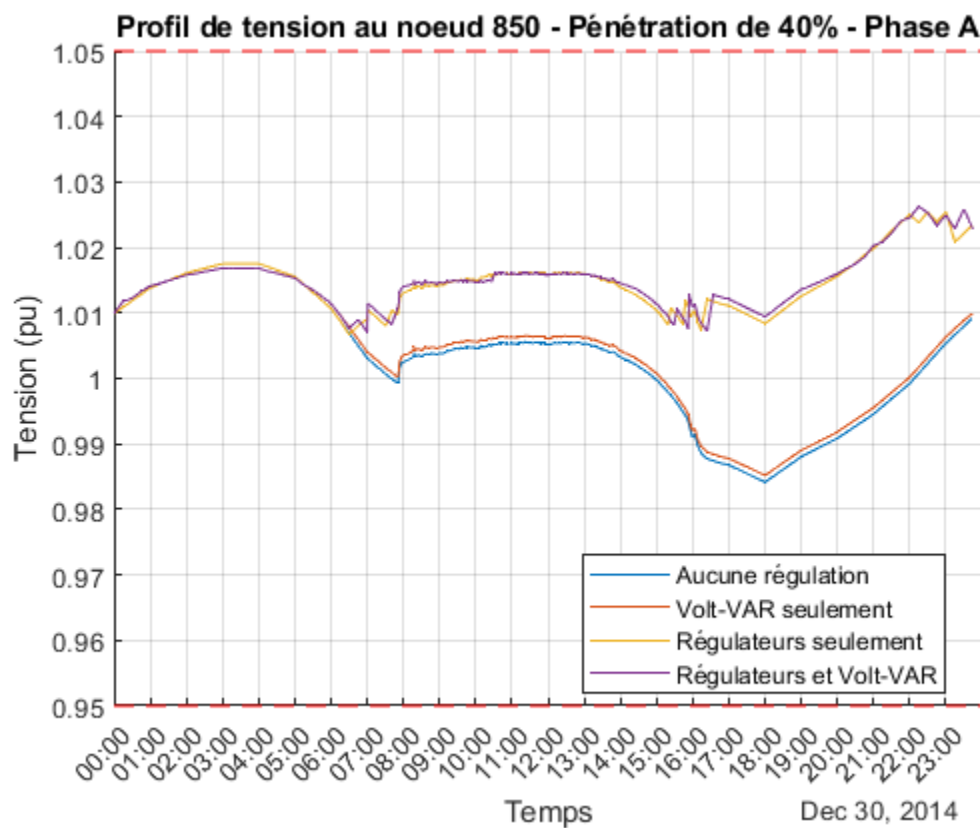


Figure 4.10 Profil de tension à la phase A du nœud 850 à 40% pénétration avec différentes combinaisons de mécanismes de régulation de tension

Cependant, le contrôle Volt-VAR combiné avec les régulateurs peut s'avérer efficace lorsqu'il y a des phénomènes de sous-tension. Par exemple, au nœud 890, on observe le profil de tension suivant :

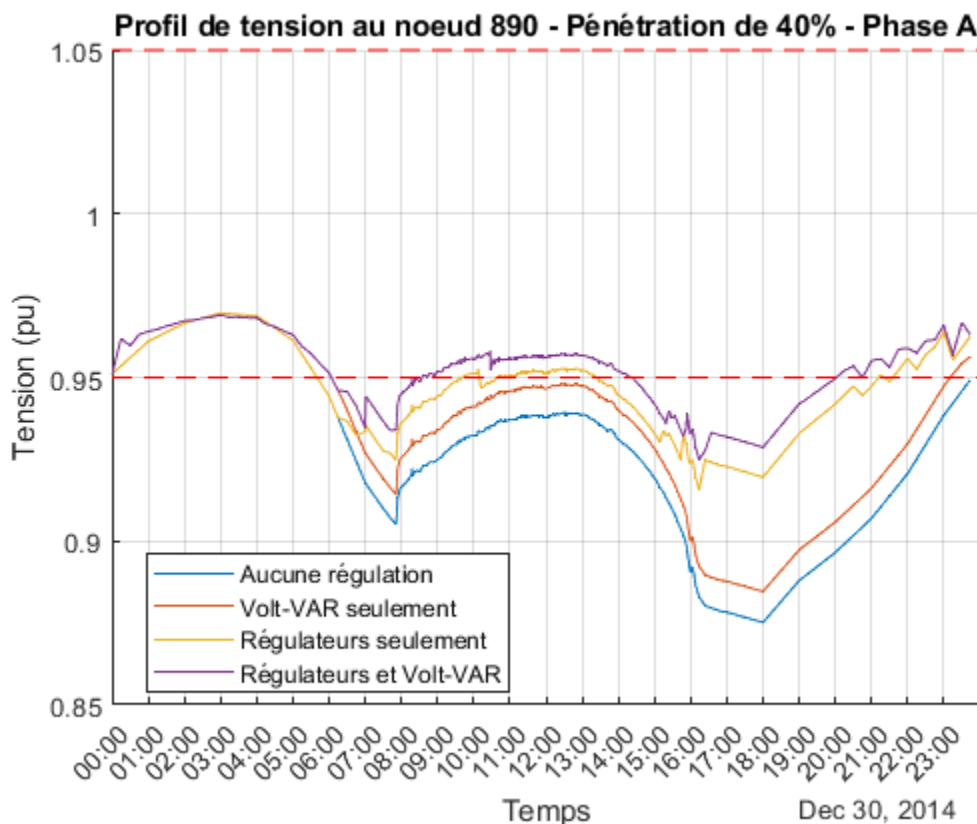


Figure 4.11 Profil de tension à la phase A du nœud 890 à 40% pénétration avec différentes combinaisons de mécanismes de régulation de tension

Selon la Figure 4.11, on voit que l'utilisation simultanée des régulateurs de tension et du contrôle Volt-VAR donne la meilleure régulation seulement parmi les quatre combinaisons, bien que la tension reste toujours inférieure à 0.95 pu. Dans cette situation, même si le module PV aide à hausser la tension entre environ 08h30 à 14h30 en référence à la courbe violette, il est toujours préférable d'employer des appareillages et d'autres méthodes de régulation de tension pour régler ces problèmes de sous-tension. Par conséquent, pour respecter la limite de 0.95 pu, il faudrait alors ajuster les paramètres du contrôle Volt-VAR du module PV installé au nœud 890 ou installer un autre régulateur de tension proche du nœud 890.

4.3 Puissances mesurées en début de réseau

Lorsque les régulateurs sont inactifs, voici la puissance active et réactive mesurée au début de réseau (au nœud 800) selon le taux de pénétration : (dénotées par P_{n800} et Q_{n800} , respectivement)

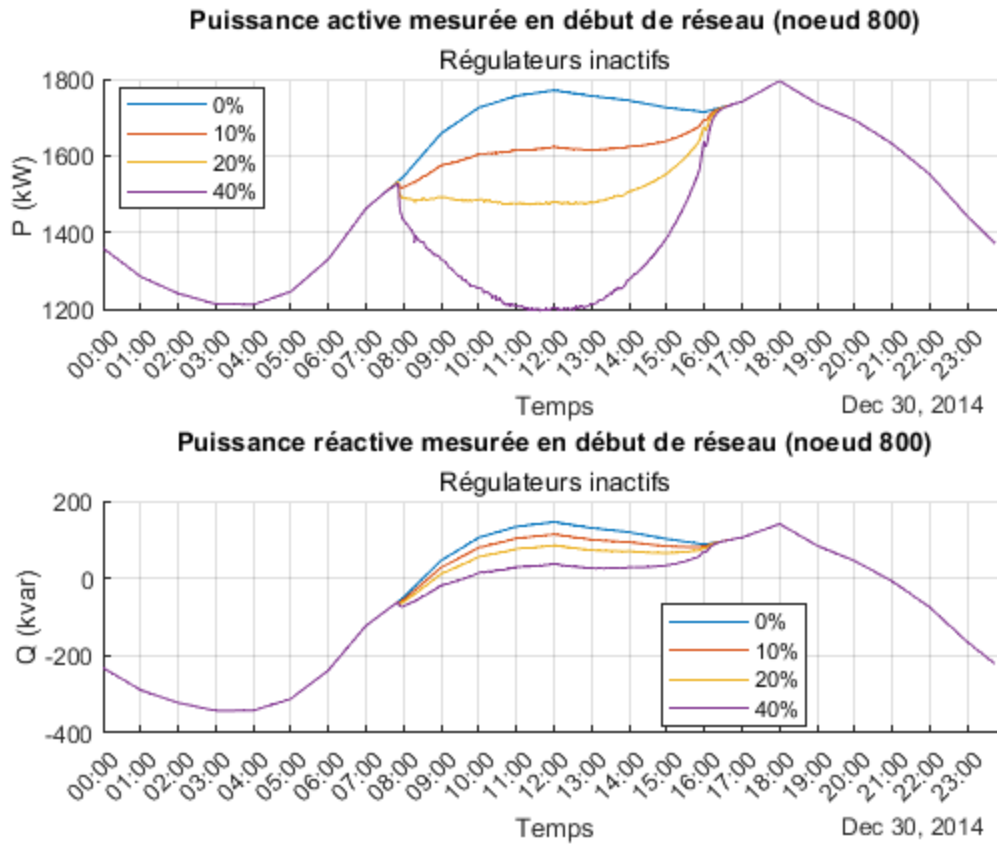


Figure 4.12 P_{n800} et Q_{n800} (Régulateurs et contrôle Volt-VAR inactifs)

Aux moments où aucun ensoleillement n'est présent (de 00h00 à 07h11 et de 16h44 à 23h45), P_{n800} et Q_{n800} restent inchangées, peu importe le taux de pénétration, car la puissance active et réactive à la sortie de tous les modules PV sont nulles. À 0% de pénétration, les courbes bleues de la Figure 4.12 concordent d'ailleurs avec le profil de la demande de charge totale de la Figure 2.10.

Dès que le taux de pénétration augmente, comme observé sur la Figure 4.12, la diminution de la puissance active fournie au réseau provient du fait que les modules PV comblent une portion de la demande de puissance active. Le réseau n'a ainsi pas besoin de fournir autant de puissance active

aux charges. Ce même phénomène est aussi présent pour la puissance réactive, mais moins prononcé.

Voici P_{n800} et Q_{n800} lorsque le contrôle Volt-VAR de chaque module PV est activé :

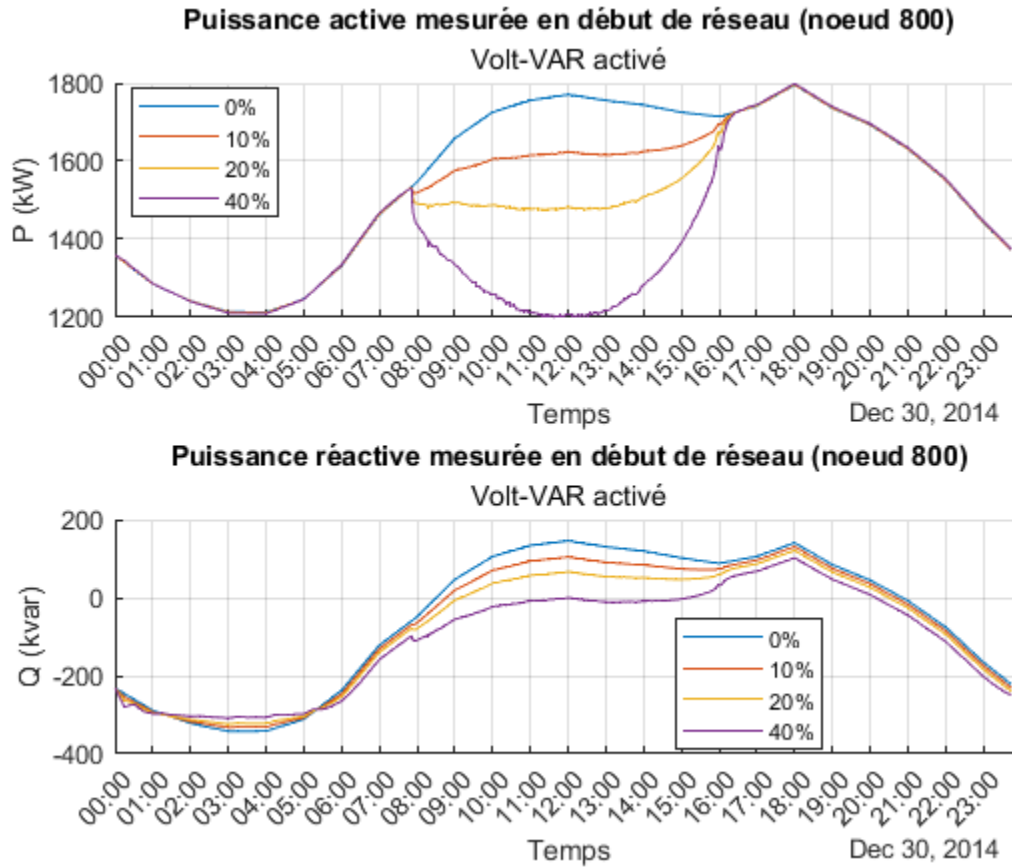


Figure 4.13 P_{n800} et Q_{n800} (Régulateurs inactifs, contrôle Volt-VAR actif)

On observe que le comportement de la puissance active à la Figure 4.13 reste similaire au comportement observé à la Figure 4.12. En effet, la puissance active du nœud de contrainte PQ est considérée indépendante à la puissance réactive du nœud de contrainte PQ (représentant les modules PV).

Concernant la puissance active, sauf entre 01h00 et 05h00, il y a une diminution globale de la production réactive en comparaison avec la Figure 4.12 à chaque moment de la journée et surtout à un taux de pénétration de 40%. Cette diminution est causée par la production de puissance réactive effectuée par le contrôle Volt-VAR pour mitiger des problèmes de sous-tension (par

exemple, au nœud 890 comme montré à la Figure 4.6). De 01h00 à 05h00, l'augmentation légère de Q_{n800} provient d'une hausse de tension causée par une faible demande de puissance. Cette hausse est suffisamment grande pour engendrer une petite consommation de puissance réactive dictée par le contrôle Volt-VAR.

Si les régulateurs sont activés, voici P_{n800} et Q_{n800} :

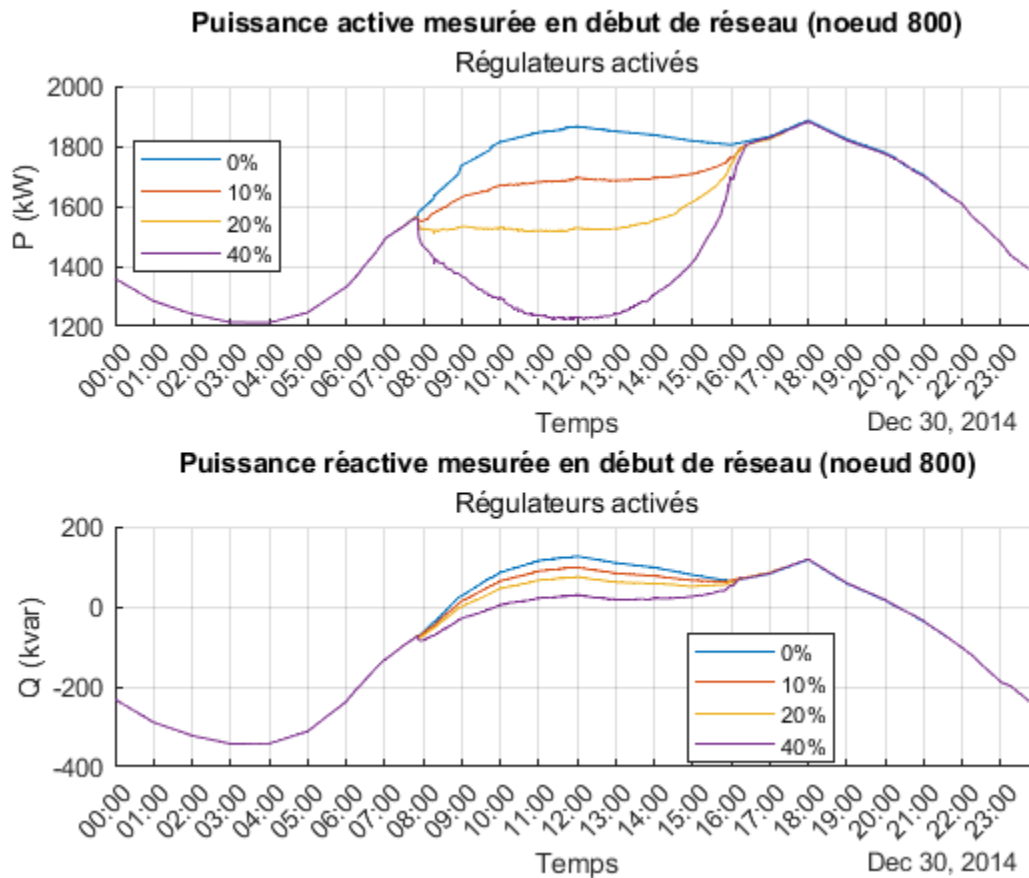


Figure 4.14 P_{n800} et Q_{n800} (Régulateurs actifs, contrôle Volt-VAR inactif)

On observe les mêmes comportements énoncés précédemment. Comme montrée à la section 4.4, l'augmentation de la position de toutes les prises entraîne une augmentation de la tension à la sortie de chaque régulateur. En comparaison avec la Figure 4.12 où P_{n800} ne dépassait pas 1800 kW, il y a donc une plus grande quantité de puissance active qui est transférée via le nœud 800.

D'un autre côté, voici P_{n800} et Q_{n800} lorsque les régulateurs et le contrôle Volt-VAR sont tous activés :

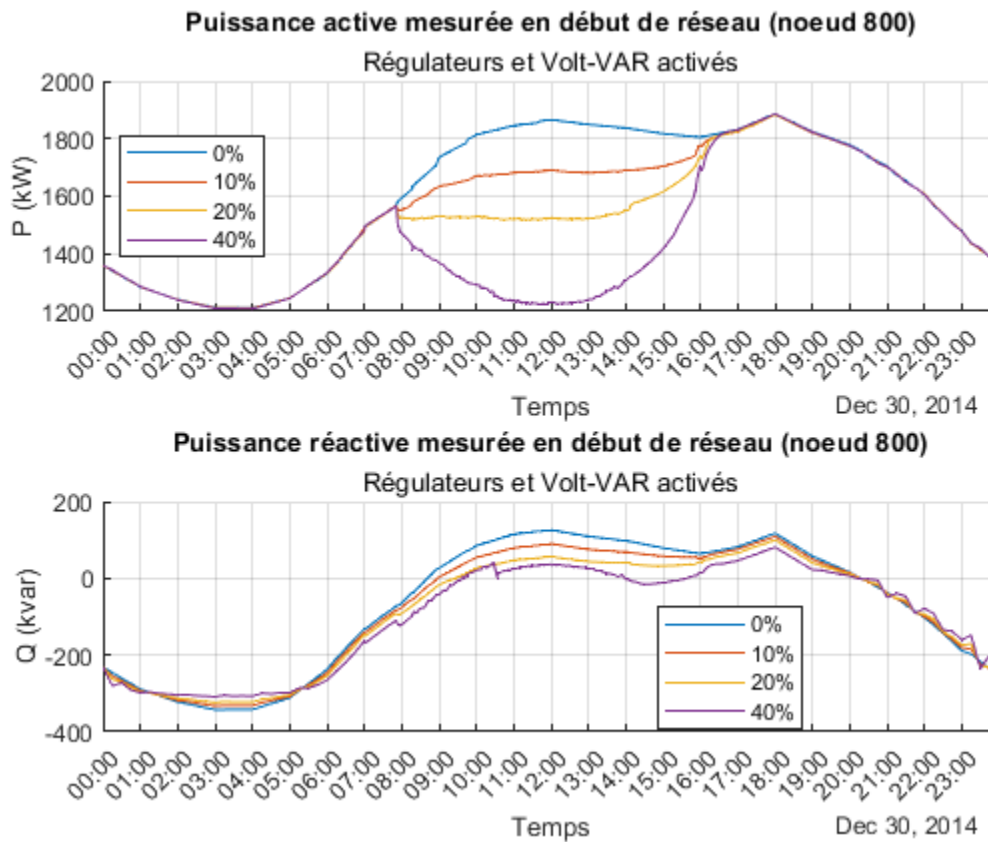


Figure 4.15 P_{n800} et Q_{n800} (Régulateurs et contrôle Volt-VAR actifs)

On observe que le comportement de la puissance active à la Figure 4.15 reste aussi similaire au comportement observé à la Figure 4.14, comme observé précédemment lorsque les régulateurs étaient inactifs.

Pour la puissance réactive, les mêmes phénomènes présents dans la Figure 4.13 se retrouvent aussi dans la Figure 4.15. Cependant, l'activation simultanée des régulateurs et du contrôle Volt-VAR crée des variations saccadées de puissance réactive de 20h00 à 23h45 où ces variations sont causées par des changements de prises effectués durant cette période de temps.

4.4 Changement de prises des régulateurs

Voici l'évolution de la position des prises de chaque régulateur à 0% de pénétration avec le nombre de changements de prise indiqué sur chaque phase :

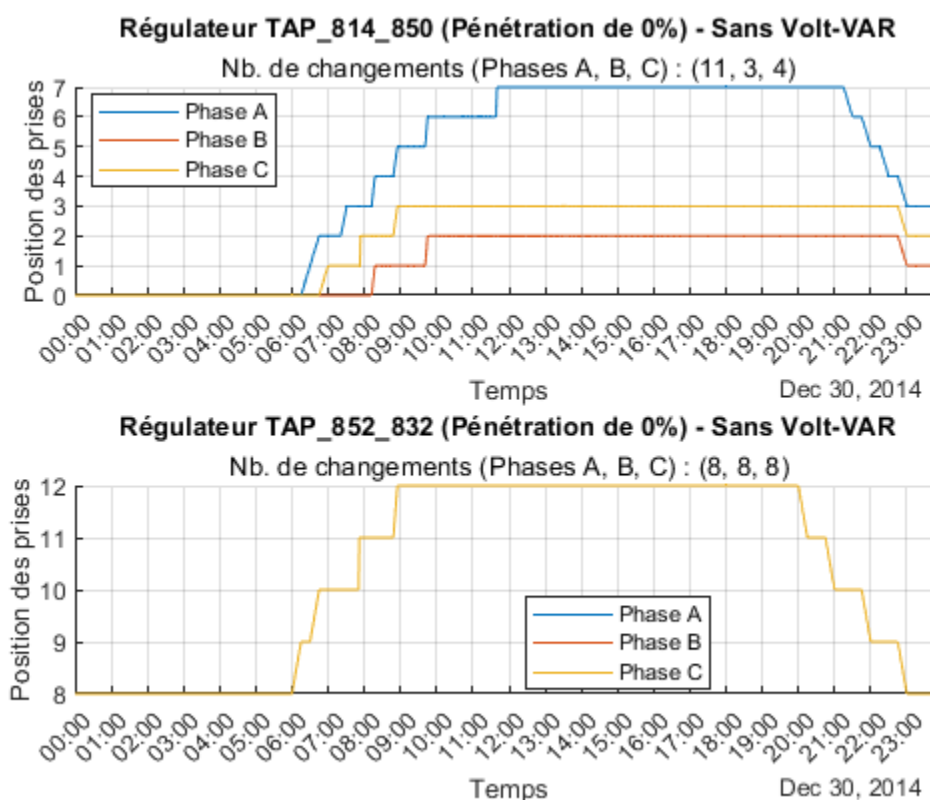


Figure 4.16 Changements de prise effectués par les deux régulateurs de tension à 0% de pénétration

Malgré une pénétration nulle de production solaire, les changements de prise illustrés à la Figure 4.16 sont causés par la variation de la demande de charge totale en référence à la Figure 2.10.

En effet, à 0% de pénétration de production solaire, voici le profil de tension à la sortie des deux régulateurs (respectivement aux nœuds 850 et 832) et la bande passante allouée pour chaque régulateur :

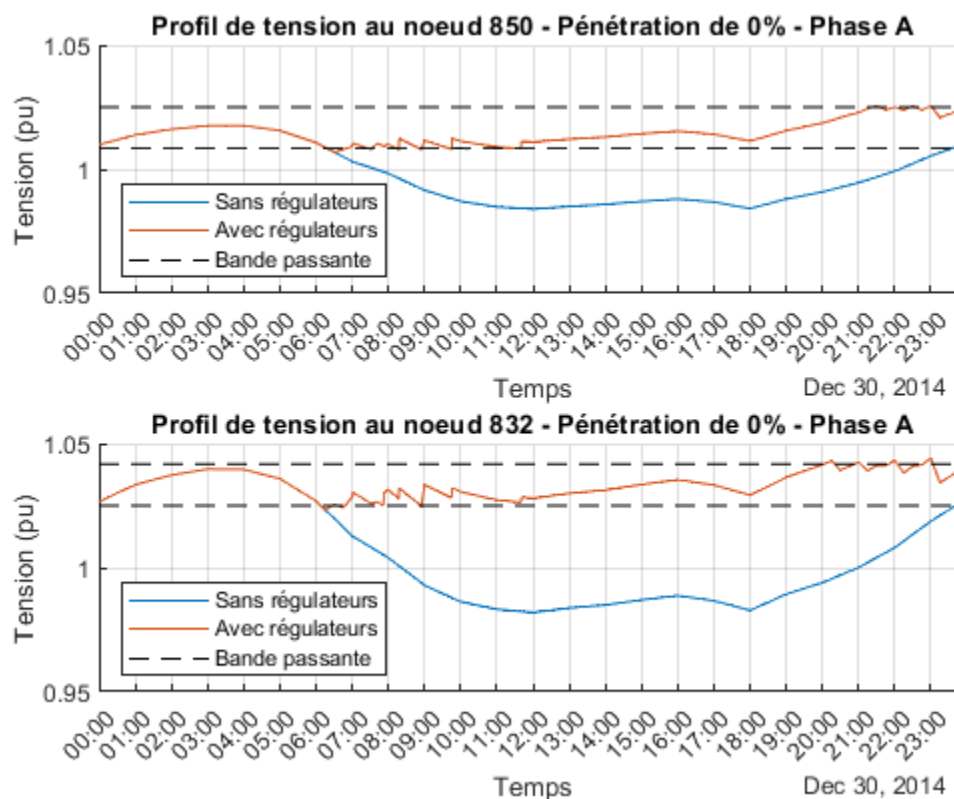


Figure 4.17 Profil de tension à la phase A à la sortie des deux régulateurs à 0% de pénétration

Lorsque les régulateurs sont activés, des changements de prise ont lieu entre 06h00 et 10h00 et de 20h00 à 23h45 pour que la tension à la sortie du régulateur se situe dans la bande passante représentée par les droites pointillées noires. Les bandes passantes indiquées par des droites pointillées noires sont tirées du Tableau 2.2.

Lorsque les régulateurs sont inactifs, la variation de la tension représentée par les courbes bleues concorde avec le profil de charge totale illustré à la Figure 2.10. Il y a une diminution de la tension (augmentation de la charge) à partir d'environ 04h00 jusqu'à 12h00 et une augmentation de la tension (diminution de la charge) à partir de 18h00 jusqu'à la fin de la journée.

Lorsque le taux de pénétration augmente, voici le nombre de changements de prises :

Tableau 4.1 Nombre de changements de prise (trois phases incluses) des deux régulateurs pour chaque cas

Cas (VV : Volt-VAR)	Régulateur TAP_814_850	Régulateur TAP_852_832
0% (Reg)	18	24
10% (Reg)	16	24
10% (Reg + VV)	16	24
20% (Reg)	16	24
20% (Reg + VV)	16	24
40% (Reg)	16	30
40% (Reg + VV)	16	30

Ces nombres de changements de prise ont été extraits à partir des représentations graphiques situées à l'annexe B.

En se fiant au Tableau 4.1, augmenter le taux de pénétration n'augmente pas le nombre de changements de prises sauf à un taux de pénétration de 40%. En comparant les figures situées à l'annexe B entre elles, l'augmentation du taux de pénétration influence seulement les instants de changement de prise, sans toutefois changer le nombre total de changements de prise.

À 40% de pénétration, on observe une diminution additionnelle de la position des prises aux trois phases à environ 10h00 en raison de l'augmentation de la tension (caractérisée par une augmentation de la production solaire). La prise est ensuite augmentée d'une position aux trois phases à environ 15h00 lorsque la production solaire diminue.

Vu que le contrôle Volt-VAR effectue seulement un contrôle local de la tension, l'activation seule de ce mode de contrôle n'influence pas le nombre de changements à la lueur des données présentées dans le Tableau 4.1.

4.5 Inclusion des batteries

Pour analyser l'intégration d'une batterie dans le réseau IEEE-34, on utilise un processus similaire proposé dans [10]. Comme suggéré dans [10], la batterie est configurée pour qu'elle soit en état de chargement pendant une période où il y a une grande production solaire et en état de déchargement pendant une période où il y a une grande demande de puissance. En état de chargement, la batterie permet de diminuer la tension en consommant de la puissance active lorsqu'il y a une augmentation de tension. À l'inverse, en état de déchargement, la batterie permet de rehausser la tension en produisant de la puissance active lorsqu'il y a une diminution de tension.

Dans ce contexte-ci, on configure la batterie pour qu'elle soit en état de chargement maximal (-1 pu) de 10h30 à 13h30 (période où l'ensoleillement dépasse 800 W/m^2 en se référant au profil d'ensoleillement de la Figure 2.7) et en état de déchargement maximal (1 pu) de 16h30 à 19h30 (période correspondant à la demande maximale de puissance totale en se référant au profil de charge de la Figure 2.10). Voici donc l'évolution de la puissance active à la sortie de la batterie :

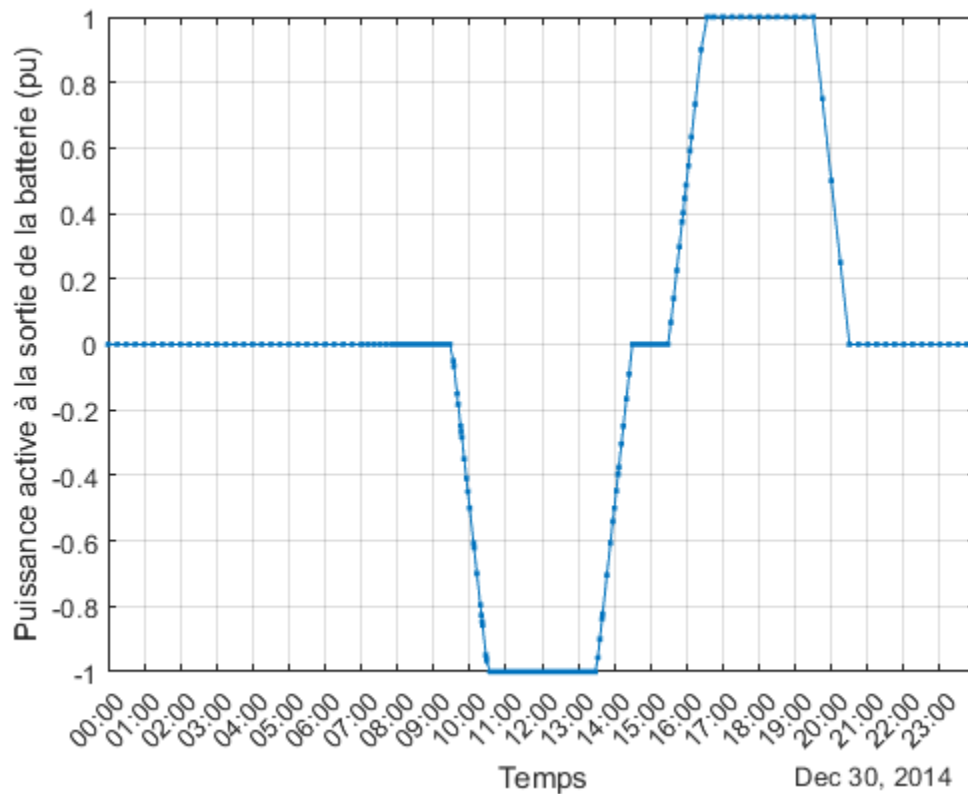


Figure 4.18 Cycle de charge/décharge de la batterie de 50 kW installée au nœud 830

Chaque point de la figure précédente correspond aux 267 instants de temps du profil d'ensoleillement considéré (illustré à la Figure 2.7). Ce cycle de charge/décharge est défini pour que la batterie décharge autant d'énergie que la batterie en a rechargée. En d'autres mots, le palier nul est présent pour que l'aire en dessous de la courbe (de 09h27 à 14h30 sur la Figure 4.18) est égale à l'aire au-dessus de la courbe (de 15h29 à 20h30 sur la Figure 4.18). En considérant un taux de pénétration de 40% où seulement les régulateurs sont activés et en connectant une batterie de puissance nominale de 50 kW au nœud 830, on obtient le profil de tension suivant au nœud 830 : (sans et avec batterie)

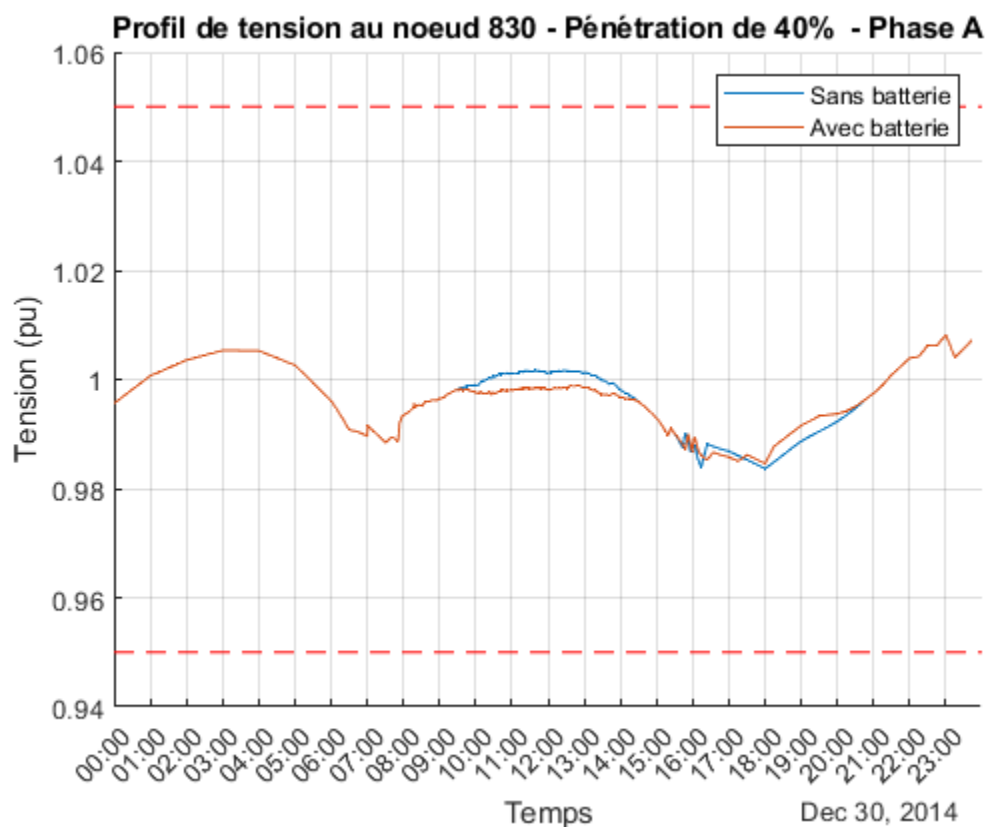


Figure 4.19 Profil de tension au nœud 830 à un taux de pénétration de 40% où les régulateurs sont activés (sans et avec batterie)

Sur la Figure 4.19, on voit que la tension a effectivement diminué à partir de 10h30 jusqu'à 13h30 lorsque la batterie consomme de la puissance active à cette période.

De 15h30 à 18h00, bien que la batterie produit de la puissance active, il n'y a pas une différence significative de la tension à cause des changements de prise effectués à cette période-ci. Ces changements de prise se retrouvent aussi dans les graphiques de la section 4.2.

De 18h00 à 20h30, lorsqu'il n'y a pas de changement de prise, on observe une légère élévation de la tension jusqu'à ce que la batterie ne produise plus de puissance active.

Dans l'ensemble, la connexion de cette batterie n'a pas grandement influencé le profil de tension. Une situation optimale serait d'ajuster le cycle charge/décharge en fonction de l'ensoleillement de la journée et de la demande de puissance totale de toutes les charges avant l'exécution de la simulation LFTS. Par exemple, si on ne désire pas décharger la batterie à 21h, on pourrait décharger la batterie de 05h30 à 08h30, si la batterie a suffisamment d'énergie rechargé avec une capacité suffisante. Choisir une puissance nominale supérieure à 50 kW est une possibilité tout évitant une injection excessive de puissance active sur le réseau.

CHAPITRE 5 CONCLUSION

Ce projet de recherche propose un processus d'exécution d'une simulation LFTS sur EMTP permettant de réaliser des études d'intégration observant l'impact d'une grande pénétration solaire sur un réseau de distribution, sur une journée complète. Toutes les simulations LFTS ont été exécutées sur le réseau de distribution synthétique IEEE-34 en considérant un profil d'ensoleillement et des profils de charge quotidiens et réalistes.

En addition à ces études d'intégration, le Chapitre 3 explicite la similitude entre les résultats de simulation LFTS et les résultats de simulation obtenus dans le domaine du temps. Dans ce présent contexte où les comportements transitoires ne sont pas analysés, la simulation LFTS reste un outil relativement précis et rapide avec une erreur absolue sur les mesures de tension en pu qui n'excèdent pas 0.5% et avec un temps de calcul total d'environ 25 minutes.

Par la suite, les résultats des simulations LFTS permettent d'observer l'impact de l'augmentation du taux de pénétration, des régulateurs de tension et du mode de contrôle Volt-VAR sur le profil de tension, sur la puissance mesurée au début de réseau et sur le changement de prise des régulateurs. En combinant avec les régulateurs, le contrôle Volt-VAR peut aider à rehausser la tension en cas de sous-tension sans effectuer de changements de prise additionnels. En raison que le contrôle Volt-VAR régule principalement la tension à la sortie d'un module PV, l'activation de ce contrôle n'apporte pas d'impacts significatifs sur la tension aux nœuds où aucun module PV n'est connecté. D'ailleurs, le contrôle Volt-VAR n'apporte pas d'impacts sur la puissance active mesurée en début de réseau. Cependant, les changements de prises élèvent la tension en raison de l'augmentation de la demande de charge au milieu de la journée et cette élévation de la tension augmente la quantité de puissance active transférée en début de réseau. Toutefois, l'activation simultanée des régulateurs et du contrôle Volt-VAR cause des variations saccadées de puissance réactive, comme observées vers la fin de la journée dans les résultats de simulation.

Pour terminer, une étude préliminaire a été effectuée pour observer l'impact de la connexion d'une batterie. Les résultats de simulation LFTS obtenus permettent de conclure que la batterie peut aider à mitiger les problèmes de tension lorsque le cycle de charge/décharge est adéquatement défini. Dans ce présent contexte, le cycle de charge/décharge proposé à la Figure 4.18 n'apporte pas un grand changement sur le profil de tension. Définir un autre cycle de charge/décharge ou augmenter

la puissance nominale de la batterie sont deux pistes de solutions pour améliorer la régulation de la tension.

Un avantage du processus de simulation proposé est la possibilité d'ajustement de certains paramètres et profils considérés pour d'autres études d'intégration ultérieures. Par exemple, la présente étude d'intégration se déroule durant une journée ensoleillée pendant une saison hivernale et on peut choisir un profil d'ensoleillement correspondant à une condition météorologique ou saisonnière différente. D'ailleurs, le processus d'exécution proposé est utilisable pour un autre réseau plus complexe avec un cas de figure différent que celui proposé à la section 2.4.4.

Toutes les simulations LFTS supposent que tous les modules PV reçoivent la même quantité d'ensoleillement en supposant que le réseau IEEE-34 est peu dispersé. Le processus de simulation LFTS est modifiable pour tenir compte de différents profils d'ensoleillement pour chaque module PV ou pour chaque groupe de modules PV.

De plus, toutes les simulations LFTS supposent que la variation de la demande de puissance de toutes les charges appartenant à la même catégorie est soumise au même profil de charge de ladite catégorie. Le processus de simulation LFTS est modifiable pour tenir compte d'un profil de charge individuel pour chaque charge individuelle connectée au réseau de distribution étudié.

Autres que le contrôle Volt-VAR, d'autres mécanismes de régulation de tension peuvent être implémentés dans le script mentionné à la section 2.4.1. Par exemple, l'implémentation du mode de contrôle Volt-Watt [5] sous forme de code JavaScript est faisable et une étude subséquente pourrait porter sur l'utilisation de ce mode de régulation de la tension en restreignant la production de puissance active d'un module PV en fonction de la tension mesurée au point d'interconnexion [5].

Présenté à la section 2.4.4, le cas de figure valide dans le domaine du temps du réseau IEEE-34 avec les 15 modules PV a été construit seulement pour effectuer une comparaison avec les résultats de simulation LFTS. Ce cas de figure valide dans le domaine du temps peut aussi être utilisé pour tenir compte des défauts ou d'autres anomalies pouvant survenir dans un réseau à un instant de temps précis.

RÉFÉRENCES

- [1] "Plan stratégique 2022-2026," ed: Hydro-Québec, 2022.
- [2] H. Sun *et al.*, "Review of Challenges and Research Opportunities for Voltage Control in Smart Grids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 2790-2801, 2019.
- [3] R. Seguin, J. Woyak, D. Costyk, J. Hambrick, and B. Mather, "High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2016.
- [4] A. Singhal, V. Ajjarapu, J. Fuller, and J. Hansen, "Real-Time Local Volt/Var Control Under External Disturbances with High PV Penetration," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 3849-59, 2019.
- [5] "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, pp. 1-138, 2018.
- [6] I. Kim, R. G. Harley, R. Regassa, and Y. D. Valle, "The Effect of the Volt/Var Control of Photovoltaic Systems on the Time-Series Steady-State Analysis of a Distribution Network," in *2015 Clemson University Power Systems Conference (PSC)*, 2015, pp. 1-6.
- [7] "Tailoring IEEE 1547 recommended smart inverter settings based on modeled grid performance," 2020, Available: <https://www.nationalgridus.com/media/pdfs/microsites/mass-solar/tailoringieee1547.pdf>.
- [8] (2011). *ANSI C84.1 ELECTRIC POWER SYSTEMS AND EQUIPMENT - VOLTAGE RANGES*. Available: <http://www.powerqualityworld.com/2011/04/ansi-c84-1-voltage-ratings-60-hertz.html>
- [9] P. Jahangiri and D. Aliprantis, "Distributed Volt/VAr Control by PV Inverters," in *2014 IEEE PES General Meeting: Conference & Exposition, 27-31 July 2014*, Piscataway, NJ, USA, 2014, p. 11.
- [10] R. C. Dugan, J. A. Taylor, and D. Montenegro, "Energy Storage Modeling for Distribution Planning," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 2, pp. 954-962, 2017.
- [11] M. Bartecka, G. Barchi, and J. Paska, "Time-Series PV Hosting Capacity Assessment with Storage Deployment," *Energies*, vol. 13, no. 10, p. 20, 2020.
- [12] IEEE. *IEEE PES Test Feeder*. Available: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>
- [13] "Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources," ed: CIGRE, 2014, p. 119.
- [14] K. P. Schneider *et al.*, "Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3181-3188, 2018.
- [15] "IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection," *IEEE Std 1547.7-2013*, pp. 1-137, 2014.

- [16] D. P. Chassin, K. Schneider, and C. Gerkenmeyer, "GridLAB-D: An Open-source Power Systems Modeling and Simulation Environment," in *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2008, pp. 1-5.
- [17] R. C. Dugan and T. E. McDermott, "An Open Source Platform for Collaborating on Smart Grid Research," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1-7.
- [18] D. Paradis, F. Katiraei, and B. Mather, "Comparative Analysis of Time-Series Studies and Transient Simulations for Impact Assessment of PV Integration on Reduced IEEE 8500 Node Feeder," in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 21-25 July 2013*, Piscataway, NJ, USA, 2013, p. 5.
- [19] F. E. P. Marcos *et al.*, "A Review of Power Distribution Test Feeders in the United States and the Need for Synthetic Representative Networks," *Energies*, vol. 10, no. 11, 2017.
- [20] B. A. Mather, "Quasi-Static Time-Series Test Feeder for PV Integration Analysis on Distribution Systems," in *2012 IEEE Power & Energy Society General Meeting. New Energy Horizons - Opportunities and Challenges, 22-26 July 2012*, Piscataway, NJ, USA, 2012, p. 8.
- [21] J. Peppanen, J. Taylor, D. Fonseca, J. Snodgrass, S. Chen, and T. I. Strasser, "Distributed Energy Resource Benchmark Models for Distribution Impact Assessment - Update of Activities by CIGRE Working Group C6.36," in *CIGRE 2021 - 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 20-23 Sept. 2021*, UK, 2021, vol. 2021, pp. 1988-92.
- [22] J. Mahseredjian, "Quick overview on EMTP®/EMTPWorks," ed: EMTP, 2021.
- [23] U. Karaagac, H. Ashourian, I. Kocar, A. Stepanov, H. Gras, and J. Mahseredjian, "PV Park Models in EMTP®," ed: EMTP, 2021, p. 44.
- [24] B. Khodabakhchian, "Modeling on-load tap changers in EMTP-RV," Available: https://www.emtp.com/system/files/EMTP-RV_newsletter_2005_nov_0.pdf
- [25] W. H. Kersting, "Radial Distribution Test Feeders," in *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, 2001, vol. 2, pp. 908-912.
- [26] Natural Resources Canada. (2020). *High-Resolution Solar Radiation Datasets*. Available: <https://www.nrcan.gc.ca/energy/renewable-electricity/solar-photovoltaic/18409>
- [27] Southern California Edison. 2021 *Static Load Profiles*. Available: <https://www.sce.com/regulatory/load-profiles/2021-static-load-profiles>
- [28] W. H. Kersting, *Distribution system modeling and analysis*, Fourth edition. ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2018. [Online]. Available: <https://www.taylorfrancis.com/books/e/9781498772150>.

ANNEXES

ANNEXE A DONNÉES DÉTAILLÉES DU PROFIL D'ENSOLEILLEMENT

Ces données d'ensoleillement sont toutes tirées de [26]. t représente l'instant de temps et $G(t)$ représente l'ensoleillement en W/m^2 .

Tableau A.1 Données détaillées du profil d'ensoleillement de la Figure 2.7

t	Heure associée	$G(t)$ (W/m^2)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m^2)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m^2)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m^2)
0	0:00:00	0	67	9:57:00	740	134	11:51:05	906	201	13:53:38	737
1	0:15:00	0	68	10:00:00	750	135	11:51:34	905	202	13:57:33	732
2	0:30:00	0	69	10:06:25	769	136	11:52:00	901	203	14:00:00	724
3	0:45:00	0	70	10:07:15	766	137	11:52:33	905	204	14:03:12	714
4	1:00:00	0	71	10:12:00	779	138	11:52:45	906	205	14:06:13	707
5	1:15:00	0	72	10:17:43	789	139	11:53:16	903	206	14:07:28	702
6	1:30:00	0	73	10:19:37	793	140	11:54:29	906	207	14:11:45	690
7	1:45:00	0	74	10:20:49	800	141	11:54:59	896	208	14:15:00	676
8	2:00:00	0	75	10:21:29	796	142	11:56:00	899	209	14:20:00	663
9	2:15:00	0	76	10:26:56	812	143	11:58:00	897	210	14:24:34	643
10	2:30:00	0	77	10:27:36	814	144	11:59:57	899	211	14:30:00	625

t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)
11	2:45:00	0	78	10:27:56	814	145	12:01:00	899	212	14:35:00	607
12	3:00:00	0	79	10:33:36	822	146	12:04:10	901	213	14:40:29	583
13	3:15:00	0	80	10:34:38	827	147	12:05:18	894	214	14:46:00	563
14	3:30:00	0	81	10:36:21	834	148	12:05:52	894	215	14:52:00	540
15	3:45:00	0	82	10:37:38	839	149	12:06:05	901	216	14:57:00	513
16	4:00:00	0	83	10:39:29	838	150	12:06:20	901	217	15:03:46	485
17	4:15:00	0	84	10:42:11	847	151	12:08:50	902	218	15:08:30	459
18	4:30:00	0	85	10:42:25	847	152	12:11:05	901	219	15:15:00	434
19	4:45:00	0	86	10:42:44	848	153	12:11:39	902	220	15:19:00	411
20	5:00:00	0	87	10:44:40	851	154	12:12:54	898	221	15:24:00	382
21	5:15:00	0	88	10:45:23	848	155	12:13:40	895	222	15:29:00	355
22	5:30:00	0	89	10:46:52	850	156	12:15:28	898	223	15:34:00	326
23	5:45:00	0	90	10:49:50	857	157	12:18:11	894	224	15:38:26	293
24	6:00:00	0	91	10:50:16	858	158	12:19:41	891	225	15:43:34	267
25	6:15:00	0	92	10:51:41	853	159	12:22:17	896	226	15:47:53	229
26	6:30:00	0	93	10:52:20	854	160	12:25:30	890	227	15:52:28	203

t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)
27	6:45:00	0	94	10:52:51	854	161	12:29:47	883	228	15:54:06	160
28	7:00:00	0	95	10:53:41	857	162	12:31:20	891	229	15:56:46	122
29	7:01:00	0	96	10:54:25	859	163	12:32:03	892	230	15:59:11	140
30	7:11:00	0	97	10:54:35	859	164	12:33:10	883	231	16:02:44	116
31	7:21:00	1	98	10:56:35	869	165	12:33:47	882	232	16:05:30	76
32	7:31:00	4	99	10:58:17	867	166	12:34:15	878	233	16:08:00	35
33	7:41:00	9	100	10:58:52	865	167	12:34:38	879	234	16:14:00	9
34	7:50:34	19	101	11:00:38	872	168	12:35:20	883	235	16:24:00	4
35	7:51:43	68	102	11:03:54	869	169	12:37:21	881	236	16:34:00	1
36	7:52:38	117	103	11:07:37	874	170	12:39:28	877	237	16:44:00	0
37	7:53:45	164	104	11:08:24	874	171	12:40:44	876	238	16:45:00	0
38	7:57:50	201	105	11:10:10	875	172	12:40:55	877	239	17:00:00	0
39	8:04:00	227	106	11:10:48	875	173	12:42:18	874	240	17:15:00	0
40	8:08:11	252	107	11:11:49	879	174	12:44:03	874	241	17:30:00	0
41	8:12:00	295	108	11:12:35	884	175	12:46:50	876	242	17:45:00	0
42	8:17:39	317	109	11:12:49	884	176	12:48:00	874	243	18:00:00	0

t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)
43	8:17:39	295	110	11:13:01	885	177	12:48:43	873	244	18:15:00	0
44	8:19:00	332	111	11:13:28	886	178	12:49:15	873	245	18:30:00	0
45	8:24:00	351	112	11:14:07	882	179	12:51:41	862	246	18:45:00	0
46	8:29:16	351	113	11:14:56	883	180	12:56:00	860	247	19:00:00	0
47	8:30:50	398	114	11:19:06	891	181	12:57:03	857	248	19:15:00	0
48	8:36:00	426	115	11:19:39	892	182	12:57:19	859	249	19:30:00	0
49	8:42:47	458	116	11:21:22	885	183	12:58:32	861	250	19:45:00	0
50	8:48:00	483	117	11:23:59	895	184	12:59:38	858	251	20:00:00	0
51	8:54:57	515	118	11:24:27	894	185	13:00:44	850	252	20:15:00	0
52	9:00:00	536	119	11:28:30	889	186	13:08:37	841	253	20:30:00	0
53	9:06:50	568	120	11:28:51	889	187	13:10:25	838	254	20:45:00	0
54	9:12:00	588	121	11:29:47	893	188	13:11:22	836	255	21:00:00	0
55	9:17:37	613	122	11:31:12	892	189	13:12:50	833	256	21:15:00	0
56	9:22:40	632	123	11:33:22	894	190	13:17:51	823	257	21:30:00	0
57	9:27:00	646	124	11:36:46	903	191	13:21:49	816	258	21:45:00	0
58	9:33:00	664	125	11:38:30	895	192	13:23:00	811	259	22:00:00	0

t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)	t	Heure associée	$G(t)$ (W/m ²)
59	9:34:00	668	126	11:40:08	902	193	13:28:07	800	260	22:15:00	0
60	9:39:00	687	127	11:40:44	902	194	13:28:36	800	261	22:30:00	0
61	9:41:00	693	128	11:42:50	901	195	13:28:42	800	262	22:45:00	0
62	9:44:56	703	129	11:45:06	900	196	13:32:35	789	263	23:00:00	0
63	9:46:00	708	130	11:46:54	896	197	13:36:00	785	264	23:15:00	0
64	9:47:02	715	131	11:47:47	903	198	13:39:45	774	265	23:30:00	0
65	9:51:00	726	132	11:48:48	899	199	13:40:36	778	266	23:45:00	0
66	9:54:34	736	133	11:49:04	906	200	13:47:45	758			

ANNEXE B CHANGEMENTS DE PRISE À UN TAUX DE PÉNÉTRATION NON NUL

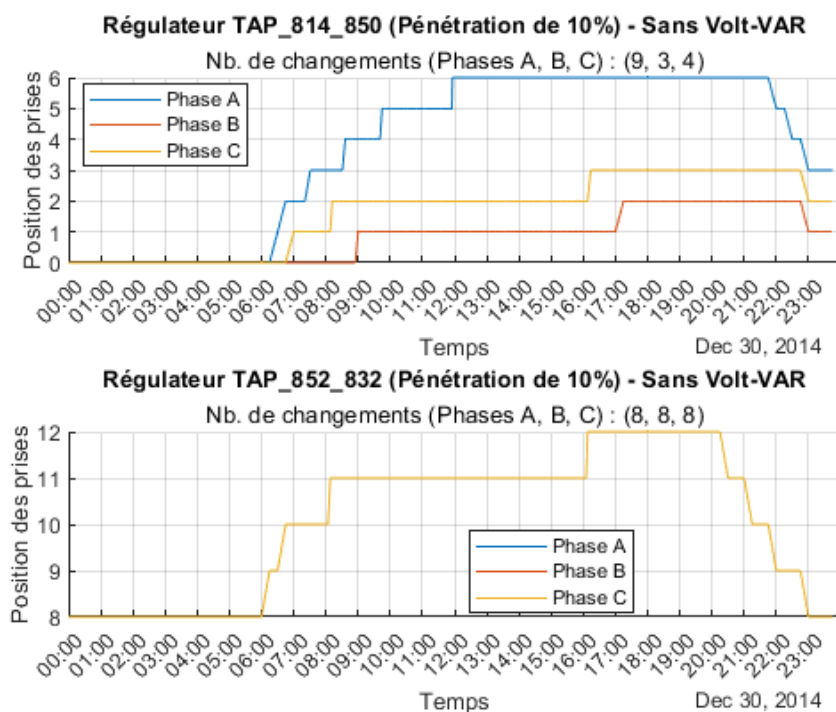


Figure B.1 Changement de prises des deux régulateurs à 10% de pénétration (VV inactif)

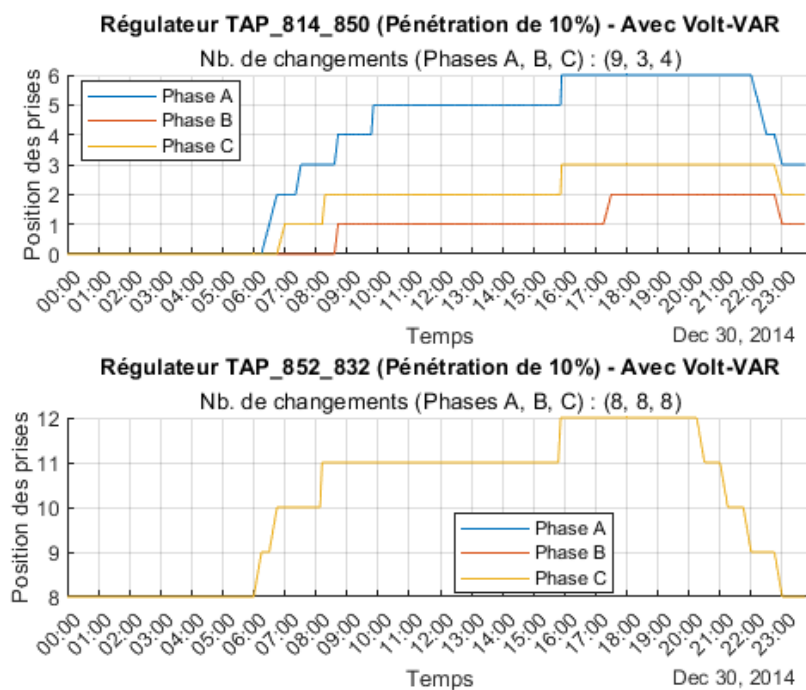


Figure B.2 Changement de prises des deux régulateurs à 10% de pénétration (VV actif)

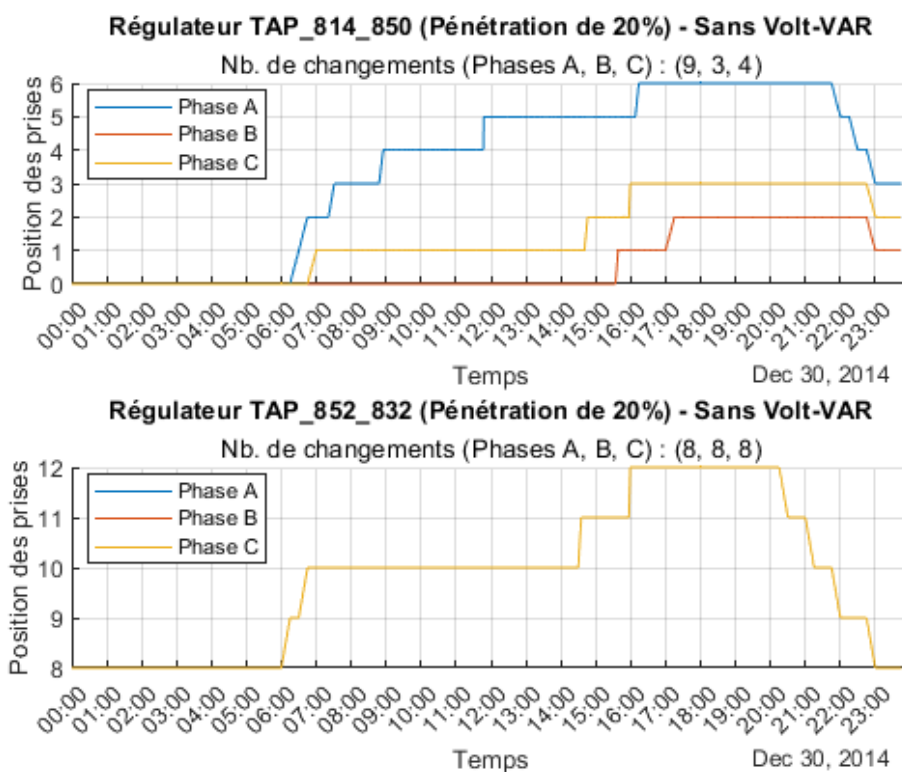


Figure B.3 Changement de prises des deux régulateurs à 20% de pénétration (VV inactif)

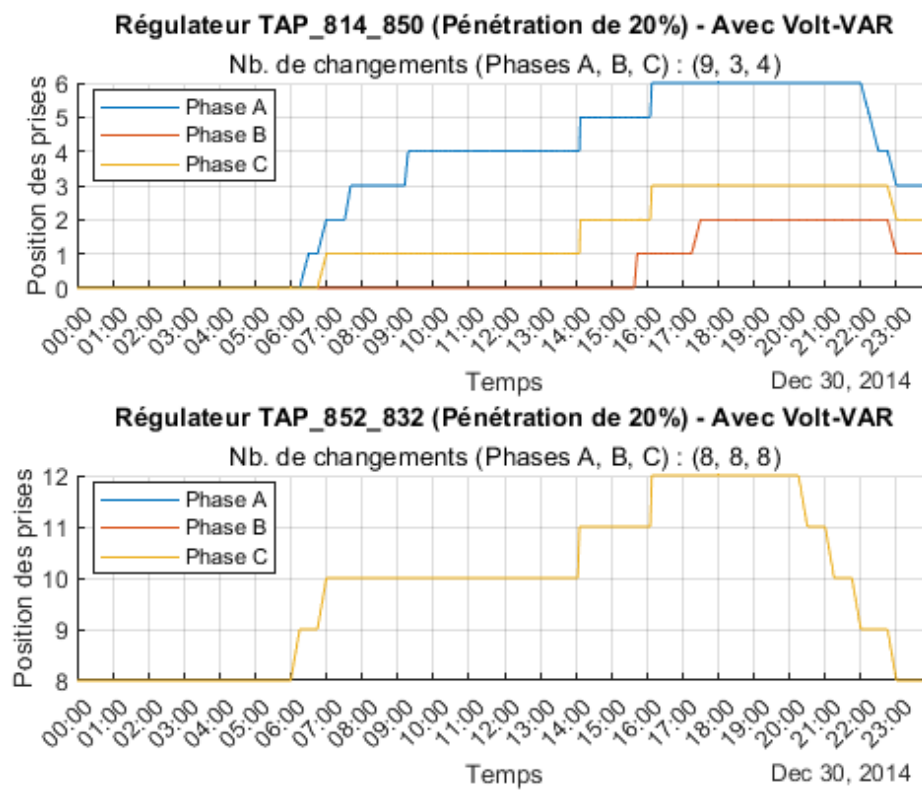


Figure B.4 Changement de prises des deux régulateurs à 20% de pénétration (VV actif)

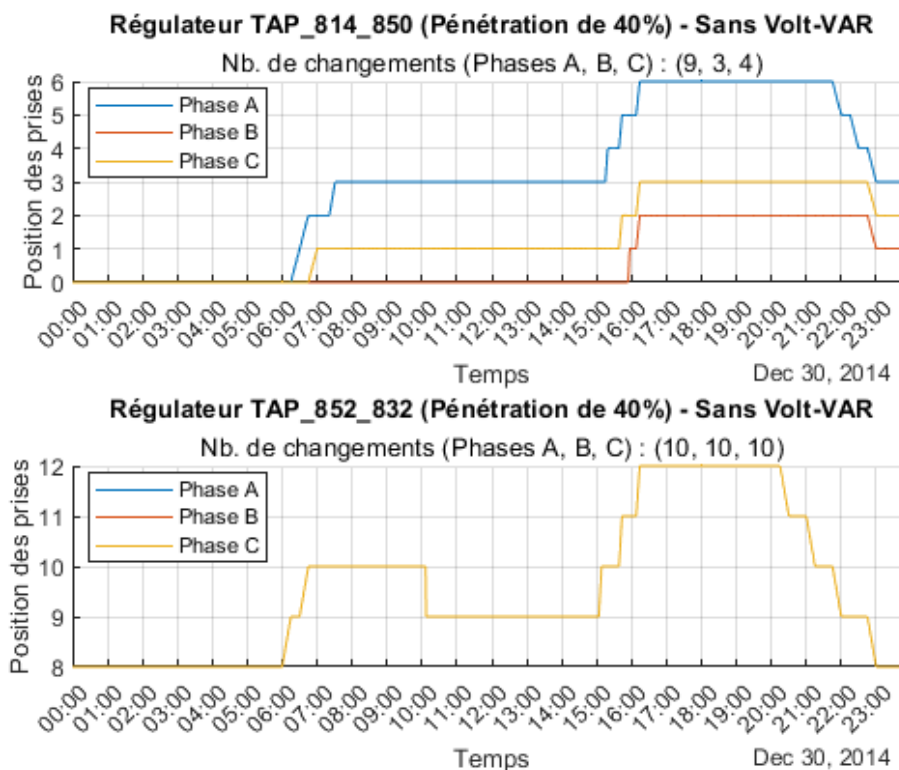


Figure B.5 Changement de prises des deux régulateurs à 40% de pénétration (VV inactif)

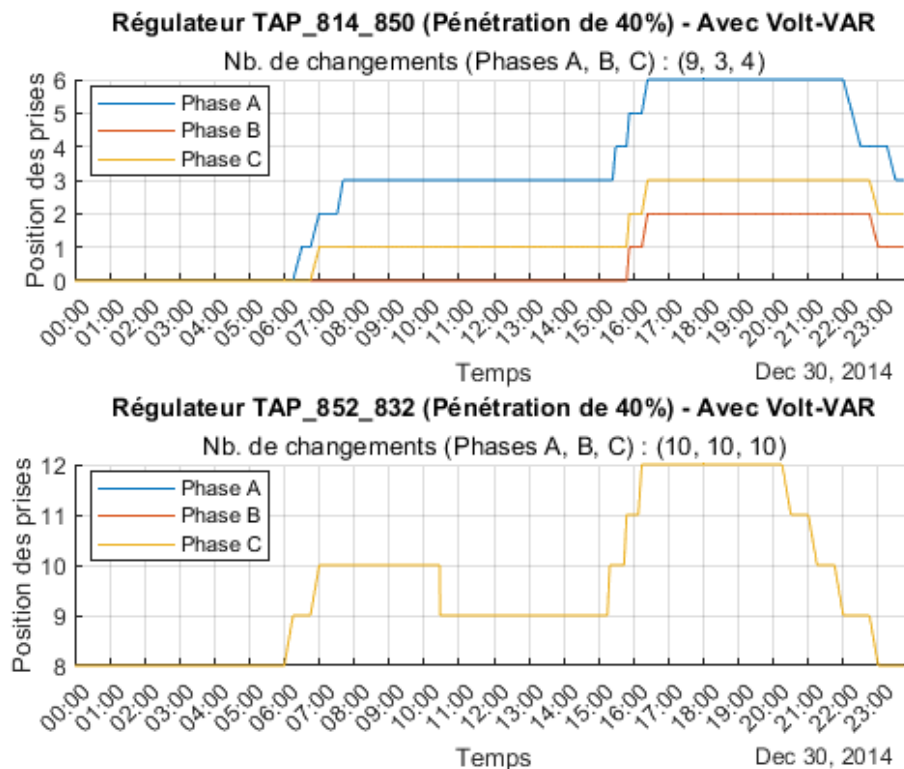


Figure B.6 Changement de prises des deux régulateurs à 40% de pénétration (VV actif)