

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ IBN KHALDOUN TIARET
FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES
DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE



THÈSE

Présentée par

Ilyas KOUACHE

En vue de l'obtention du Diplôme de **DOCTORAT (L.M.D)**

Spécialité : Génie Electrique

THÈME

Apport des FACTs dans la conduite des Smart-Grids

Soutenue le : 27/01/2022 devant le Jury composé de :

Mr HASSAINE Said	Pr	Université Ibn Khaldoun TIARET	Président
Mr SEBAA Morsli	Pr	Université Ibn Khaldoun TIARET	Rapporteur
Mr BOUAZZA Abdelkader	MCA	Université Ibn Khaldoun TIARET	Examineur
Mr MEHARRAR Aoued	MCA	Université de TISSEMSILT	Examineur
Mr MILIANI BOUZIANE	MCA	Université de RELIZANE	Examineur
Mr ALLAOUI Tayeb	Pr	Université Ibn Khaldoun TIARET	Invité

2021/2022

REMERCIEMENTS

Je voudrais présenter mes remerciements les plus vifs, vais à mon Directeur de thèse Monsieur le Professeur **SEBAA Morsli**, pour son aide, son orientation judicieuse et sa disponibilité, aussi pour la confiance, la patience et la compréhension qu'il m'a toujours manifestée...

Mes remerciements les plus chaleureux vont également aux membres du jury de soutenance de cette thèse : à Monsieur le Professeur **HASSAINE Said** qui a accepté de présider le jury, à Messieurs les Professeurs **LARBI M'hamed**, **MEHARRARAoued** et **BOUAZZA Abdelkader**, qui ont eu la gentillesse d'examiner ce travail.

Je remercie aussi Monsieur le Professeur **ALLAOUI Tayeb**, Directeur du Laboratoire de Génie Electrique et Génie Informatique d'avoir permis la préparation de cette thèse au niveau de son laboratoire et qu'il nous a fourni tout le soutien technique et moral nécessaire pour mener à bien cette thèse

Je voudrais aussi remercier Monsieur le Professeur **Mohamed Matallah** pour sa disponibilité, sa gentillesse et ses conseils qu'il a faite au long de mon parcours académique. Mes remerciements vont aussi à Monsieur Professeur **MOUDJAHED Mohamed**, qui m'a donné l'opportunité de travailler sur cette thèse qui s'est assuré de mettre le travail dans le bon sens.

Que tous les enseignants que ce soit de l'Université Ibn Khaldoun - Tiaret, ou l'Université **Djillali Bounaama** - Ain defla, ou d'ailleurs qui ont participé à ma formation trouvent ici l'expression de mes chaleureux remerciements et de ma sincère reconnaissance.

Je remercie vivement enfin (the last but not the least) tous mes camarades, filles et garçons, pour le soutien, la sympathie et l'amitié dont elles et ils ont fait preuve à mon égard tout au long de mes études à leur côté.

*« Une personne qui n'a jamais commis d'erreur...
...n'a jamais tenté d'innover ».*

Albert Einstein

Dédicace

Je dédie ce modeste travail en signe de reconnaissance à tous ceux que j'aime particulièrement :

À mon père

À ma mère

À mon épouse

À mon fils Mohammed

À mes beaux-parents

À mes frères

Et à mes deux amis Mohammed

Et à tous mes amis

SOMMAIRE

Liste des Abréviations

Liste des Figures

Liste des Tableaux

Introduction Générale.....Erreur ! Signet non défini.

Objectif et contribution de la recherche 2

Structure de la thèse..... 3

I. CHAPITRE I : Généralités sur les Smart Grids

I.1 Introduction 4

I.2 Hiérarchisation des Smart Grids 5

I.2.1 La couche « SMART GRID INSTRUMENTE »..... 6

I.2.2 **La couche « SMART GRID INTERCONNECTE »** (plate-forme d'intégration et réseaux de communication) 7

I.2.3 La couche « SMART GRID INFORME » - APPLICATION 9

I.3 Caractéristiques de l'architecture des smart Grids 10

I.3.1 Flexibilité 10

I.3.2 Fiabilité 10

I.3.3 Accessibilité 11

I.3.4 Réglage de la charge 11

I.3.5 Économie 11

I.3.6 Modulation de charge, de mise à niveau et la tarification 11

I.3.7 La durabilité 12

I.3.8 Réponse à la demande soutien 12

I.3.9 Plate-forme de service avancés 12

I.4 Fonctionnement du Smart Grids 13

I.5 Micro grids 13

I.6 Smart Home 14

I.7 Smart meter (Compteur intelligent) 15

I.7.1 Comparaison des compteurs intelligents et des compteurs traditionnels 15

I.7.2 Fonctionnement d'un compteur intelligent 16

I.8 Véhicule électrique 17

I.9 Intérêts et grands défis 17

I.10 Nouvelle défis dans les Smart Grids 18

I.11 Problématiques et solutions 19

I.11.1 Propriété des données 20

I.11.2	Respecte la vie privée confidentialité	20
I.11.3	Au niveau des véhicules électriques	20
I.11.4	Au niveau des énergies renouvelables	20
I.11.5	Au niveau de la QOS	21
I.11.6	Au niveau des protocoles	21
I.12	Conclusion	22
II.	CHAPITRE II : FACTS, Description, Modélisation et Application	
II.1	Introduction	23
II.2	Problématique de tension, de fréquence et de sécurité des réseaux.....	23
II.2.1	Tension.....	23
II.2.2	Fréquence	24
II.2.3	Sécurité des réseaux de transport	24
II.2.4	Remèdes.....	24
II.3	FACTS	25
II.3.1	FACTS de type parallèle.....	25
II.3.2	FACTS de type série	25
II.3.3	FACTS type hybride	27
II.3.4	Effet des FACTS sur la transmission de puissance active	31
II.4	Le stockage de l'énergie électrique	34
II.4.1	Les éléments de stockage comme des sources de puissance	36
II.5	Le stockage de l'énergie électrique SMES	38
II.5.1	Historique du SMES	37
II.5.2	Constitution du dispositif SMES	38
II.5.3	Bobine supraconductrice	39
II.5.4	Principe de fonctionnement	39
II.5.5	TECHNOLOGIES SMES	40
II.5.6	Les avantages des SMES	40
II.5.7	Systèmes de protection et de refroidissement	41
II.5.8	Configuration et commande du convertisseur	41
II.5.9	Couplage des transformateurs	41
II.5.10	Dimensionnement du SMES	46
II.6	Smart Home et la gestion de demande DR.....	47
II.6.1	Niveau d'activité (Activity Level)	47
II.6.2	Chauffe-eau (water heater)	47
II.6.3	Réfrigérateur (Refrigerator).....	48
II.6.4	Climatisation et chauffage (Air-condition/ Heating)	49
II.6.5	Dispositifs de stockage d'énergie	49
II.6.6	Lave-vaisselle (dishwasher)	49

II.6.7 Laveuse à linge (clothwasher)	50
II.6.8 Sécheuse (dryer)	50
II.6.9 Cuisinière (Stoves)	50
II.6.10 Pompe (pump)	51
II.6.11Éclairage (lighting)	51
II.6.12Véhicule électrique (VE)	52
II.7 Conclusion.....	53
III. CHAPITRE III : Résultats et Discussion	
III.1 Partie 01.....	54
III.1.1 Introduction	54
III.1.2 Simulation 1 : interaction Smart Home /véhicule électrique	55
III.1.3 Analyse et simulation des scénarios	55
III.1.4 Modèle de véhicule électrique EV	58
III.1.5 Modèle de simulation	61
III.1.6 Simulation 2 : interaction compteur intelligent/équipements.....	63
III.1.7 Modèle de simulation	65
III.1.8 Modélisation des Appareils	65
III.2 Partie 02.....	73
III.2.1 Introduction	73
III.2.2Exemple d'application.....	73
III.3 Conclusion.....	90
Conclusion Générale	91

Référence

Liste des Abréviations

AC	Alternating Current
AVR	Automatic Voltage Regulator
BCS	Bardeen–Cooper–Schrieffer
BPA	Bonneville Power Administration
BSCCO	Bismuth Strontium Calcium Copper Oxide
DC	Direct Current
EPRI	Electric Power Research Institute
ETM	Engineering Test Model
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
GTO	Gate Turn-Off
HTC	High-Temperature Critic
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IPFC	Interline Power Flow Controller
LPF	Low Pass Filter
LTC	Low Temperature Critic
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
PLL	Phase Locked Loop
PSS	Power System Stabilizer
SDI	Strategic Defence Initiative
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TG	Turbine Governor
UPFC	Unified Power Flow Controller
VSC	Voltage Source Converter
WSCC	Western-System-Coordinating-Council

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1: VARIATION DE LA DEMANDE D'ENERGIE.....	04
FIGURE 2 : UN RESEAU SMART GRIDS	04
FIGURE 3 : RESEAU ELECTRIQUE ACTUEL.....	05
FIGURE 4 : RESEAU ELECTRIQUE INTELLIGENT.....	05
FIGURE 5 : ARCHITECTURE DE BASE D'UN SMART GRIDS.....	06
FIGURE 6 : ARCHITECTURE DES MULTI-TECHNOLOGIES DE COMMUNICATION DANS LE SMART GRIDS.....	08
FIGURE 7 : INFRASTRUCTURE ET GESTION DE HAUT NIVEAU DU RESEAU DE COMMUNICATION DANS LE SMART GRIDS.....	09
FIGURE 8 : ARCHITECTURE D'UN RESEAU CLASSIQUE.....	10
FIGURE 9 : ARCHITECTURE D'UN RESEAU INTELLIGENT UTILISANT LE COMPTEUR LINKY SMART METER.....	10
FIGURE 10 : SCHEMA D'UN RESEAU INTELLIGENT SMART GRIDS	14
FIGURE 11 : LES ELEMENTS D'UN MICRO RESEAU (MICROGRID).....	15
FIGURE 12 : SMART HOME, DE NOMBREUSES APPLICATIONS DANS LE DOMAINE DE L'ENERGIE ET DES UTILITIES.....	16
FIGURE 13 : COMPTEUR INTELLIGENT.....	17
FIGURE 14 : FONCTIONNEMENT D'UN COMPTEUR INTELLIGENT	19
FIGURE 15 : VOITURE RECHARGE INTELLIGENTE.....	20
FIGURE 16 : EXEMPLE DE PROFIL DE TENSION.....	23
FIGURE 17 : RESEAU D'INTERCONNEXION	26
FIGURE 18 : SCHEMA D'UN RESEAU EQUIPE D'UN COMPENSATEUR SHUNT	27
FIGURE 19 : SCHEMA DU SVC	27
FIGURE 20 : CARACTERISTIQUE DU SVC.....	28
FIGURE 21 : SCHEMA DE BASE DU STATCOM	29
FIGURE 22 : MODE INDUCTIF.....	30
FIGURE 23 : MODE CAPACITIF.....	30
FIGURE 24 : SCHEMA DU SMES.....	31
FIGURE 25 : CONFIGURATION DE LA COMPENSATION SERIE.....	32
FIGURE 26 : SCHEMA DU TCSC.....	33
FIGURE 27: REACTANCE DU TCSC.....	33
FIGURE 28 : SCHEMA DU TCSR.....	34
FIGURE 29 : SCHEMA DU SSSC.....	35
FIGURE 30 : SCHEMA DE L'IPFC.....	35
FIGURE 31 : SCHEMA DU TCPAR.....	36
FIGURE 32 : SCHEMA DE L'UPFC.....	37
FIGURE 33 : SCHEMA DU GUPFC.....	37
FIGURE 34 : ACTION DES FACTS SUR LA TRANSMISSION DE PUISSANCE ACTIVE.....	38
FIGURE 35 : ELEMENTS CONSTITUTIFS DU SMES	41
FIGURE 36 : GEOMETRIE EN TORE POUR UN SMES MINIMISANT LES CHAMPS PARASITES.....	42
FIGURE 37 : MONTAGE EN PONT SIMPLE POUR UN SMES.....	43
FIGURE 38 : DOMAINE (P,Q) D'UN PONT SIMPLE A THYRISTORS.....	46
FIGURE 39 : DOMAINE (P,Q) D'UN PONT SIMPLE A THYRISTORS GTO.....	46
FIGURE 40 : MONTAGE EN PONT DOUBLE A THYRISTORS GTO.....	47
FIGURE 41 : TRIANGLE DES PUISSANCES.....	47
FIGURE 42 : DOMAINE (P,Q) D'UN PONT DOUBLE A THYRISTORS GTO.....	48
FIGURE 43 : FORME D'ONDE DE LA TENSION CONTINUE ET DU COURANT ALTERNATIF (Δ/Y)..	48
FIGURE 44 : FORME D'ONDE DE LA TENSION CONTINUE ET DU COURANT ALTERNATIF (Δ/Δ)..	48
FIGURE 45 : FORME D'ONDE DE LA TENSION CONTINUE ET DU COURANT ALTERNATIF (CONVERTISSEUR A 12 PULSATIONS.....)	49

FIGURE 46 : CONSOMMATION D'ENERGIE ELECTRIQUE DOMESTIQUE NORMALISEE (NIVEAU D'ACTIVITE).....	50
FIGURE 47 : DEMANDE D'ENERGIE ELECTRIQUE QUOTIDIENNE D'UNE CUISINIERE ELECTRIQUE.....	51
FIGURE 48 : MODELE DE SIMULATION EXAMINEE.....	55
FIGURE 49 : LE SCENARIO DE COUT (UM).....	56
FIGURE 50 : LA PUISSANCE DEMANDEE PAR LA MAISON.....	57
FIGURE 51 : LA PUISSANCE GENEREE PAR LES PV.....	57
FIGURE 52 : LA PUISSANCE DEMANDEE PAR LE RESEAU.....	58
FIGURE 53 : EVOLUTION DE SYSTEME DE STOCKAGE BATTERIE PENDANT 1 JOUR.....	61
FIGURE 54 : VEHICULE ELECTRIQUE ISOLE DE RESEAU - TYPE EV.....	62
FIGURE 55 : VEHICULE ELECTRIQUE CONNECTE AU RESEAU - TYPE V2G.....	63
FIGURE 56 : PRIX DE CONSOMMATION D'ENERGIE (UM/KWH) PENDANT 2 JOURS.....	64
FIGURE 57 : VARIATION DE TEMPERATURES AMBIANTE (ETE, HIVER).....	65
FIGURE 58 : SIGNALE DE MANQUE DE PUISSANCE DANS LE RESEAU.....	65
FIGURE 59 : SIGNAL DE CAS DE COURT-CIRCUIT.....	66
FIGURE 60 : SIGNAL DE SURCHARGE (OVERLOAD).....	66
FIGURE 61 : SIGNAL DE MODE DE SECOURS.....	67
FIGURE 62 : MODELE DE SIMULATION AC/H.....	67
FIGURE 63 : SIGNALES DE COMMANDE AC.....	68
FIGURE 64 : LE FONCTIONNEMENT DE CLIMATISEUR AVEC UN MODE ECO ACTIVE.....	69
FIGURE 65 : LE FONCTIONNEMENT DE CLIMATISEUR AVEC MODE ECO DESACTIVE.....	70
FIGURE 66 : FONCTIONNEMENT DE CHAUFFAGE AVEC MODE ECO ACTIVE.....	70
FIGURE 67 : LE MODELE DE SIMULATION DE LA MACHINE A LAVER.....	71
FIGURE 68 : LE COUT D'ENERGIE ET LE SIGNALE DE DEFAUTS DANS LE RESEAU.....	72
FIGURE 69 : SIGNALE DES DECISIONS DU COMPTEUR MODE ECO DESACTIVE.....	73
FIGURE 70 : PROFILE DE STOCKAGE DES VETEMENTS SALE EN %, MODE ECO DESACTIVE.....	74
FIGURE 71 : SIGNALE DES DECISIONS DU COMPTEUR MODE ECO ACTIVE.....	75
FIGURE 72 : PROFILE DE STOCKAGE DES VETEMENTS SALE EN %, MODE ECO ACTIVE.....	76
FIGURE 73 : BLOC DE SIMULATION DE RESEAU SUR MATLAB/SIMPOWERSYSTEMS.....	78
FIGURE 74 : BLOC DE SIMULATION DE GENERATEUR.....	79
FIGURE 75 : MODELE PARC PV EN MATLAB-SIMPOWERSYSTEMS.....	79
FIGURE 76 : SCENARIO DE CONSOMMATION D'ENERGIE ET DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE SUR 24 H.....	80
FIGURE 77 : MODELE DE MICRO GRIDS EN MATLAB-SIMPOWERSYSTEMS.....	80
FIGURE 78 : BLOC DE SIMULATION DEMANDE D'ENERGIE POUR MICRO GRIDS.....	81
FIGURE 79 : 100 KJ/50 KW DE DSMES.....	81
FIGURE 80 : MODELE DE DSMES 100KJ/50KW EN MATLAB-SIMPOWERSYSTEM.....	82
FIGURE 81 : BLOCS D'EMS EN MATLAB-SIMPOWERSYSTEM.....	83
FIGURE 82 : LA PUISSANCE DEMANDEE PAR MG ET GENEREE PAR PV.....	85
FIGURE 83 : COUT DE CONSOMMATION D'ENERGIE.....	85
FIGURE 84 : DECISION DE CHARGE DE L'UNITE DSMES - SCENARIO 1.....	85
FIGURE 85 : DECISION DE DECHARGE DE L'UNITE DSMES - SCENARIO 1.....	85
FIGURE 86 : PUISSANCE ACTIVE ECHANGEES AVEC L'UNITE DSMES - SCENARIO 1.....	86
FIGURE 87 : STOCK D'ENERGIE DANS L'UNITE DSMES - SCENARIO 1.....	86
FIGURE 88 : SIGNALE DE DELESTAGE DE CHARGE - SCENARIO 1.....	87
FIGURE 89 : DECISION DE CHARGE DE L'UNITE DSMES- SCENARIO 2.....	88
FIGURE 90 : DECISION DE DECHARGE DE L'UNITE DSMES- SCENARIO 2.....	88
FIGURE 91 : STOCK D'ENERGIE DANS L'UNITE DSMES - SCENARIO 2.....	88
FIGURE 92 : SIGNALE DE DELESTAGE DE CHARGE - SCENARIO 2.....	88
FIGURE 93 : (A) PUISSANCE ACTIVE ECHANGEES AVEC L'UNITE DSMES. (B) ZOOM- SCENARIO 2.....	88
FIGURE 94 : SIGNALE DE MODULATION DE CHARGE- SCENARIO 3.....	90
FIGURE 95 : LA PUISSANCE DEMANDEE PAR MG APRES MODULATION- SCENARIO 3.....	90
FIGURE 96 : DECISION DE CHARGE DE L'UNITE DSMES- SCENARIO 3.....	90
FIGURE 97 : DECISION DE DECHARGE DE L'UNITE DSMES- SCENARIO 3.....	90
FIGURE 98 : (A) PUISSANCE ACTIVE ECHANGEES AVEC L'UNITE DSMES. (B) ZOOM - SCENARIO 3.....	91

FIGURE 99 : STOCK D'ENERGIE DANS L'UNITE DSMES - SCENARIO 3	91
FIGURE 100 : SIGNALE DE DELESTAGE DE CHARGE- SCENARIO 3	91
FIGURE 101 : CONSOMMATION DE PUISSANCE - SCENARIO 1	92
FIGURE 102 : COUT DE CONSOMMATION - SCENARIO 1	92
FIGURE 103 : CONSOMMATION DE PUISSANCE - SCENARIO 2	92
FIGURE 104 : COUT DE CONSOMMATION - SCENARIO 2	92
FIGURE 105 : CONSOMMATION DE PUISSANCE - SCENARIO 3	93
FIGURE 106 : COUT DE CONSOMMATION - SCENARIO 3	93

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 : LES DIFFERENTS BESOINS DES FONCTIONS DANS LE SMART GRIDS.....	8
TABLEAU 2 : COMPARAISON DES PERFORMANCES D'UN COMPTEUR INTELLIGENT ET TRADITIONNEL	16
TABLEAU 3 : REPRESENTE LES PARAMETRES DE STOCKAGE	55
TABLEAU 4 : LES PARAMETRES DE EV.....	58
TABLEAU 5 : REPRESENTE LA COMMANDE DE L'ECHANGE ENERGETIQUE RESEAU-BATTERIE.	59
TABLEAU 6 : EXEMPLE DES PRIX DES TOU	62
TABLEAU 7 : COMPARATIF DE COUT ET DE PUISSANCE CONSOMMER ENTRE LE MODE ECO ON/OFF.....	72
TABLEAU 8 : : PARAMETRES MODELE DE DSMES	78
TABLEAU 9 : TABLEAU DE COMMANDE POUR EMS.....	79
TABLEAU 10 : DUREE DU DELESTAGE.....	102
TABLEAU 11: COMPARAISON DE LA CONSOMMATION TOTALE D'ENERGIE ET LE COUT DE CONSOMMATION.....	103

Introduction Générale

Les systèmes d'énergie actuels reposent principalement sur des centrales hydroélectriques, nucléaires ou à combustible fossile de grande envergure qui fournissent de l'électricité via des systèmes de transport et de distribution. La demande d'électricité augmente très vite en raison du développement social rapide de la plupart des régions du monde et de la dépendance croissante des économies modernes vis-à-vis de l'électricité. Cette dépendance accroît la pression à laquelle sont soumis les fournisseurs d'énergie électrique qui doivent empêcher les perturbations du réseau très coûteuses. Parallèlement, les sociétés ont pris conscience que la consommation d'énergie doit générer moins d'émissions de gaz à effet de serre pour pouvoir combattre le problème du changement climatique. Les sources d'énergie classiques doivent être utilisées de manière optimale et la nouvelle capacité électrique doit provenir d'une plus grande variété de sources non traditionnelles, telles que les centrales éoliennes, marémotrices, géothermiques ou alimentées par la biomasse. Cela accroît la diversité et le nombre de sources de production représentant des défis considérables pour le système d'énergie qui doit évoluer.

La réduction des émissions à la source constitue une seule approche visant à réduire les niveaux de CO_2 . L'amélioration de l'efficacité énergétique est de loin le meilleur moyen de réduire la consommation d'énergie primaire. Une utilisation plus efficace de l'énergie apparaît donc comme l'objectif premier du futur système électrique, nécessitant le déploiement de technologies à haute efficacité énergétique à chaque étape de la chaîne, depuis la production, le transport et la distribution de l'énergie jusqu'à son utilisation finale dans les constructions industrielles, commerciales et résidentielles. Outre le recul de la consommation, le réseau intelligent de demain doit être en mesure d'aplanir les pics de la demande grâce à une meilleure répartition de la consommation tout au long de la journée. La capacité de réserve est mise en veille afin de faire face aux niveaux de consommation maximum pourra ainsi être diminuée, tandis que les utilités acquerront la flexibilité dont elles ont besoin pour gérer les brusques fluctuations de l'approvisionnement en électricité grâce à un portefeuille croissant de centrales exploitant des sources d'énergie renouvelables. Cela nécessitera certaines modifications profondes de la gestion de l'offre et de la demande.

Actuellement, le contrôle de la demande est pour ainsi dire inexistant la production d'électricité est fonction de la demande. Dans un réseau intelligent, la demande doit être gérée de manière plus active, permettant ainsi aux opérateurs du réseau de la réguler plus facilement en fonction de l'offre. Pour qu'une telle situation soit possible, des dispositifs de suivi et de contrôle doivent être mis à disposition des utilisateurs finaux, fournissant ainsi à chaque

consommateur des informations détaillées sur leur utilisation de l'électricité et leur indiquant comment ils pourraient contribuer activement à réduire le niveau de demande maximum. La communication en temps réel entre les fournisseurs et les consommateurs d'électricité permet aux utilisateurs de réagir directement aux changements de conditions et de tarifs, tandis qu'ils peuvent parfois choisir d'autoriser les utilités à limiter leur consommation en intervenant sur certains équipements de sorte que la demande ne soit pas supérieure à la production électrique disponible.

Même si l'avantage environnemental du recul de la dépendance aux combustibles fossiles est évident, le recours à d'importantes quantités d'énergie renouvelable et à la production d'énergie à petite échelle constitue un énorme défi en termes de stabilité et de disponibilité de l'énergie électrique. La difficulté majeure réside dans la nature intermittente de l'énergie renouvelable. Le réseau de demain consistera donc en une version renforcée du réseau actuel, intégrant davantage des systèmes de contrôle et de communication avancés, de nouvelles interconnexions de réseaux, un flux bidirectionnel d'énergie et d'informations, des installations de stockage de l'électricité, et une part plus importante de production d'énergie distribuée et renouvelable. Ce système sera hautement automatisé afin de garantir sur demande aux consommateurs industriels, commerciaux et particuliers des approvisionnements fiables et à haute efficacité énergétique.

Objectif et contribution de la recherche

L'objectif principal de cette thèse est de contribuer à la fois, à l'optimisation de la consommation électrique dans les heures des pics et à l'optimisation du coût de consommation dans un réseau électrique intelligent, ce qui permet, d'assurer un niveau de qualité énergétique adéquat et fiable, et de réagir efficacement à tout changement inattendu dans l'énergie produite par ces sources d'énergie ou suite à des perturbations du réseau ou fluctuations de demande, lesquelles dépendent des conditions sociologiques et météorologiques existantes. Cette gestion optimale peut avoir des avantages significatifs tant pour la planification de la génération et distribution électrique tout en permettant un fonctionnement dynamique optimisé et intelligent du réseau électrique actuel.

Ce travail de thèse vise à proposer une étude de contribution d'un dispositif *FACTS* de type Shunt "*SMES*", dans les réseaux électriques intelligents "*Smart Grids*". Basée sur l'optimisation et la gestion optimale des ressources énergétique disponible d'une part, et la gestion de demande "*DR*" d'autre part.

Structure de la thèse

Ce travail a été mené au sein du Laboratoire de Génie Energétique et Génie Informatique (*L2GEGI*) de la Faculté des Sciences Appliquées de l'Université Ibn Khaldoun Tiaret où la Commande des Réseaux Electriques, les *FACTS* et le Développement des Energies Renouvelables sont des axes de recherche de laboratoire. Ce travail est partagé en trois chapitres:

▪ **Le premier chapitre**, mis l'accent sur les nouvelles technologies des réseaux intelligents (smart grids). On définit ce dernier et on donne les différentes catégories et leur hiérarchisation. Ainsi, on détaille les notions du Microgrid, smart Meter, smart home ainsi que les technologies d'information utilisées dans les différents niveaux et les nouveaux défis intégrés dans ce réseau (l'énergie renouvelable, véhicule électrique).

▪ **Le deuxième chapitre**, introduit quelques dispositifs *FACTS*. On y trouve le rôle important qu'ils jouent dans l'exploitation et la gestion des réseaux électriques, en donnant pour chacun d'entre eux sa configuration, son principe de fonctionnement et ses applications. Le dispositif *SMES* qui sera étudié avec plus de détail dans la deuxième partie qui est consacré à la description du stockage de l'énergie électrique de type *SMES*, on définit en détail ce dernier passant par son historique, son principe de fonctionnement, sa technologie, ses avantages. Ainsi, on décrit sa configuration et la commande du convertisseur en fonction de puissance échangée. La troisième partie, est dédiée à l'étude des techniques de gestion de demande "*DR*", et à la modélisation des appareils électriques, les panneaux photovoltaïques, les systèmes de stockage, et les véhicules électriques pour les *Smart Home*.

▪ **Le troisième chapitre**, est consacré à la simulation et à la discussion des avantages d'intégration des systèmes *TIC* dans la gestion énergétique dans les maisons intelligentes par rapport aux maisons ordinaires dans les réseaux électriques.

En deuxième partie, on réalise des simulations sur un environnement *MATLAB-SimPowerSystem* en mode phaseur, d'un système d'essais qui contient un Microgrid composé de parc photovoltaïque, une charge résidentielle variable, deux charges résidentielles constantes, un dispositif de stockage *SMES (100kJ/50kW)*, lié à un réseau de distribution BT. et une charge industrielle liée à un réseau de répartition MT. En deuxième partie, on vérifie et on interprète les résultats de simulation. Finalement, on termine par une conclusion générale.

CHAPITRE I

Généralités sur les Smart Grids

I. Introduction

Les réseaux intelligents ou «smart grids» sont des réseaux d'électricité qui, grâce à des technologies informatiques, ajustent les flux d'électricité entre fournisseurs et consommateurs.

En collectant des informations sur l'état du réseau, les smart grids contribuent à une adéquation entre production, distribution et consommation. Il s'agit là du principe fondamental sur lequel repose la méthode de "demande-réponse", qui vise à aplanir les pics de la demande en encourageant les consommateurs à décaler leur consommation d'énergie non impérative vers les périodes plus "creuses". La figure 1 montre comment la demande énergétique peut être gérée par un réseau intelligent. [01]

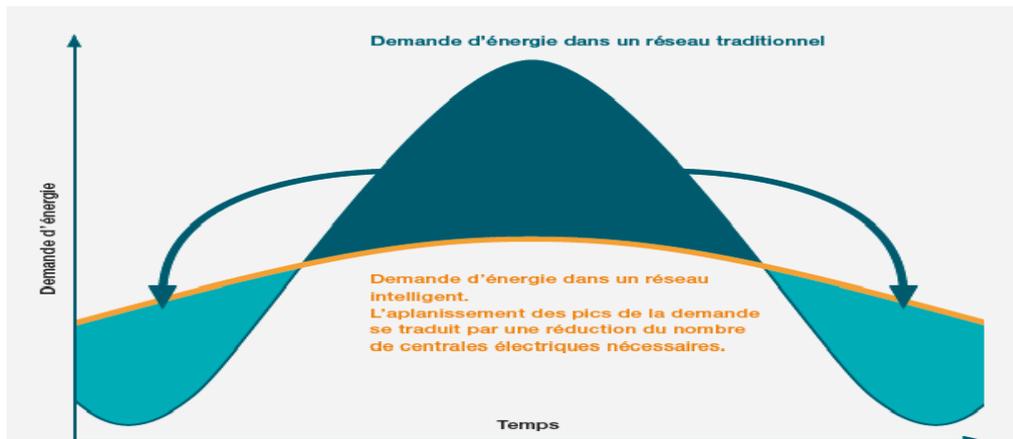


Figure 1: Variation de la demande d'énergie.

Les Smart Grids peuvent être définie comme la vision du réseau électrique du futur, où les flux bidirectionnels d'informations et d'électricité permettent un ajustement de la demande en temps réel, de façon à intégrer de manière optimale les énergies renouvelables, les systèmes de stockages et des procédures d'optimisations de consommation.

Le «Smart grids», est une appellation générale pour l'ensemble des technologies et des infrastructures «intelligentes» installées dans les nouveaux réseaux électriques. Chez les clients, le compteur communicant «Smart Meter» est la première étape dans la mise en place des smart grids. (Figure 2), [02].

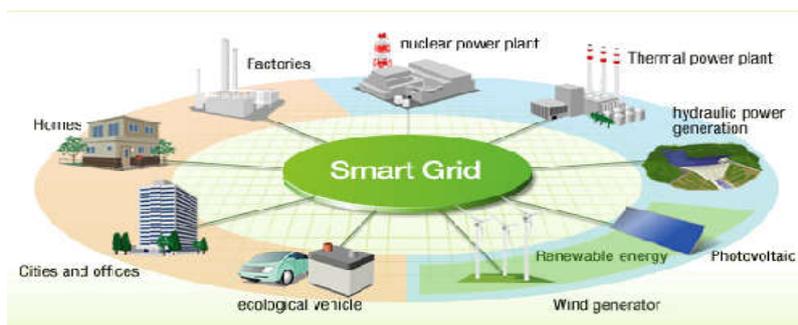


Figure 2: Un réseau Smart Grids [03].

I.1 Hiérarchisation des Smart Grids

Les réseaux actuels ont été conçus initialement pour conduire l'électricité dans **(un seul sens)**, des centrales de production vers les consommateurs.



Figure 3: Réseau électrique actuel.

Le réseau intelligent doit permettre la circulation de l'électricité **(dans les deux sens)** afin de mieux intégrer la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. Le réseau de demain consistera à une version renforcée du réseau actuel, intégrant les avantages des systèmes de contrôle et de communication avancés, de nouvelles interconnexions des réseaux, un flux bidirectionnel d'énergie et d'informations, des installations de stockage de l'électricité et une part plus importante de production d'énergie distribuée et renouvelable.

Ce système sera hautement automatisé afin de garantir la demande aux consommateurs industriels, commerciaux et particuliers, des approvisionnements fiables et à haute efficacité énergétique. Dans ce type de réseau, de plus en plus les utilisateurs d'électricité deviendront également des producteurs grâce à des panneaux solaires ou à de petites éoliennes montées sur les maisons des habitations.

Aujourd'hui, les seuls utilisateurs peuvent jouer un rôle important dans les marchés de l'électricité sont les sites industriels énergivores qui possèdent des installations de production d'énergie d'assez grande envergure. [04]

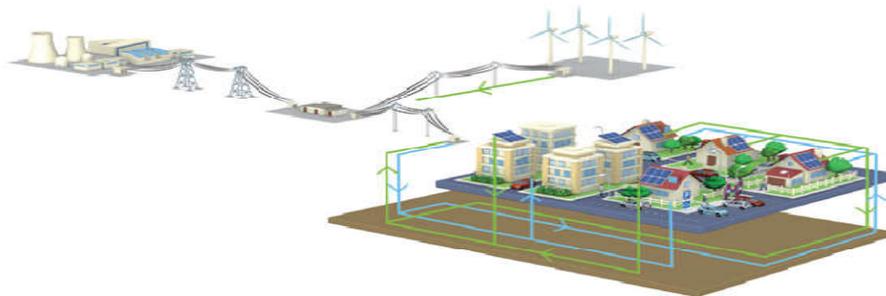


Figure 4 : Réseau électrique intelligent.

Le smart grid se distingue du réseau traditionnel par son architecture, qui est essentiellement composé de 3 niveaux, il est instrumenté, interconnecté et informé, tel que le montre la Figure 5

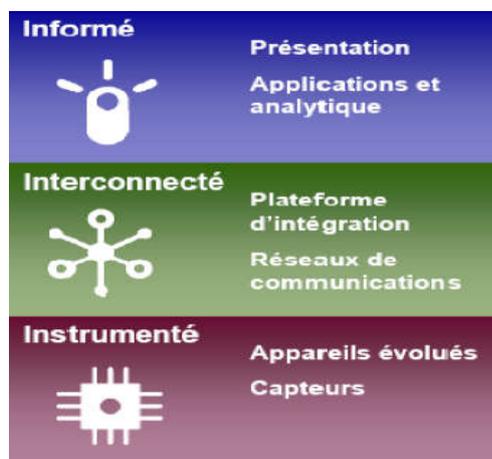


Figure 5 : Architecture de base d'un Smart Grids.

Le smart grids mène donc une transformation profonde des modèles opérationnels et économiques pour les gestionnaires des réseaux électriques. La mise en place d'une architecture ouverte et standardisée est aussi essentielle pour ces gestionnaires et permettre l'accélération du déploiement du smart grids au moindre coût.

I.1.1 La couche "SMART GRID INSTRUMENTE"

I.1.1.1 Les capteurs de mesures

Pour rendre un réseau électrique intelligent, il est nécessaire de déployer, en marge de l'infrastructure électrique, une technologie de mesure précise pour analyser, traiter, trier et distribuer les données, liant entre le système physique et le système intelligent. Les capteurs de mesure des paramètres électrique (courant, tension, déphasage et fréquence) ont un véritable rôle à jouer.

I.1.1.2 *Des mutations nécessaires pour une révolution à chaque niveau de la chaîne de valeur:*

Production, transport, distribution, client final: quel niveau du réseau a besoin d'instrumentation? elle est en réalité primordiale en très haute et haute tension aussi bien en moyenne et basse tension, en courant alternatif (CA) qu'en courant continu (CC), pour assurer protection, fiabilité, optimisation des système, qualité de l'énergie et maximisation des performances. Les données de supervision doivent pouvoir être produites et transmises en temps réel pour garantir la continuité du service. D'autant que l'équilibrage de l'offre et de la demande électrique n'a jamais constitué un tel défi qu'avec l'arrivée de nouveaux défis comme

les énergies de sources renouvelables (une offre intermittente) et les infrastructures de recharge de véhicules électriques (une demande mouvante). La mise en place de capteurs adaptés à chacun de ces enjeux est nécessaire pour évaluer l'état et la stabilité des systèmes, lutter contre les fraudes et soutenir les stratégies de contrôle.

I.1.1.3 Les capteurs de paramètres électriques, l'intelligence en temps réel

Les besoins d'instrumentation changent à mesure que le réseau se complexifie. Au cœur de toute stratégie de Smart Grids, la collecte de données répond aux finalités majeures, à savoir:

- **Protection des biens et des personnes:** pour éviter une électrocution ou la destruction d'un matériel (détection d'un courant de défaut et ouverture d'un circuit).
- **Supervision:** pour assurer la surveillance proactive du réseau (détection et localisation précises d'une panne).
- **Comptage légal ou sous-comptage:** pour facturer ou optimiser sa consommation (mesure métrologique).
- **Diagnostic:** pour optimiser les performances d'une installation grâce à un audit et une analyse ponctuels (mesure temporaire).
- **Conversion:** pour convertir l'énergie en minimisant les pertes (commande/contrôle).

I.1.1.4 Des capteurs intelligents pour un pilotage fin

Pour assurer un pilotage fin de l'énergie, il doit lui aussi être intelligent, à savoir non intrusif (pas d'interruption de service ni de mise en péril de l'intégrité de l'installation), peu encombrant, ne nécessitant ni maintenance ni recalibrage, programmable à distance, présentant une faible dissipation de chaleur (pas de pertes supplémentaires) et une capacité à mesurer avec précision aussi bien des courants faibles que forts, en CA et en CC. Le capteur idéal est en général, un appareil polyvalent qui assure plusieurs fonctions à la fois (mesure et protection, ou mesure et stockage de données exemple), et qui permet le contrôle en temps réel et l'échange de données et d'informations.

I.1.2 La couche "SMART GRID INTERCONNECTE"(plate-forme d'intégration et réseaux de communication)

L'utilisation des technologies de l'information et des communications (TIC) est un élément clé de l'évolution vers les réseaux électriques intelligents. En permettant de mesurer, contrôler et interagir en temps réel. Ces technologies permettent d'améliorer l'efficacité du système électrique tout en garantissant le niveau de sécurité requis. A la veille de passer phase

des "démonstrateurs Smart Grids" au déploiement à grande échelle, les TIC deviennent un enjeu stratégique pour les gestionnaires de réseaux et fournisseurs de services liés à l'énergie.

La figure 6, illustre l'architecture des multi-technologies de communication qu'on trouve dans les smart grids.

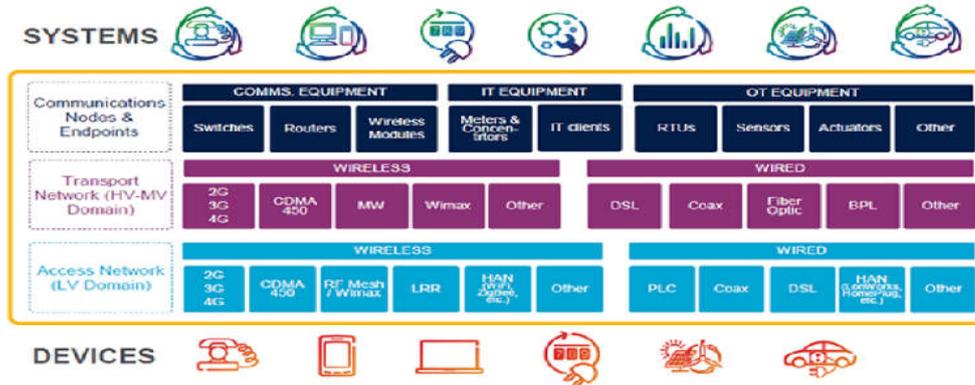


Figure 6 : Architecture des multi-technologies de communication dans le smart grids.

Chaque fonction Smart grids peut avoir des besoins différents – à titre d'exemple non exhaustifs- représentées dans le tableau 1.

Tableau 1 : les différents besoins des fonctions dans le smart grids.

Fonctions	Volume trafic	Tolérance Latence	Qualité de service
Relevé de compteur	Faible (en augmentations)	Elevée	Moyenne
Télé-protection	Faible	Très basse	Très élevée
Télé-conduite de réseau	Moyen	Basse	Elevée
Gestion active de la demande	Moyen	Basse	Elevée
Surveillance par vidéo	Elevé	Moyenne	Moyenne
Transmission de voix et données	Moyen/ Elevé	Moyenne	Elevée/moyenne
Recharge des véhicules électriques	Moyen	basse	Elevée

I.1.2.1 Infrastructure de la couche communication

Elle est basée sur une latence faible (entre nœuds du réseau), une grande probabilité d'accomplissement des opérations sans erreurs (high reliability) et de sécurité.

I.1.2.1.1 Réseau domestique (Home area network HAN)

Ajouter l'intelligence et le contrôle aux équipements résidentiels ou des bâtiments aboutit à une technologie HAN. Les smart équipements dans un smart home, peuvent

communiquer entre eux mais peuvent également recevoir un signal de la commande de la part des utilités.

I.1.2.1.2 Infrastructure de comptage avancée (Advanced metering infrastructure AMI)

Cette infrastructure collecte toutes les données des compteurs intelligents de la DAS et les envoie au WAN. Le déploiement de l'AMI permet aux utilities de contrôler l'usage des machines, d'envoyer des commandes en temps réel et de contrôler la distribution au niveau du réseau. Elle est également nommée FAN (Field Area Network).

I.1.2.1.3 Réseau à large zone (Wide area network WAN)

Ce réseau transmet les informations collectées de l'AMI aux serveurs de contrôle des utilities incluant le management des données des compteurs (MDM), le CRM (Customer Relationship Management), et la demande-réponse (DR), ainsi que la DA (distribution Automation).

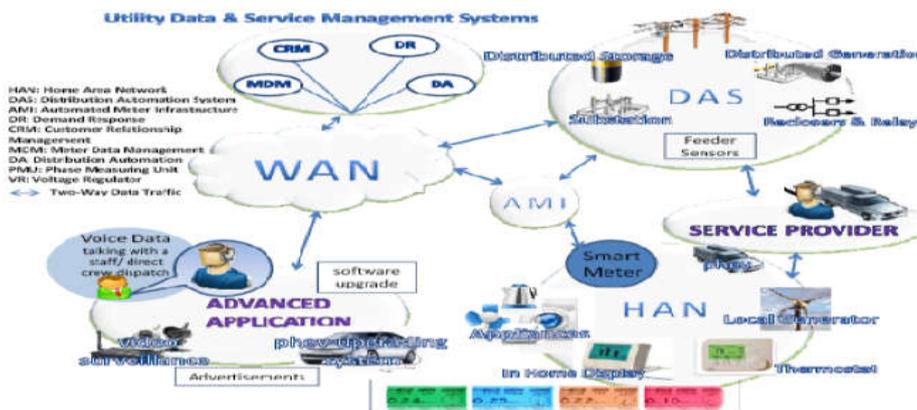


Figure 7 : Infrastructure et gestion de haut niveau du réseau de communication dans le Smart Grids.

I.1.3 La couche "SMART GRID INFORME"-APPLICATIONS

Les réseaux électriques intelligents couvrent un grand nombre des domaines d'applications: le transport, la distribution, le comptage, le raccordement des ENR, les télécommunications, le véhicule électrique, la gestion de la demande, etc. Pour garantir l'interopérabilité des réseaux intelligents, depuis la communication entre les différents points des réseaux jusqu'aux applications commerciales décentralisées complexe, avec un ensemble uniforme de définitions assurant une vision des différents composants du réseau intelligent commune à tous les états; ces différents domaines ont besoin de définir des interfaces communes à travers des architectures de services et de télécommunications standardisées et interopérables.

Chaque domaine d'application fait l'objet de normes particulières, qui doivent prendre en compte les normes établies dans les autres domaines pour permettre l'interopérables.

I.1.3.1 Le compteur intelligent Linky

Les compteurs actuels sont des compteurs électromécaniques ou électroniques. Ils mesurent l'énergie consommée et nécessitent l'intervention de techniciens pour opérations les plus simples de la vie courante (mise en service, relevé, modification de puissance). (Voir la figure 8).

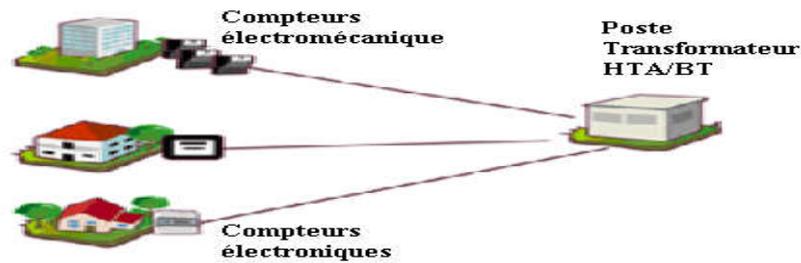


Figure 8 : Architecture d'un réseau classique.

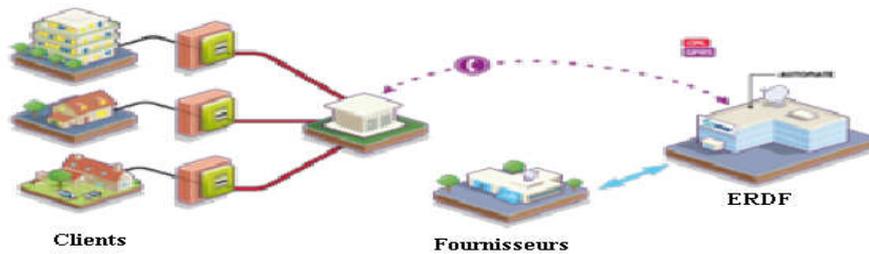


Figure 9: Architecture d'un réseau intelligent utilisant le compteur Linky smart meter.

Linky communique avec un concentrateur, sorte de mini-ordinateur intégré aux postes de transformation gérés par ERDF (filiale d'EDF). Le concentrateur est relié au centre de supervision. Toutes les données de consommation sont cryptées dès la source. La protection des informations personnelles des utilisateurs est garantie.

La facture pourra être calculée sur la base de consommation réelle, et non plus sur des estimations. Les consommateurs pourront visualiser leur consommation d'électricité et ainsi mieux la maîtriser, en se connectant par exemple sur internet ou via un smartphone. En cas de panne sur le réseau, le diagnostic sera facilité. La réalimentation en électricité sera donc plus rapide.

I.2 Caractéristiques de l'architecture des smart Grids

Les réseaux intelligents peuvent être définis selon les caractéristiques en matière de:

I.2.1 Flexibilité

Ils permettent de gérer plus finement l'équilibre entre production et consommation. Le réseau intelligent fera usage de technologies qui améliorent la détection des erreurs et permettent l'auto-guérison du réseau sans l'intervention de techniciens. Cela permettra d'assurer un approvisionnement plus fiable en électricité et de réduire la vulnérabilité aux catastrophes naturelles ou des attentats. [05]

I.2.2 Fiabilité

Ils améliorent l'efficacité et la sécurité des réseaux. Des contributions à l'amélioration globale de l'efficacité de l'infrastructure énergétique sont prévues à partir du déploiement de la technologie smart grids, y compris la gestion de la demande, par exemple éteindre les climatiseurs au cours à court terme des pics de consommation ou coût de l'électricité. L'effet global est d'avoir moins de redondance dans les lignes de transmission et de distribution, et une plus grande utilisation des générateurs, pour avoir des prix plus faibles. [05]

I.2.3 Accessibilité

Ils favorisent l'intégration des sources d'énergies renouvelables sur l'ensemble du réseau. La nouvelle génération de transmission et de distribution sera mieux en mesure de gérer les flux d'énergie possibles bidirectionnels, permettant la génération distribuée, l'utilisation des systèmes de stockage et la charge des/vers les batteries des véhicules électrique...etc.

Les réseaux classiques ont été conçus pour un simple écoulement de puissance, mais si un sous réseau local génère plus de puissance, le flux inverse peut soulever des problèmes de sécurité et de fiabilité. Le smart Grids vise à gérer ces situations. [05]

I.2.4 Réglage de la charge

La charge totale connectée au réseau électrique peut varier considérablement à la fonction du temps. Traditionnellement, pour répondre à une augmentation rapide de la consommation d'énergie, plus vite de temps de réponse des générateurs de secours, la solution est le délestage des certaines charges, ou mettre certains générateurs de secours en mode veille dissipatif, qui influence directement sur la qualité et le coût d'énergie.

Un smart grids peuvent répondre à la variation et fluctuation des charges, à l'aide de son infrastructure modernisée et interconnectée. Par des algorithmes d'optimisation de consommation et modulation des charges. Il peut réduire la charge temporairement ou en continu dans le cas des ressources limitées. [05]

I.2.5 Économie

Ils apportent, grâce à une meilleure gestion du système, des économies d'énergie et une diminution des coûts (à la production comme à la consommation).

I.2.6 Modulation de charge, de mise à niveau et la tarification

Pour réduire la demande pendant les périodes de haute consommation, des communications et des technologies de mesure, pour informer les dispositifs intelligents dans les réseaux. Elles donnent également aux gestionnaires des réseaux la possibilité de réduire la consommation en communiquant avec des dispositifs directement, afin d'éviter les surcharges du système. Les prix de l'électricité sont augmentés pendant les périodes de forte demande, une diminution pendant les périodes de faible demande. On pense que les consommateurs et les entreprises auront tendance à consommer moins pendant les périodes de forte demande s'il est possible pour les consommateurs et les appareils grand public d'être au courant de la prime pour l'utilisation à prix élevé de l'électricité aux périodes de pointe. Lorsque les consommateurs voient un avantage économique direct de l'utilisation d'énergie pendant les heures creuses cela devient parfois plus efficace, la théorie est qu'ils comprennent le coût de l'énergie de fonctionnement dans leurs dispositifs de consommateurs.

I.2.7 La durabilité

La flexibilité accrue du réseau intelligent permet une plus grande pénétration de très variables sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire et l'énergie éolienne, même sans l'ajout de stockage de l'énergie. L'infrastructure actuelle du réseau n'est pas construite pour permettre l'alimentation en nombre de points distribués, et généralement, même si certains aliments en sont autorisés au niveau local (la distribution), l'infrastructure du niveau de transport ne peut pas l'accueillir. Les fluctuations rapides de la production distribuée, comme dues à un temps nuageux, présentent d'importants défis pour les ingénieurs qui ont besoin d'énergie pour assurer des niveaux de puissance stables en faisant varier la sortie des générateurs plus contrôlables comme les turbines à gaz et des générateurs hydroélectriques.

I.2.8 Réponse à la demande soutien

La réponse de la demande soutien permet aux producteurs et aux charges d'interagir de manière automatisée en temps réel et de la coordination de la demande pour aplatir les pointes. L'élimination de la fraction de la demande qui se produit dans ces pics diminue le coût élevé à cause des générateurs de réserve, les réductions de l'usure, prolonge la vie de

l'équipement et permet aux utilisateurs de réduire leurs factures d'énergie, en commandant les appareils de faible priorité d'utiliser de l'énergie uniquement lorsque c'est le moins cher.

I.2.9 Plate-forme de service avancés

L'utilisation des flux de communication bidirectionnelles, capteurs avancés et la technologie de calcul distribué visera à améliorer l'efficacité, la fiabilité et la sécurité de la livraison de puissance. Il ouvre également la possibilité de services entièrement nouveaux ou l'amélioration sur ceux qui existent déjà, tels que la surveillance d'incendies et des alarmes qui peuvent couper l'alimentation électrique, faire des appels téléphoniques aux services d'urgence, etc.

I.3 Fonctionnement du Smart Grids

Au sens large, un réseau intelligent associe l'infrastructure électrique aux technologies numériques qui analysent et transmettent l'information reçue. Ces technologies sont utilisées à tous les niveaux du réseau: production, transport, distribution et consommation.

Un contrôle des flux en temps réel: des capteurs installés sur l'ensemble du réseau indiquent instantanément les flux électriques et les niveaux de consommation. Les opérateurs du réseau peuvent alors réorienter les flux énergétiques en fonction de la demande et envoyer des signaux de prix aux particuliers pour adapter leur consommation (volontairement ou automatiquement).

L'interopérabilité des réseaux : l'ensemble du réseau électrique comprend le réseau de transport et le réseau de distribution. Le premier relie les sites de production d'électricité aux zones de consommation: ce sont les grands axes qui quadrillent le territoire. Le réseau de distribution s'apparente aux axes secondaires. Il achemine l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux. Par l'échange instantané d'informations, les smart grids favorise une interopérabilité entre les gestionnaires du réseau de transport et ceux du réseau de distribution.

L'intégration des énergies renouvelables au réseau : les réseaux intelligents reposent sur un système d'information qui permet de prévoir à court et à long terme le niveau de production et de consommation. Les énergies renouvelables qui fonctionnent souvent par intermittence et de façon peu prévisible (ex: l'éolien) peuvent ainsi être mieux gérées.

Une gestion plus responsable des consommations individuelle: les compteurs communicants (ou compteurs évolués, "*Linky*" pour l'électricité) sont les premières versions d'application du réseau intelligent. Installés chez les consommateurs, ils fournissent des informations sur les prix, les heures de pointe de consommation, la qualité et le niveau de

consommation d'électricité du foyer. Les consommateurs peuvent alors réguler eux-mêmes leur consommation au cours de la journée. De leur côté, les opérateurs du réseau peuvent détecter plus vite les pannes. [06]

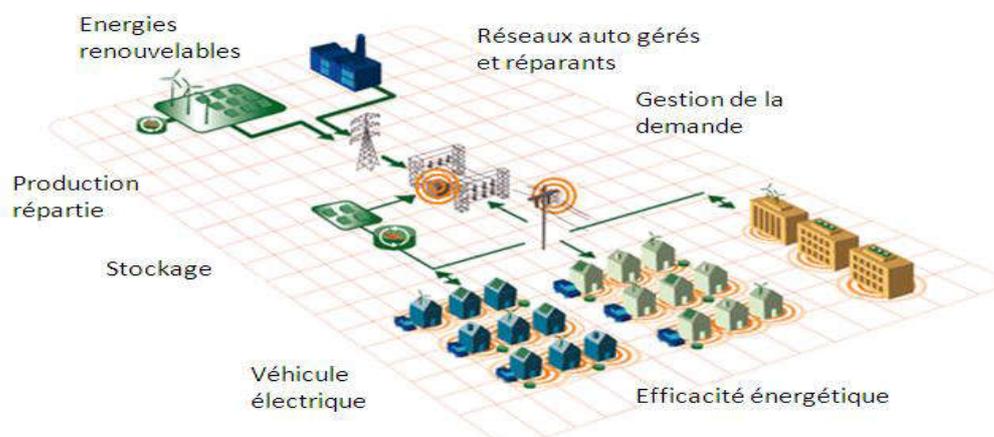


Figure 10: Schéma d'un réseau intelligent Smart Grids [08].

I.4 Micro grids

Les micro grids sont des réseaux électriques de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable et de meilleure qualité à un petit nombre de consommateurs. Ils agrègent de multiples installations de production locales et diffuses (micro-turbines, piles à combustible, petits générateurs diesel, panneaux photovoltaïques, mini-éoliennes, petite hydraulique), des installations de consommation, des installations de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être raccordés directement au réseau de distribution ou fonctionner en mode îlot. Le concept est en train de s'élargir aux réseaux de chaleur et de gaz. Le concept du microgrid peut ainsi être pensé de façon multi-fluide et il peut concerner différentes échelles du territoire (bâtiment, quartier, zone industrielle ou artisanales, village, etc.). [07].

Les micro-réseaux sont définis par la commission européenne dans le cadre des projets "Microgrid" et "More Microgrid", comme des systèmes qui comportent des systèmes de distribution de basse tension avec des sources d'énergie distribuée, telles que les micro turbines, les piles à combustibles, les systèmes photovoltaïques, etc., des systèmes de stockage tels que les volants d'inertie, les supra condensateurs et les batteries, et des charges contrôlables, qui ont des possibilités d'être contrôlées vis-à-vis de l'opération du réseau. Les micro-réseaux sont connectés au réseau de distribution mais peuvent également fonctionner en mode îlot, en cas de défaut dans le réseau principal.

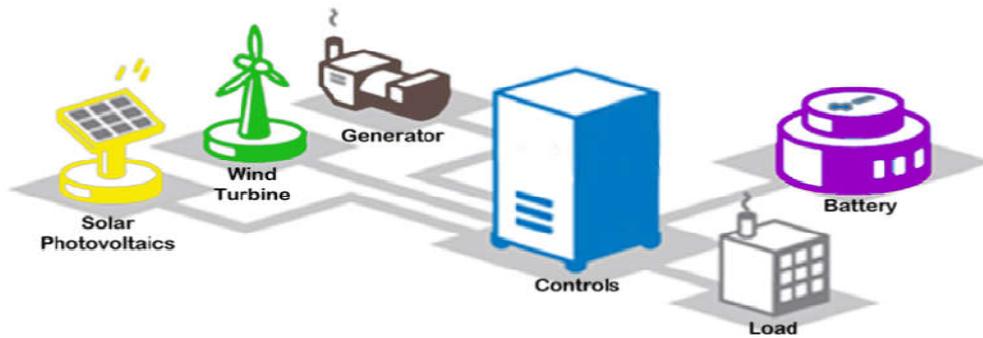


Figure 11 : les éléments d'un micro réseau (microgrid).

I.5 Smart Home

Le concept de Smart Home regroupe de nombreuses applications: domotique, efficacité énergétique, services liés aux ENR, mise en réseau des appareils consommant de l'électricité, optimisation du mix énergétique domestique et demain arbitrage avec le stockage...etc.[08]

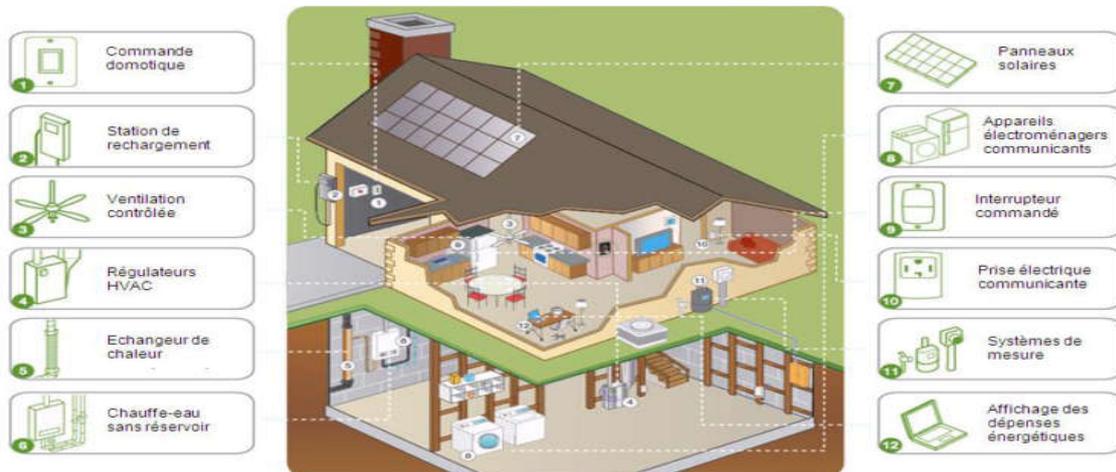


Figure 12 : Smart Home, de nombreuses applications dans le domaine de l'énergie et des utilities.

I.6 Smart Meter (Compteur intelligent)

L'expression Smart Grids est souvent associée au concept de compteur intelligent (smart meter) capable de donner une facturation par tranche horaire permettant aux consommateurs de choisir le meilleur tarif chez les différentes entreprises productrices, mais aussi de jouer sur les heures de consommation, permettant ainsi une meilleure utilisation du réseau électrique. Un tel système permettrait aussi de cartographier plus finement les consommations et de mieux anticiper les besoins, à l'échelle locale.

Les grandes entreprises du secteur de l'informatique, comme Google et Microsoft, travaillent sur ces compteurs intelligents pour en faire des interfaces de suivi (tableaux de bord) de la consommation. L'utilisateur peut alors connaître le détail de sa consommation, par

pièce, par interrupteur, par période, par type d'équipements, et connaître les postes sur lesquels des économies d'énergie sont possibles. [09]



Figure 13 :Compteur intelligent.

I.6.1 Comparaison des compteurs intelligents et des compteurs traditionnels

Tableau 2 : Comparaison des performances d'un compteur intelligent et traditionnel.

	Compteur Intelligent	Compteur traditionnel
Affichage	Compteur numérique à affichage numérique.	Compteur analogue à molettes.
Mesure	Quantité d'électricité consommée et à quel moment (généralement par heure avec horodatage).	Quantité d'électricité consommée sur une période de facturation (généralement un ou deux mois).
Enregistrement	Relevés automatisés : les compteurs transmettent les données aux entreprises de distribution par voie électronique via un réseau sans fil.	Relevés manuels: un employé de l'entreprise de distribution se rend en personne au domicile du consommateur pour consigner les données.
Communication	Communications bilatérales entre les compteurs et les entreprises de distribution	Aucune capacité de communication
Tarification	Tarification selon l'heure de consommation (structure tarifaire à trois niveaux : période de pointe, période médiane et période creuse) reflétant les fluctuations des coûts de l'électricité durant la journée.	Tarification à deux niveaux: un tarif pour la consommation jusqu'à un seuil déterminé et un autre tarif pour la consommation dépassant ce seuil.

I.6.2 Fonctionnement d'un compteur intelligent

Un compteur intelligent comporte deux fonctions : la mesure, une mesure de compteur intelligent de la consommation d'énergie toutes les 15 minutes et de communication dans un réseau pour transférer des données de comptage.

Pour des fins de communication, un compteur intelligent dispose de quatre ports. Le premier port P1 peut être utilisé par le consommateur pour accéder au compteur. Quelques compteurs qui sont disponibles sur le marché mesurent déjà 10 secondes des données d'intervalle qui peut être consulté par le port P1. Un réseau domicile (A Home Area Network) peut être formé par ce port en connectant différents types de dispositifs pour les compteurs intelligents. Cela pourrait être des dispositifs qui surveillent et contrôlent la consommation d'énergie. Grâce à ce port que vous ne pouvez pas envoyer des données à des mètres, seulement lire les données du compteur. Le Port P2 peut être utilisé pour la communication entre le compteur intelligent et d'autres instruments de mesure, par exemple le compteur de gaz ou de l'équipement de réseau. Le troisième port, Port P3 peut être utilisé pour la communication entre le compteur intelligent et l'accès à Central Server (CAS). Grâce à ce serveur, les parties autorisées peuvent accéder aux données de comptage. Ce processus peut être déclenché à la fois sur la demande d'un compteur réelle lue par un participant au marché ou fait automatiquement. CAS est un organisme qui est responsable de l'échange de données entre les acteurs du marché de l'électricité. Enfin, le port P4 est un port sur le serveur CAS. Grâce à ce marché du port partis comme fournisseur d'énergie ou de fournisseurs de services indépendants peuvent accéder CAS. [10]

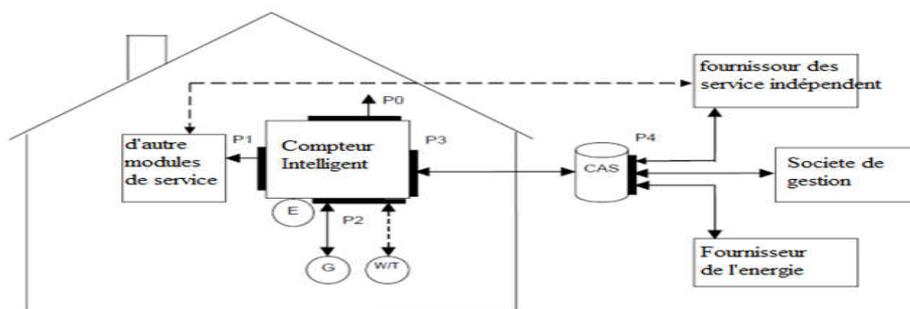


Figure 14 : Fonctionnement d'un compteur intelligent.

I.7 Véhicule électrique

Cela fait longtemps que l'on prédit l'émergence du marché des véhicules électriques. Le développement des réseaux électriques, celui des technologies de stockage, la prise de conscience écologique semble enfin créer les conditions de création d'un marché de masse, sur les traces des premiers succès enregistrés par les hybrides. [11]

L'industrie automobile fait face à des difficultés économiques, où la sécurité d'approvisionnement en énergie et l'indépendance énergétique sont aux centres des enjeux Multilatéraux. L'impact de la voiture électrique est donc exceptionnel tant dans ses perspectives que dans son envergure. Toute la filière est remise en cause.



Figure 15 : Voiture recharge intelligente.

Aussi, les autorités publiques doivent s'engager dans l'accompagnement du développement du véhicule électrique. C'est un pari ambitieux que les acteurs industriels prennent et qu'il sera nécessaire d'appuyer afin qu'il soit réussi. Les utilités ont tout autant besoin de ce succès pour garantir leur essor.

I.8 Intérêts et grands défis

Sachant que l'électricité ne peut pas être stockée facilement, rapidement et économiquement en grandes quantités, les technologies du «réseau intelligent» cherchent à ajuster en temps réel la production et la distribution (offre et demande) de l'électricité en hiérarchisant les besoins de consommation (quantité et localisation) selon leur urgence afin de

- ❖ Optimiser le rendement des centrales.
- ❖ Eviter d'avoir construire de nouvelles lignes.
- ❖ Minimiser les pertes en ligne.
- ❖ Optimiser l'insertion (aléatoire) de la production décentralisée, en particulier d'origine renouvelable.
- ❖ Distribuer l'électricité au meilleur prix possible.
- ❖ Diminuer ou éliminer les problèmes liés à l'intermittence de certaines sources (solaires, éolien, énergie marémotrice, et à moindre titre hydroélectricité).
- ❖ Faciliter la connexion et le fonctionnement des générateurs de toutes tailles et des technologies.
- ❖ Permettre aux consommateurs de jouer un rôle dans l'optimisation du fonctionnement du système.

- ❖ Fournir aux consommateurs une plus grande information et le choix de l'offre.
- ❖ Réduire de manière significative l'impact environnemental de l'ensemble du système d'alimentation en électricité.
- ❖ Offrir des niveaux de fiabilité et de sécurité d'approvisionnement accrue.

Pour atteindre ces objectifs, la recherche est nécessaire pour développer des technologies et des outils novateurs dans les domaines de la transmission, la distribution, le stockage de l'énergie, l'électronique de puissance, la sécurité informatique et de l'instrumentation.

L'équipe Smart Grids mène des recherches sur les problèmes suivants :

1) Fonctionnement optimal et stable : Développer des algorithmes de test pour l'estimation et le contrôle de l'état du système d'alimentation précise en utilisant PMU (unité de mesure de phaseur) pour un fonctionnement optimal, Concevoir des techniques d'évaluation de la stabilité en temps réel pour être utilisés comme la gestion de la charge et de délestage, Commercialisation de l'électricité.

2) Intégration efficace des sources et des charges: Puissance de conception des circuits et techniques pour l'intégration des sources d'énergie renouvelables aux systèmes électroniques de pointe et améliorer la qualité de l'alimentation.

3) Communication résiliente et sécurisée: Concevoir des systèmes de communication sans fil pour faciliter la communication bidirectionnelle entre les consommateurs et les centres de contrôle et de mettre en œuvre véritable marché d'alimentation de temps.

4) Vieillesse et durée de vie : problèmes de détermination de l'âge sur la base de l'état plutôt que d'années de service, Estimation de reste de la vie des composants critiques (par exemple transformateurs) dans la grille sous des conditions de stress pour permettre l'acheminement économique et efficace de la puissance

5) Instrumentation précise: Conception de pointe UGP, les compteurs intelligents et d'autres instruments.

6) Protection contre les perturbations et les menaces: Améliorer la protection en utilisant une instrumentation numérique, la communication et la vitesse de commutation, Applications des Technologie de l'Information. [12]

I.9 Nouveaux défis dans les Smart Grids

Cela fait longtemps que l'on prédit l'émergence du marché des véhicules électriques. Le développement des réseaux électriques, celui des technologies de stockage, la prise de

conscience écologique semble enfin créer les conditions de création d'un marché de masse, sur les traces des premiers succès enregistrés par les hybrides.

I.10 Problématiques et solutions

I.10.1 Propriété des données

La propriété des données, notamment en provenance des sites clients fait l'objet d'une rude bataille. Ces données ont une valeur pour l'ensemble des acteurs dans une optique d'optimisation de leur activité et de maximisation de leur performance. Elles permettent enfin de développer de services ajoutés forte marge. Cette propriété peut être revendiquée par le consommateur lui-même, car elle représente une donnée qu'il peut, dans certains cas, considérer comme privée, par le distributeur, installateur et quelque fois propriétaire du compteur ou par le revendeur d'énergie.

I.10.2 Respecte la vie privée confidentialité

Les compteurs intelligents collecteront une grande quantité de données sur la consommation de chaque famille. Il s'agit d'abord de la quantité d'énergie consommée chaque quart d'heure, mais prochainement des informations sur le type d'appareil utilisé (chauffage, éclairage, électroménager, etc.) pourraient être déduites des mesures faites par le compteur.

Ces informations mettent en lumière le style de vie du consommateur: horaires, nombre de personnes et peuvent donc atteindre à la vie privée des résidents.

Il y a quelque mois le parlement néerlandais a bloqué un projet de compteur intelligent en raison d'inquiétudes sur la protection de la vie privée. Ces aspects devront faire l'objet d'une réglementation adéquate.

I.10.3 Au niveau des véhicules électriques

L'industrie automobile fait face à des difficultés économiques, ou la sécurité d'approvisionnement en énergie et l'indépendance énergétique sont aux centres des enjeux multilatéraux. L'impact de la voiture électrique est donc exceptionnel tant dans ses perspectives que dans son envergure. Toute la filière est remise en causes.

Aussi, les autorités publiques doivent s'engager dans l'accompagnement du développement du véhicule électrique. C'est un pari ambitieux que acteurs industriels

prennent et qu'il sera nécessaire d'appuyer afin qu'il soit réussi. Les utilités ont tout autant besoin de ce succès pour garantir leur essor.

Ainsi, l'augmentation du risque de point fragilisation du réseau électrique: Ne pas anticiper le surplus de consommation lié rechargement des voitures électriques pourrait engendrer d'importants désagréments en surchargeant les pointes et l'utilisation des réseaux parfois déjà à leurs limites. Le signal tarifaire, tout autant que la communication vers le véhicule sont des outils à mettre en œuvre pour permettre des rechargements programmés en heures creuses.

I.10.4 Au niveau des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont aléatoires et dépendant des conditions de nuit ou de jours. L'éolien ne produit évidemment de l'électricité que s'il y a du vent. Le solaire fabrique des kilowattheures d'électricité quand il y a du soleil ou suffisamment de lumière. Sans possibilité de stockage, le caractère intermittent de l'éolien soulève le problème de la disponibilité énergétique. Suivant les conditions climatiques, les fermes éoliennes seront en sur ou sous-production par rapport à la demande énergétique. L'utilisation des centrales thermiques pour pallier le manque du vent est aujourd'hui une solution techniquement facile à mettre en œuvre, mais qui pénalise très fortement la signature carbone du portefeuille énergétique.

I.10.5 Au niveau de la QOS

De multiples risques doivent être considérés, parmi lesquels:

- Le piratage de données personnelles.
- L'usage frauduleux des moyens de communication.
- L'attaque sur les infrastructures de contrôle et de gestion du réseau électrique.
- Le risque de perte ou de détournement des données de consommation.
- Les solutions de communication mettent en œuvre des technologies hétérogènes et des protocoles variés pour transporter des données avec des qualités de services différentes. Ces solutions sont basées sur les réseaux de télécommunications privés et publics. La vision de bout en bout de la qualité de service des réseaux, avec la possibilité de mesurer, d'analyser et de corréler les informations collectées de l'ensemble des éléments des réseaux, est cruciale.

I.10.6 Au niveau des protocoles

L'ensemble du système électrique devra se développer de la manière la plus efficace possible afin de relever les nouveaux défis et de satisfaire les besoins des utilisateurs.

Il existe de très forts besoins d'interopérabilité dans des domaines très divers (exploitation et automatisation des réseaux, gestion des ressources énergétique décentralisées, automatisation de l'industrie, des immeubles et des logements particulière, compteurs communicants), ainsi que la nécessité d'assurer un niveau élevé de cohérence, de sûreté, de protection des données et de la vie privée, et d'un bon rapport cout/ efficacité. Tous ces domaines et leur intégration dans un seul système interopérable se situent à différents degrés de maturité.

I.10.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donné un aperçu général sur les réseaux électriques intelligent (smart grids), on donne leur différente définition, les nouveaux défis dans les smart grids, les systèmes intervenant sur un réseau intelligent ainsi que leurs applications actuelles.

L'introduction d'une certaine intelligence dans le réseau de distribution d'énergie électrique visera entre autres à mieux réguler la distribution grâce à la diffusion à l'aide de compteurs intelligents de l'information de consommation en temps réel des usagers. Le mot "smart grids" désigne un ensemble d'outils logiciels et matériels qui permettront une distribution efficace de l'énergie, une réduction de la marge de production instantanée, une possibilité de transfert d'énergie dans les deux sens, des systèmes de surveillance et de monitoring avancés fonctionnant en temps réel. La diffusion de ces dernières informations se fera au travers d'un réseau dont la topologie est très variable selon les régions mais il est clair que le moyen de transmission privilégié sera le réseau électrique 50 Hz via la technologie des CPL (Courants Porteurs en Ligne).

On peut conclure que le smart grids va vers une architecture nouvelle qui doit de braser sur des systèmes de routage, des algorithmes, des protocoles et sur des technologies de communication qui doivent s'adapter aux besoins de ce dernier, ce qu'on va voir dans le chapitre suivant.

L'analyse de l'architecture des smart grids nous indique que le développement se fait de manière significative sur des réseaux qui n'étaient pas conçus à l'origine pour accueillir de la production à large échelle. Ainsi, il est apparu rapidement des besoins en termes d'intégration et de gestion de cette production, de l'évolution des architectures du réseau et de ses protections, de la sûreté de fonctionnement ainsi que la gestion des régimes de défauts des réseaux de distribution en présence de production, décentralisée.

CHAPITRE II

FACTs, Description, Modélisation et Application

II.1 Introduction

Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances aussi bien actives que réactives. Ce chapitre a pour objectif de présenter les caractéristiques et les potentiels des trois types de FACTS (série, parallèle, hybride) en expliquant leur principe de fonctionnement et leur rôle dans un réseau. Auparavant, on évoquait la problématique des caractéristiques des réseaux électriques. Et en dernier, on s'intéresse par l'étude d'une FACT Type Parallèle "DSMES", dans les réseaux de distribution moderne "Smart grids".

II.2 Problématique de tension, de fréquence et de sécurité des réseaux

II.2.1 Tension

La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits soient inférieurs aux capacités de transport de chaque ouvrage du réseau. Il faut également surveiller le niveau de tension électrique qui doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. En effet, la tension peut localement être dégradée, par exemple les jours de forte consommation. La circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension. La figure 16 montre un exemple de profil de tension [13].

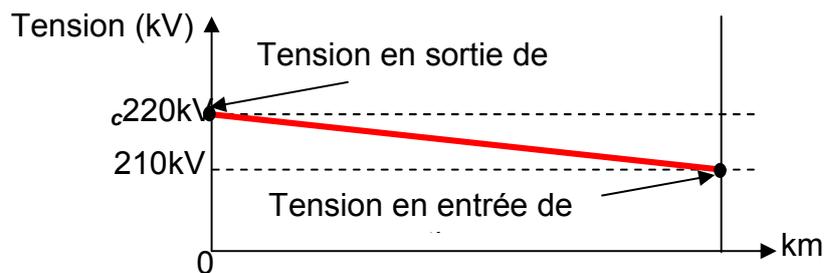


Figure 16 : Exemple de profil de tension.

Pour que la tension reste à chaque instant dans une plage acceptable pour les matériels, des dispositifs de réglage automatique de la tension sont répartis sur le réseau de transport. Ils agissent principalement sur les groupes de production, qui peuvent réguler la tension au point du réseau où ils sont raccordés. Ces dispositifs sont importants pour la sûreté de fonctionnement du système électrique, car ils évitent l'apparition de phénomènes tels que les écroulements de tension. Pour fournir une tension supérieure à la tension minimale autorisée en tout point du réseau, même en bout de ligne, les groupes de production élèvent la tension à

un niveau supérieur à la tension nominale. Le plan de tension sur le réseau 220kV en Algérie est défini en temps réel par le gestionnaire des réseaux de transport d'électricité-**SONELGAZ**, qui fixe les tensions à maintenir en un certain nombre de points dits « points pilotes », de manière à éviter les écroulements de tension.

II.2.2 Fréquence

Les centrales doivent à tout instant produire la quantité d'électricité nécessaire à l'alimentation de la consommation. Pour répondre à cet impératif, leurs alternateurs doivent tourner à la même vitesse électrique, afin de produire une tension de fréquence uniforme dans tout le réseau.

La fréquence doit être maintenue autour d'une valeur nominale 50 Hz ou 60Hz, quelles que soient les variations de consommation ou de production. Un fonctionnement correct est autorisé dans une plage déterminée de fréquence. Si la fréquence sort de cette plage autorisée, des systèmes de régulation dans les centrales interviennent pour la ramener à la valeur de synchronisme (50Hz ou 60Hz).

II.2.3 Sécurité des réseaux de transport

Le niveau de sécurité d'un réseau est jugé satisfaisant si, d'une part, il est apte à assurer l'équilibre production-consommation en respectant certaines limites admissibles liées aux transits de puissance dans les lignes, aux tensions en chaque nœud et aux points de fonctionnement des groupes de production et si, d'autre part, il est capable de surmonter une perturbation qu'elle soit petite ou grande d'où les notions de sécurité (ou stabilité) statique et sécurité (ou stabilité) dynamique [14].

II.2.4 Sécurité statique

La **sécurité statique** concerne le bon fonctionnement du réseau en régime permanent qui ne peut être garanti que si toutes les consommations actives et réactives sont satisfaites avec des valeurs de tension et de fréquence comprises dans les intervalles admissibles et comprises entre des limites maximales et minimales. Des tensions trop basses peuvent conduire à un écroulement généralisé du réseau et des tensions trop élevées peuvent endommager les équipements ou dégrader leur fonctionnement. Les transits dans les lignes et les transformateurs doivent être inférieurs aux limites admissibles, que ce soit pour les courants ou pour les puissances.

II.2.5 Sécurité dynamique

La **sécurité dynamique** concerne l'évolution temporelle du réseau après une perturbation. Pour les grandes perturbations (perte d'un ouvrage, court-circuit,...), les variations importantes des grandeurs physiques peuvent faire perdre le synchronisme aux générateurs. De telles perturbations sont susceptibles de provoquer des comportements non linéaires du système. On parlera alors de problème de stabilité transitoire, ou stabilité de la première oscillation. Celle-ci dépend fortement de l'ampleur, de la durée et de la position de la perturbation, ainsi que de l'état initial du réseau. Pour les petites perturbations (variations graduelles de charges), nous parlerons de stabilité dynamique, ou stabilité en petits mouvements.

En fait, les termes transitoire et dynamique caractérisent des phénomènes à échelles de temps différentes. Le régime transitoire concerne les instants immédiats après la perturbation alors que le régime dynamique désigne la période suivant le régime transitoire jusqu'à ce que le système revienne à l'état d'équilibre (quelques dizaines de secondes), ou qu'il ne devienne instable.

II.2.6 Remèdes

Le maintien du plan de tension dans les réseaux de transport et de répartition est un problème local contrairement au problème de maintien de la fréquence qui est un problème global impliquant l'ensemble du réseau interconnecté. Le réglage de la fréquence est étroitement lié à celui de la puissance active (couplage P/f). Le réglage de la tension est étroitement lié à celui de la puissance réactive (couplage Q/V).

En régime normal, il y a découplage entre les deux types de réglage, ce qui permet de les étudier et de traiter les problèmes de manière indépendante. Des outils de réglage conventionnels ou associés à des dispositifs FACTS peuvent contribuer à maintenir aussi bien la tension que la fréquence des réseaux dans les limites autorisées.

II.3 FACTS

Les FACTS permettant de modifier très rapidement l'équilibre des couples agissant sur les arbres des groupes de production de l'énergie électrique, par modification des puissances électriques échangées entre nœuds du réseau. On comprend qu'ils puissent jouer un rôle dans l'amortissement des oscillations de puissance [15, 16, 17].

Il existe trois types de FACTS :

- **Les compensateurs parallèles**, appelés aussi compensateurs de puissance réactive, contrôlent le flux de puissance réactive dans la ligne. Ils permettent de maintenir la tension du réseau au point de connexion dans une plage bien déterminée pour le bon fonctionnement du réseau.
- **Les compensateurs séries** ou compensateurs d'impédance agissent par l'ajustement de l'impédance de la ligne. Ce type de compensateurs est capable de contrôler le transit de puissance active dans la ligne.
- **Les compensateurs hybrides** associent compensateurs séries et parallèles. Ces compensateurs modifient les flux de puissances active et réactive en agissant sur tous les paramètres: tension, angle, impédance tels qu'indiqués dans le réseau de la figure 17 ci-dessous qui représente un réseau d'interconnexion entre 2 nœuds i et j .

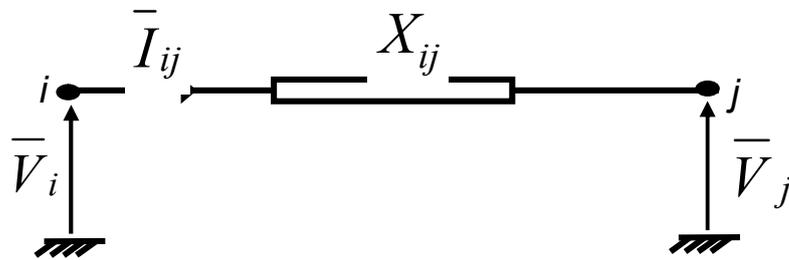


Figure 17 : Réseau d'interconnexion.

Les tensions aux nœuds i et j sont telles que :

$$\bar{V}_i = V_i e^{j\delta_i} \quad (\text{II.1})$$

$$\bar{V}_j = V_j e^{j\delta_j} \quad (\text{II.2})$$

La puissance de transit S_{ij} entre les nœuds i et j est telle que :

$$S_{ij} = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_{ij}^* \quad (\text{II.3})$$

Sachant que :

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} \quad (\text{II.4})$$

On déduit que :

$$P_{ij} = \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (\text{II.5})$$

$$Q_{ij} = \frac{V_i^2}{X_{ij}} - \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (\text{II.6})$$

II.3.1 FACTS de type parallèle

Les systèmes de compensation conventionnels, tels que les bancs de condensateurs et les inductances actionnées mécaniquement, ont longtemps été utilisés pour augmenter le transit de puissance en régime permanent en contrôlant le profil de la tension le long des lignes de transport. Il a été prouvé que la stabilité transitoire ainsi que la stabilité en régime permanent d'un réseau électrique peuvent être améliorées si le dispositif de compensation peut réagir rapidement. Ceci est possible en utilisant les composants commandables tant à l'ouverture qu'à la fermeture tels que les thyristors GTO (GateTurn-Off) et les transistors IGBT (InsulatedGateBipolar Transistor) [18].

La figure 18 ci-dessous montre la connexion de ce type de FACTS au réseau. X_L est la réactance de la ligne. \bar{V} et \bar{V}' sont les tensions nodales d'extrémités du circuit. \bar{V}_{sh} est la tension injectée du compensateur. X_{sh} est la réactance de la liaison du compensateur shunt avec la ligne.

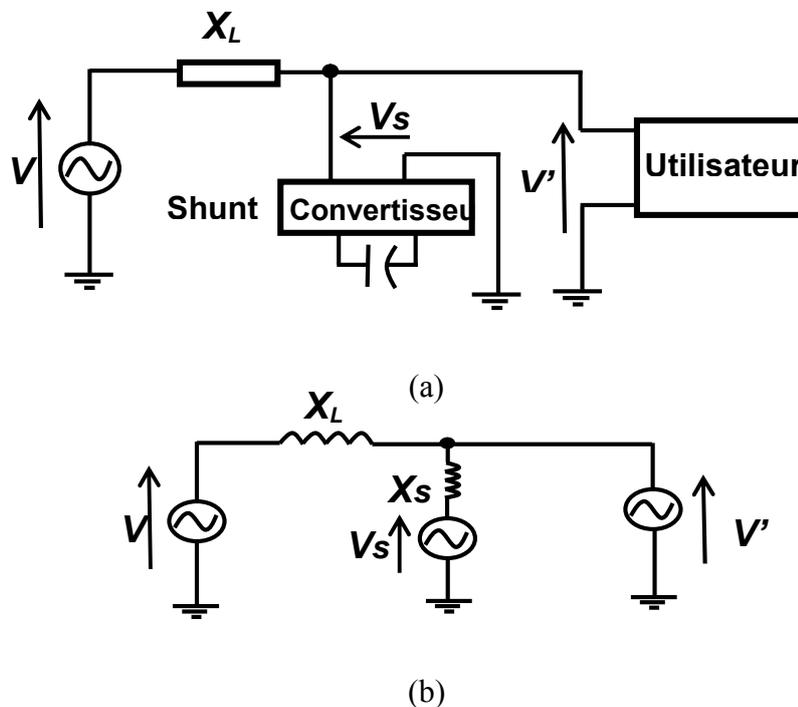


Figure 18 : Schéma d'un réseau équipé d'un compensateur shunt.

II.3.1.1 Compensateur de puissance réactive statique (SVC)

La figure 19 et la figure 20 représentent respectivement la configuration et la caractéristique tension-courant de ce type de FACTS [15, 19].

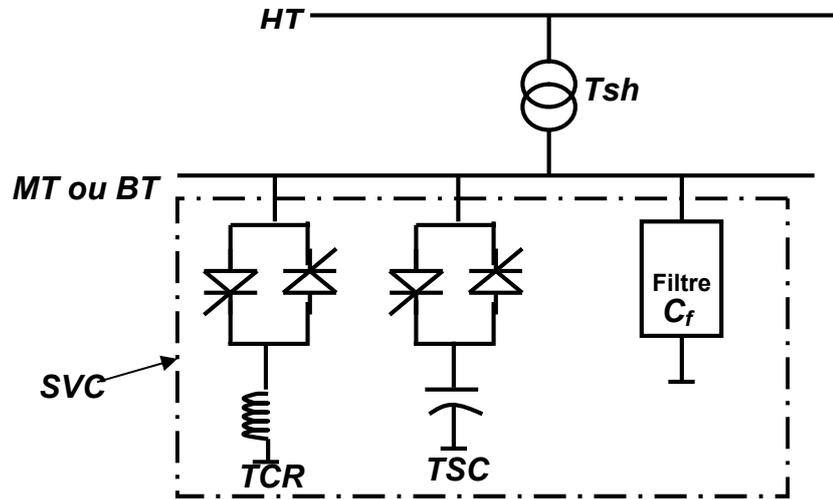


Figure 19 : Schéma du SVC.

Le SVC est l'association d'une inductance commandée par TCR (Thyristor Controlled Reactor), d'un condensateur commuté par TSC (Thyristor-Switched Capacitor) et d'un filtre d'harmoniques.

L'impédance de la liaison du TCR s'exprime par la relation :

$$Z_{TCR} = j \frac{\omega L \pi}{2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)} \quad (\text{II.7})$$

L'impédance de la liaison du TSC s'exprime par la relation :

$$Z_{TSC} = \frac{\pi}{j\omega C [2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)]} \quad (\text{II.8})$$

L'impédance due au filtre est telle que :

$$Z_f = \frac{1}{j\omega C_f} \quad (\text{II.9})$$

L'impédance Z_{SVC} du SVC est telle que :

$$\frac{1}{Z_{SVC}} = \frac{1}{Z_{TCR}} + \frac{1}{Z_{TSC}} + \frac{1}{Z_f} \quad (\text{II.10})$$

L'admittance Y_{SVC} du SVC s'exprime par la relation :

$$Y_{SVC} = \frac{1}{Z_{SVC}} \tag{II.11}$$

La caractéristique du SVC est donnée par la figure 20 :

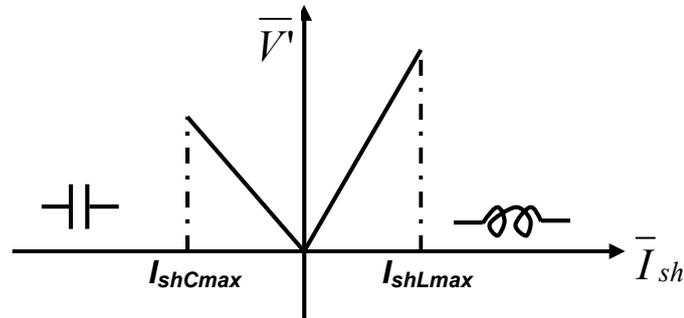


Figure 20 : Caractéristique du SVC.

I_{shCmax} et I_{shLmax} sont les courants limites que peuvent supporter respectivement le TCR et le TSC.

II.3.1.2 Compensateur Synchronisé Statique (STATCOM)

Le STATCOM est un compensateur statique synchrone. Il réalise une compensation de type parallèle en agissant comme un véritable compensateur synchrone statique. Il est constitué d'un convertisseur continu-alternatif à commutation forcée raccordé côté continu à un élément de stockage d'énergie: un condensateur C. La figure 6 montre la structure du dispositif. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de thyristors GTO et de diodes anti-parallèles. [20, 21, 22, 23].

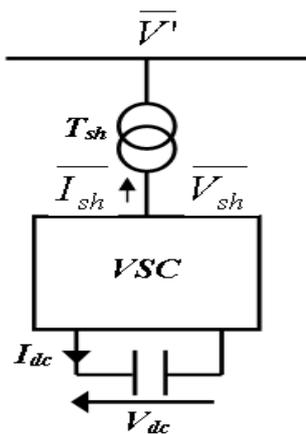


Figure 21 : Schéma de base du STATCOM.

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension du convertisseur \bar{V}_{sh} , qui est en phase avec la tension \bar{V}' de jeu de barres où le STATCOM est connecté au réseau par

le transformateur T_{sh} . L'écoulement des puissances active et réactive, entre ces deux sources de tension est donné par :

$$P_{sh} = \frac{V' \cdot V_{sh}}{X_{sh}} \sin \delta \quad (II.12)$$

$$Q_{sh} = \frac{V'}{X_{sh}} (V' - V_{sh} \cos \delta) \quad (II.13)$$

où δ est le déphasage entre \bar{V}_{sh} et \bar{V}' , δ étant nul, l'équation (II.12) montre qu'il n'y a pas d'écoulement de puissance active entre le STATCOM et le réseau et l'équation (II.13) montre que la puissance réactive échangée dépend de l'amplitude de \bar{V}_{sh} et \bar{V}' . Elle donnée par l'expression (II.14)

$$Q_{sh} = \frac{V'}{X_{sh}} (V' - V_{sh}) \quad (II.14)$$

- Si $V' = V_{sh}$: pas de génération ni d'absorption de puissance réactive.
- Si $V' > V_{sh}$: Le STATCOM absorbe de la puissance réactive provoquant une diminution de V' . Un courant inductif I_{sh} s'établit entre les deux sources de tension à travers la réactance X_{sh} . Ce courant est en retard de 90° par rapport à V' (Figure 22).



Figure 22 : Mode inductif.

- Si $V' < V_{sh}$: Le STATCOM génère de la puissance réactive provoquant une augmentation de la tension V' . Le courant est capacitif I_{sh} . Il est en avance de 90° par rapport à la tension du nœud (Figure 23).



Figure 23 : Mode capacitif.

II.3.1.3 Stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES)

La figure 24 ci-dessous donne le schéma de principe d'un tel dispositif. La bobine supraconductrice ne présente aucune résistance: tout courant qui y est induit, en appliquant par exemple une tension à ses bornes puis en la court-circuitant, va se maintenir jusqu'à ce qu'une tension de polarité inverse soit appliquée ou qu'une résistance soit introduite dans le

circuit pour la décharger. Si l'inductance de la bobine est L_{sm} , elle accumulera une énergie W_{sm} et se charge conformément aux équations (II.15) et (II.16):

$$W_{sm} = \frac{1}{2} L_{sm} I_{sm}^2 \quad (II.15)$$

$$V_{sm} = L_{sm} \frac{dI_{sm}}{dt} \quad (II.16)$$

I_{sm} et V_{sm} sont respectivement le courant de charge et la tension aux bornes de la bobine. L'association d'une bobine supraconductrice utilisée comme accumulateur magnétique supraconducteur d'énergie et d'un convertisseur à commutation forcée de grande puissance constitue le SMES. Les échanges de puissances active et réactive entre la bobine supraconductrice et le réseau électrique à travers le convertisseur convenablement commandé font que le SMES réalise les deux fonctions de régulation, à savoir la régulation de vitesse et celle de tension [24].

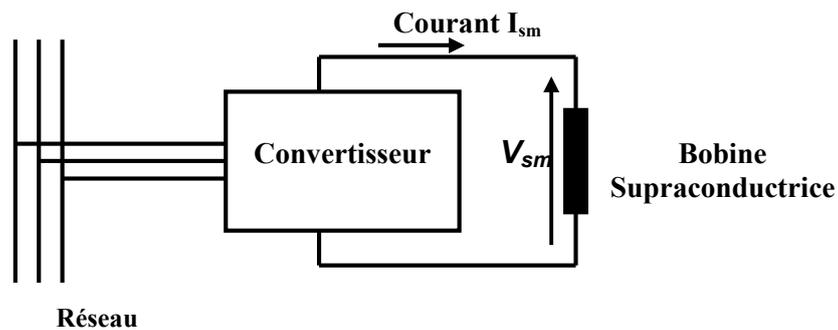


Figure 24 : Schéma du SMES.

II.3.2 FACTS de type série

Ce type de FACTS peut être utilisé comme source de tension variable ou impédance inductive ou capacitive variable. Celle-ci insérée dans la ligne de transport peut modifier l'impédance de la liaison du réseau [25]. La figure 25 montre la configuration d'une compensation série. X_L est la réactance de la ligne et \bar{V}_s la tension injectée par le compensateur comme la montre la figure 25.a. Dans la figure 25.b, X_{eq} est la réactance équivalente de la liaison du réseau tenant compte de la réactance variable X_s du compensateur et la réactance X_L de la ligne. Elle est telle que:

$$X_{eq} = X_L + X_s \quad (II.17)$$

La tension \bar{V}_s générée par le compensateur maintient la tension \bar{V} constante et sinusoïdale aux bornes de la charge [13, 26].

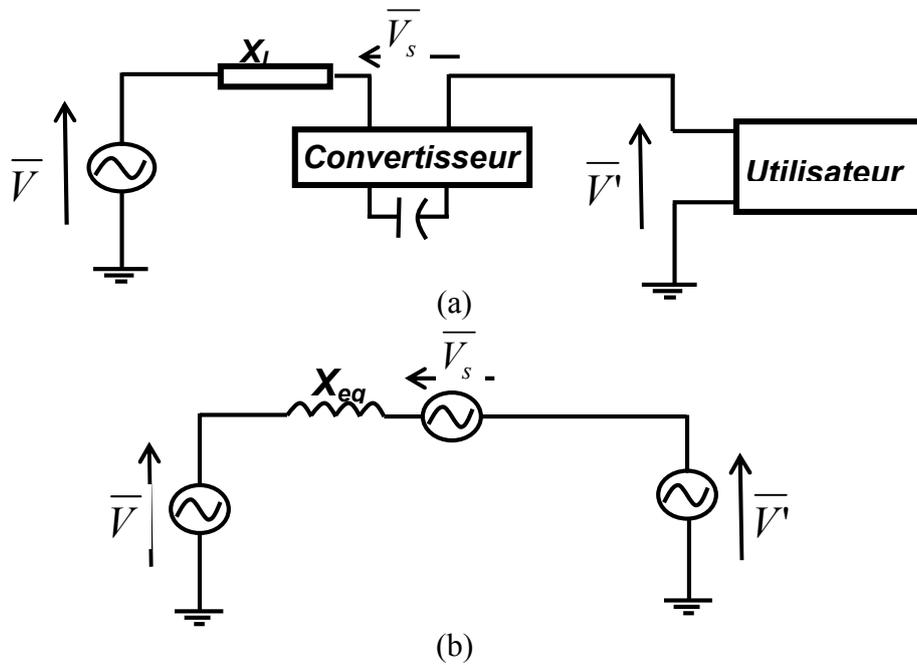


Figure 25 : Configuration de la compensation série.

Nous décrivons brièvement ci-dessous quelques compensateurs de type série parmi les plus courants d'utilisation.

II.3.2.1 Condensateur en série contrôlé par thyristors (TCSC)

Le TCSC fait partie des condensateurs séries qui ont été utilisés avec succès pendant de nombreuses années pour améliorer la stabilité et les capacités de charge des réseaux de transport haute tension. La figure 26 donne sa configuration. Il fonctionne par l'insertion de la tension capacitive pour compenser la chute de tension inductive sur les lignes de transport [27, 28].

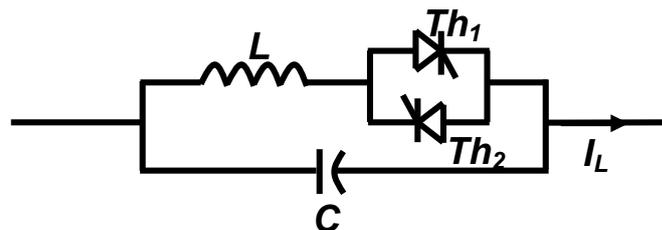


Figure 26 : Schéma du TCSC.

L'expression de l'impédance de TCSC est donnée par l'équation (II.18) ci-dessous où α représente l'angle de retard à l'amorçage des thyristors :

$$\bar{X}(\alpha) = \frac{jL\omega}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2}) - LC\omega^2} \quad (\text{II.18})$$

Les courbes théoriques obtenues avec l'équation (II.18) sont représentées par la figure 27 suivante:

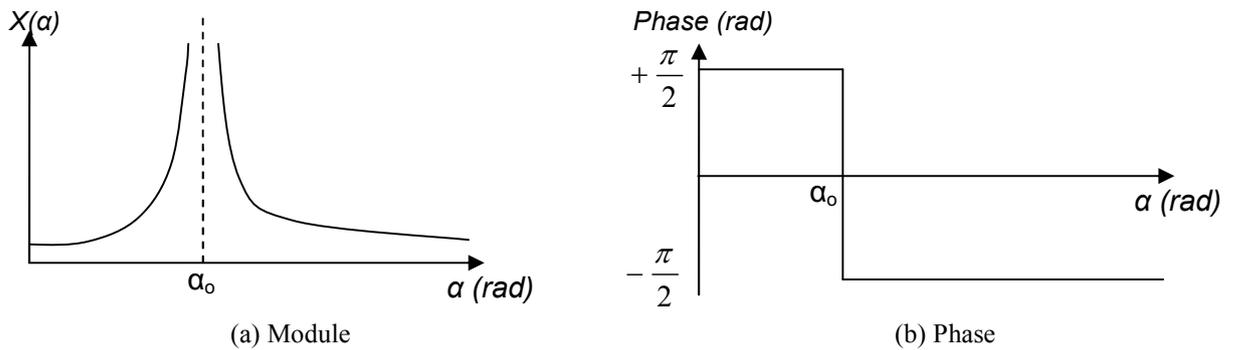


Figure 27: Réactance du TCSC.

II.3.2.2 Réacteur en série contrôlé par thyristors (TCSR)

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristors afin de fournir une réactance inductive série variable [19, 28]. Lorsque l'angle d'amorçage du réacteur commandé par thyristors est de 180 degrés, il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable XI ($XI = \omega.LI$) agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison parallèle de deux réactances (Figure 28).

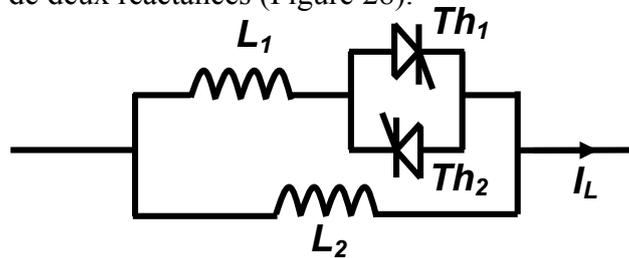


Figure 28 : Schéma du TCSR.

L'expression de l'impédance de TCSR est donnée par l'équation (II.19) ci-dessous où α représente l'angle de retard à l'amorçage des thyristors :

$$\bar{X}(\alpha) = \frac{jL_1\omega}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2}) - \frac{L_1}{L_2}} \quad (II.19)$$

II.3.2.3 Compensateur Série Synchronisé Statique (SSSC)

Le SSSC est constitué d'un convertisseur statique avec une source d'énergie qui est connectée en série avec la ligne de transport à travers un transformateur de tension comme montré à la figure 29 [25, 29].

Le SSSC injecte en série une tension alternative \bar{V}_s avec une amplitude et un angle de phase réglable dans la ligne de transport à l'aide d'un transformateur série T_s . Le SSSC peut produire ou absorber de la puissance réactive \bar{V}_s à l'aide de la commande du convertisseur statique VSC (Voltage Source Converter) [20, 30].

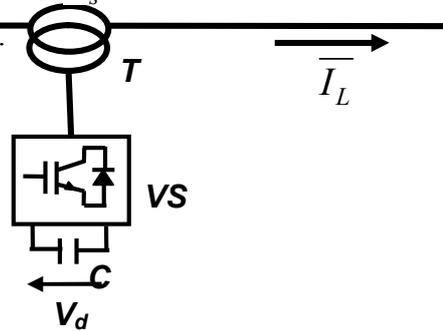


Figure 29 : Schéma du SSSC.

II.3.2.4 Contrôleur de Flux d'Énergie Interligne (IPFC)

La figure 30 représente le schéma d'un tel dispositif. C'est la combinaison de deux SSSC. Il permet de contrôler le transit de puissances des lignes [31].

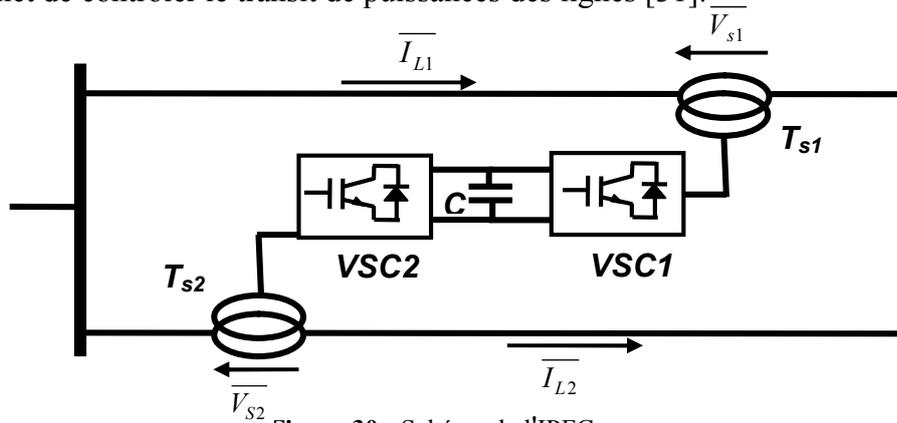


Figure 30 : Schéma de l'IPFC.

II.3.3 FACTS type hybride

Ces compensateurs agissent sur les flux de puissances active et réactive des lignes de transport électrique [13].

II.3.3.1 Régulateur d'Angle de Phase Contrôlé par Thyristors (TCPAR)

La figure 31 montre le schéma du TCPAR.

C'est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs avec régulateur en charge (LTC:LoadTap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série

avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède différents rapports de transformation (n_1, n_2, n_3).

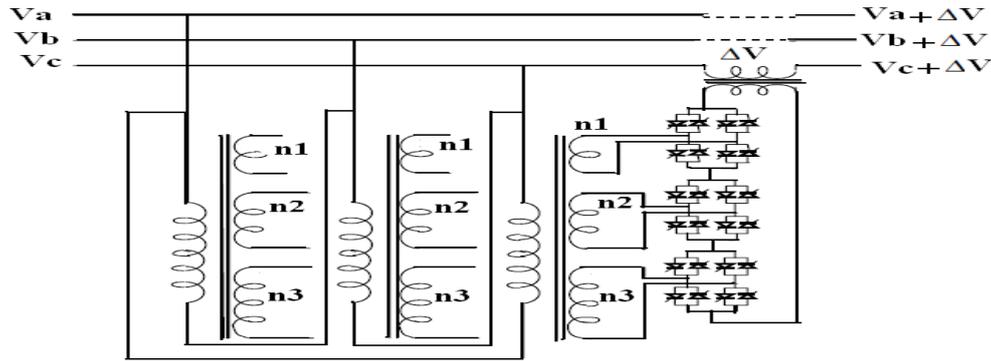


Figure 31: Schéma du TCPAR.

Ces deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire des thyristors. Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Il a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques car les thyristors sont commandés en interrupteurs en pleine conduction. Par contre comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation. L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont n_1, n_2, n_3 [19].

II.3.3.2 Unified Power Flow Controller (UPFC)

La configuration de l'UPFC donnée par la figure 32 ci-dessous peut faire varier la puissance active et réactive circulant sur une ligne à haute tension. Le convertisseur ($VSC1$), connecté à la ligne par le transformateur (T_{sh}) fonctionne comme un redresseur à quatre quadrants et maintient la tension V_{dc} fixe sur le condensateur tampon (C). Un deuxième convertisseur ($VSC2$), connecté au réseau par le transformateur (T_s) et alimenté par la tension V_{dc} permet d'injecter une tension en série \bar{V}_s sur le réseau. Cette tension additionnelle \bar{V}_s étant variable en module et en phase, il est possible de varier la tension \bar{V}' . Ainsi on peut modifier statiquement le flux des puissances active et réactive transmise sur la ligne [31, 32, 33, 34].

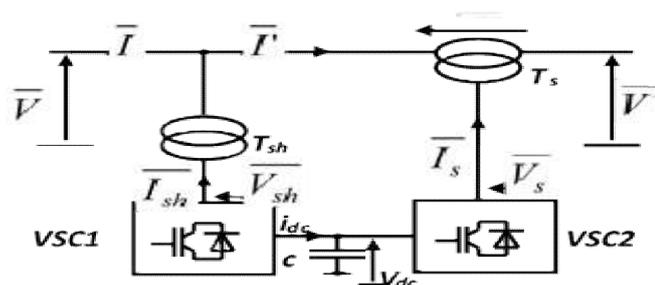


Figure 32 : Schéma de l'UPFC .

II.3.3.3 Contrôleur de Flux d'Énergie Unifié Généralisé (GUPFC)

La figure 33 représente le schéma d'un tel dispositif. Il combine les fonctions de l'IPFC pour la compensation série et celle de l'UPFC pour la partie de compensation parallèle [19, 32].

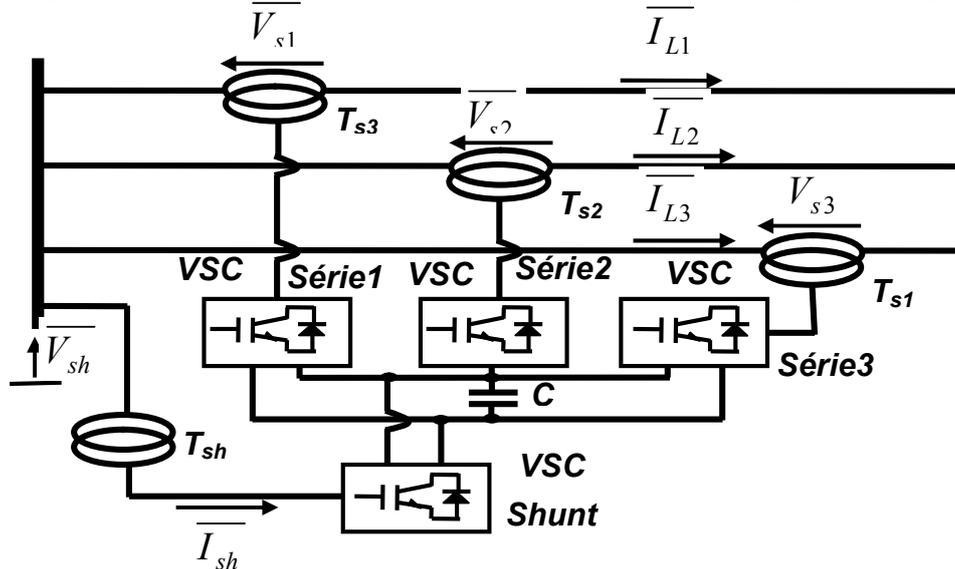


Figure 33 : Schéma du GUPFC.

II.3.4 Effet des FACTS sur la transmission de puissance active

La figure 34 ci-après montre les actions possibles des FACTS selon leur type sur le réglage de transit de puissance active. La figure montre que les FACTS de type parallèle agissent sur le réglage de tension, les FACTS de type série sur la réactance de la ligne et les FACTS de type hybride sur le réglage de tous les paramètres.

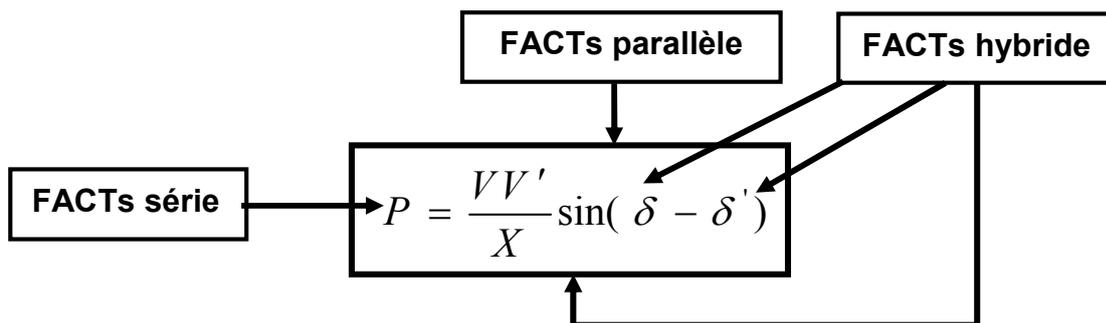


Figure 34 : Action des FACTS sur la transmission de puissance active.

II.4 Le stockage de l'énergie électrique

Les moyens de stocker l'énergie électrique sont divers et variés et peuvent être classés dans différentes catégories en fonction de leurs performances (capacité de stockage, énergie/puissance, ...) et de leurs caractéristiques: stockage centralisé ou décentralisé, direct ou indirect. Le stockage est dit "centralisé" lorsque le moyen de stockage est couplé au réseau

de distribution de l'énergie électrique. Il est "décentralisé" lorsque le dispositif de stockage est embarqué dans un dispositif mobile et autonome en termes d'énergie. On distingue également le stockage direct et indirect. Pour le stockage "direct", l'énergie est stockée sous sa forme électrique. Dans le cas d'un stockage "indirect", l'énergie est stockée sous une autre forme: électrochimique, mécanique ou gazeuse (air, hydrogène), nécessitant une conversion réversible pour passer d'une forme à une autre.

II.4.1 Les éléments de stockage comme des sources de puissance

Pour chaque élément de stockage, on rappellera brièvement le principe de fonctionnement avant de présenter ses caractéristiques remarquables. Les moyens de stockage considérés comme des sources de puissance, relativement à l'échelle de temps de l'Application, sont :

- Les condensateurs.
- Les super-condensateurs.
- Les bobines supraconductrices ou SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage).
- Les volants d'inertie.

II.4.1.1 Les condensateurs

Les condensateurs sont des composants de stockage électrostatique, direct, considérés comme une source de puissance dans une certaine mesure, compte tenu de leur grande puissance spécifique et leur densité d'énergie relativement faible [35].

II.4.1.2 Super condensateur

Les super condensateurs sont des moyens de stockage direct, électrostatique (et électrochimique), considérés comme des sources de puissance de par leur grande densité de puissance.

II.4.1.3 Volant d'inertie

Les volants d'inertie sont des éléments de stockage mécanique, indirect, considérés comme des sources de puissance élevée. L'énergie électrique peut, après transformation, être stockée sous forme d'énergie mécanique : Potentielle (pesanteur) ou inertielle (cinétique). L'énergie potentielle étant principalement liée à la génération centralisée de l'énergie électrique.

II.4.1.4 Le stockage de l'énergie électrique SMES

Les stockages de type électrique, batteries, condensateurs et bobines, n'ont pas une capacité suffisante. Cette situation a quelque peu évolué avec les supraconducteurs. L'absence de résistance permet d'augmenter le courant continu dans une bobine de manière très importante. L'énergie magnétique emmagasinée peut alors devenir intéressante et du même ordre de grandeur que l'énergie cinétique des groupes tournants. Une bobine de stockage supraconductrice associée à un convertisseur permet donc un échange de puissance entre la bobine et le réseau, le temps de réponse n'étant limité que par le type de convertisseur associé à la bobine. L'ensemble constitue le SMES.

Dans cette partie, nous donnons le principe de fonctionnement d'un tel dispositif, avant de nous intéresser à l'interface d'échange d'énergie entre le SMES et le réseau en examinant sa commande et son mode de couplage.

Nous finirons ce chapitre par le calcul du dimensionnement du SMES en fonction du réseau test utilisé.

II.4.2 Historique du SMES

Une bobine supraconductrice représente une réserve d'énergie sous forme électromagnétique pour fournir la puissance aux heures de pointe et réduire les capacités de production dans les grands réseaux ou pour constituer des sources impulsionnelles d'énergie à usages spécifiques (champs pulsés) souvent militaires (arme à énergie dirigée, lanceur d'engins).

Malgré un rendement élevé, une densité d'énergie importante et un temps de réponse extrêmement rapide comparé aux autres systèmes de stockage, une expérimentation à échelle significative (10GWh) se heurte au gigantisme des bobines (diamètre 2 km) dont seules des parois rocheuses en sous-sol peuvent supporter leurs contraintes mécaniques. Un dimensionnement réduit de la bobine rendant le système faisable, permet cependant des applications autres que le stockage comme réserve tournante, telle que les alimentations sans interruptions (UPS) et le réglage de la stabilité des réseaux électriques.

L'intérêt porté au SMES a commencé dans les années 1970 à l'université du Wisconsin aux Etats Unis d'Amérique (USA). Le premier SMES était étudié comme réserve d'énergie dans le but de moduler la charge. Il avait une capacité de stockage de plus de 5000MWh avec un diamètre de 1Km.[36]. En 1972 à Los Alamos National Laboratory (LANL), on a commencé des travaux d'expérimentation pour étudier la faisabilité de l'application des SMES

dans les réseaux électriques. Ce n'est qu'en 1983 que le premier SMES a vu le jour avec la réalisation d'une installation de 30MJ (Tacoma, Washington) par la compagnie d'électricité Bonneville Power Administration (BPA). Le dispositif a été testé sur un réseau 500KV durant une année où plus d'un million de cycles charge/décharge ont été effectués avec succès. Cela a montré l'efficacité des dispositifs SMES et leurs applications pour la stabilisation des réseaux électriques et a ouvert la voie de la recherche dans ce sens [37].

II.4.3 Constitution du dispositif SMES

Un dispositif SMES est constitué de trois principales parties:

1. La bobine supraconductrice.
2. Les systèmes de protection et de refroidissement.
3. L'interface d'échange de puissances constitué par un convertisseur et des transformateurs de puissances. La figure 35 schématise les différentes parties du système.

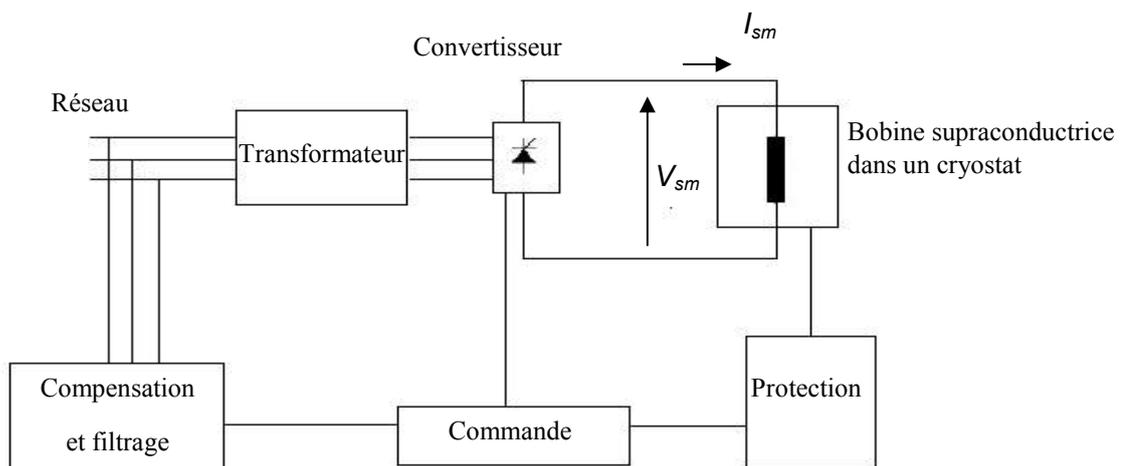


Figure 35 : Eléments constitutifs du SMES.

II.4.4 Bobine supraconductrice

La bobine supraconductrice est composée de filaments de quelques microns de diamètre en Niobium Titane (Nb-Ti). Ces derniers sont enfermés dans une matrice en cuivre (Cu) qui constitue le support mécanique des conducteurs et sert à séparer les filaments NB-Ti. Elle isole électriquement les filaments en constituant une barrière de résistance qui réduit les pertes pendant la charge et la décharge. Enfin elle participe à la conduction pendant les périodes transitoires où le supraconducteur ne conduit pas et s'achemine vers l'état normal de supraconductivité, elle assure également la stabilité thermique. La bobine est enfermée dans un cryostat rempli d'hélium liquide qui la maintient à une température voisine de 4°K.

Le domaine de la supraconductivité a connu ces dernières années une grande avancée avec les supraconducteurs à haute température critique (HTC) qui permettant d'augmenter les températures de fonctionnement et simplifiant ainsi beaucoup la cryogénie et améliorant la stabilité de la bobine. La première génération de supraconducteur HTC est en cours d'industrialisation à travers le monde [01]. Ce sont les rubans PIT (Powder In Tube) basés sur le composé supraconducteur $BiSrCaCuO$ sous forme de nombreux filaments dans une matrice en argent ou argent-magnésium pour une meilleure résistance mécanique.

Les contraintes mécaniques sont importantes compte tenu des fortes densités de courant associées à des inductions élevées. Sous des inductions de plusieurs Teslas, les rubans PIT doivent être maintenus à des températures inférieures à 35° K. Des températures de 20 à 30° K sont facilement accessibles et à un coût raisonnable grâce aux développements récents des cryo-réfrigérateurs performants et fiables.

En plus de l'importance du matériau supraconducteur, il est nécessaire de se préoccuper de la compatibilité électromagnétique de telles installations. En adoptant une géométrie adéquate, on peut diminuer les forces magnétiques externes. Pour cette raison, on adopte la forme en tore pour les bobines supraconductrices. La figure 36 représente la forme en tore d'une bobine permettant la minimisation des champs parasites. En outre, et en raison du bas champ magnétique externe, des SMES toroïdaux peuvent être situés près d'une installation ou d'une charge d'abonné. Pour les petits SMES, les bobines en formes de solénoïde sont habituellement utilisées parce qu'il est facile de les bobiner. Les bobines en forme de tore nécessitent un compactage par des cercles externes et deux disques, dont un est au-dessus et l'autre en dessous pour éviter la rupture de la bobine.

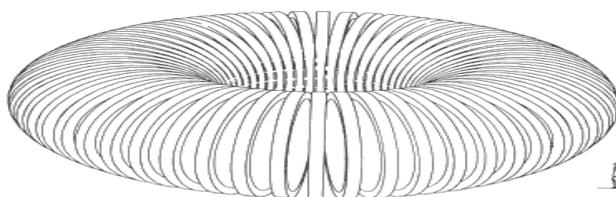


Figure 36 : Géométrie en tore pour un SMES minimisant les champs parasites.

II.4.5 Principe de fonctionnement

Le stockage de l'énergie dans un SMES est fait sous forme de champ magnétique, créé par la circulation d'un courant continu dans une bobine supraconductrice, présentant une résistance électrique nulle. Ainsi, si la bobine supraconductrice est refermée sur elle-même, le courant qui la parcourt se maintient [38], car les pertes par effet Joule sont nulles ou

négligeables. Un SMES est composé d'enroulements supraconducteurs dont la résistance est nulle dans certaines conditions de température et d'induction.

II.4.6 Technologies SMES

Il existe plusieurs catégories de supraconducteurs, classées en fonction de leur température critique :

- SBTC (Supraconducteur à Basse Température Critique) : NbTi fonctionnant à très basse température (4K), nécessitant un réfrigérant type Hélium liquide (à 4,2K), sous un champ magnétique nominal de l'ordre de 5T [38, 39]. Ces supraconducteurs BTC admettent une induction critique de 10T [40].

- SMTC (Supraconducteur à Moyenne Température Critique): Nb₃Sn, Nb₃Al, Nb₃Ge, MgB₂ fonctionnant autour de 20 à 30K sous un champ magnétique nominal de l'ordre de 10 T [39]. Ces supraconducteurs MTC admettent une induction critique supérieure à 20T [40].

- SHTC (Supraconducteur à Haute Température Critique): YBaCuO fonctionnant à 92K, permettant un réfrigérant type Azote liquide (à 77K), sous un champ magnétique nominal de l'ordre de 10T [39]. Ces supraconducteurs HTC admettent une induction critique de 15T [40].

II.4.7 Les avantages des SMES

- Energie utile proche de l'énergie maximale stockée, soit un rendement énergétique proche de 1.

- un rendement instantané (du système complet, c'est-à-dire comprenant l'installation cryogénique) très élevé, entre 95% et 98% [38].

- pas d'autodécharge car les pertes sont nulles, ce qui permet un stockage long

- une constante de temps pour la décharge très faible (< 100ms), favorable pour les applications type stabilisation/régulation du réseau.

- une durée de vie élevée (20 à 30 ans) [38]: nombre de cycles de charge/décharge quasiment infini [41].

II.4.8 Systèmes de protection et de refroidissement

Afin de maintenir la bobine supraconductrice à une basse température, on l'enferme dans un cryostat d'hélium liquide. En cas de défaut de la réfrigération ou du convertisseur, un système de protection permet de décharger la bobine supraconductrice dans une résistance.

Les convertisseurs étant polluant, il est nécessaire de disposer d'un système de filtrage des harmoniques que le SMES sera amené à injecter dans le réseau. La bobine constituant une charge réactive, on doit donc ajouter un système de compensation de l'énergie réactive.

II.4.9 Configuration et commande du convertisseur

Les échanges de puissance entre la bobine supraconductrice et le réseau se font à travers un convertisseur triphasé à base de thyristors et de transformateurs de puissances [42].

II.4.9.1 Montage en pont simple

Considérons le montage de la figure 37, où la bobine supraconductrice est reliée au réseau via un pont simple à thyristors connecté à un transformateur. La tension redressée V_{sm} aux bornes de la bobine supraconductrice est donnée par la relation suivante:

$$V_{sm} = E_{d0} - X_c I_{sm} \quad (II.20)$$

Où X_c est la réactance de commutation des thyristors.

E_{d0} est la tension redressée à vide.

I_{sm} est le courant parcourant la bobine supraconductrice.

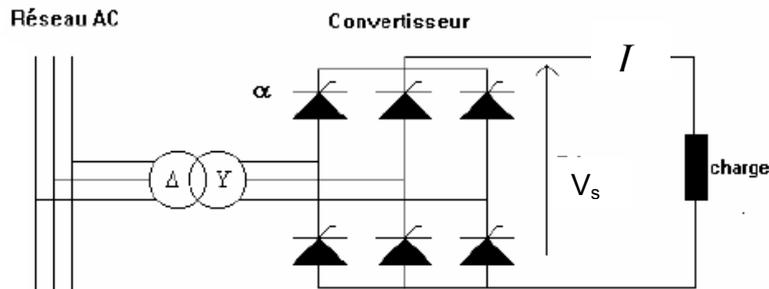


Figure 37 : Montage en pont simple pour un SMES.

Si on considère que V_{max} est l'amplitude de la tension triphasée d'alimentation du pont et α l'angle d'amorçage des thyristors, on aura alors :

* pour un couplage étoile du secondaire du transformateur.

$$E_{d0} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_{max} \cos \alpha \quad (II.21)$$

* pour un couplage triangle du secondaire du transformateur.

$$E_{d0} = \frac{3}{\pi} V_{max} \cos \alpha \quad (II.22)$$

Si on suppose que les chutes de tensions dues à la réactance de commutation sont négligeables, l'échange de puissance active avec le réseau s'écrit sous la forme :

$$P_{sm} = V_{sm} I_{sm} = E_{d0} I_{sm} \quad (II.23)$$

En posant:

$$Ed = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_{max} \text{ dans le cas du couplage étoile.}$$

$E_d = \frac{3}{\pi} V_{max}$ dans le cas du couplage triangle.

La puissance active s'écrit alors sous la forme:

$$P_{sm} = E_d I_{sm} \cos \alpha \tag{II.24}$$

De la même manière on obtient la puissance réactive échangée avec le réseau:

$$Q_{sm} = E_d I_{sm} \sin \alpha \tag{II.25}$$

Les échanges d'énergie entre la bobine et le réseau sont commandées par la variation de l'angle d'amorçage α .

Pour un pont simple à thyristors l'angle d'amorçage ne peut pas dépasser π , alors sa plage de fonctionnement est un demi plan du domaine (P,Q). La figure 37 représente le domaine de variation des puissances (P,Q) d'un pont simple à thyristors où la puissance réactive est toujours positive (circulant du réseau vers la charge coté continue). Les puissances actives et réactives sont couplées puisque liées par le même angle d'amorçage.

Pour des raisons de commutation la variation de l'angle d'amorçage α se fera sur un arc de cercle limité entre 5° et 140° .

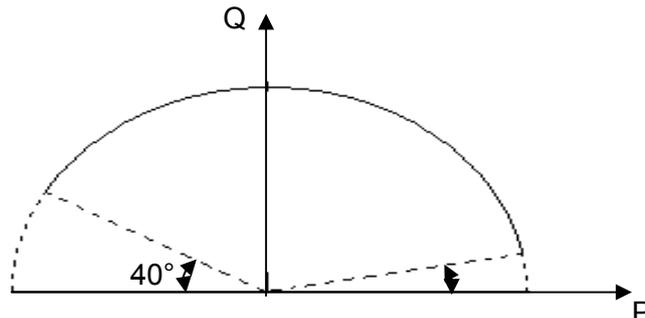


Figure 38 : Domaine (P,Q) d'un pont simple à thyristors.

Pour un pont simple à thyristors *GTO* l'angle d'amorçage α peut varier entre 0 et 2π . L'échange de puissance active et réactive entre le réseau et la bobine peut donc se faire dans les deux sens. L'extension du domaine d'échange d'énergie est obtenue avec un montage plus complexe (commutation forcée). Le balayage dans les quatre quadrants du domaine (P,Q) se fait également sur un arc de cercle comme le montre la figure 39 et ce à cause du couplage des puissances active et réactive.

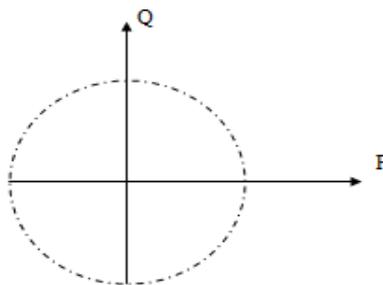


Figure 39 : Domaine (P,Q) d'un pont simple à thyristors GTO.

II.4.9.2 Montage en pont double

Pour avoir des puissances actives et réactives découplées, on rajoute un deuxième pont commandé indépendamment du premier, et en série avec ce dernier comme le montre la figure 40. [35]

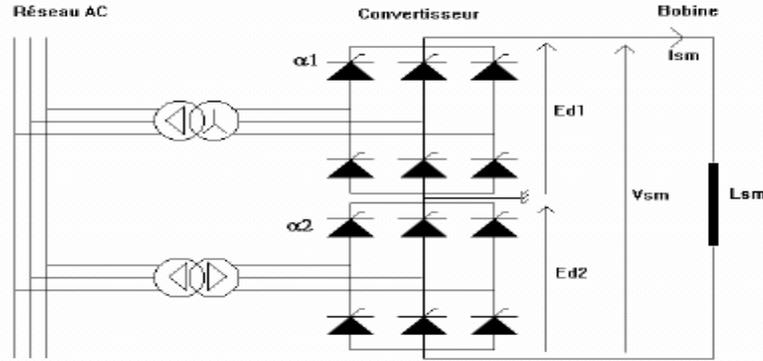


Figure 40 : Montage en pont double à thyristors GTO.

La tension V_{sm} aux bornes de la bobine supraconductrice est telle que:

$$V_{sm} = L_{sm} \frac{dI_{sm}}{dt} \quad (\text{II.26})$$

Où L_{sm} et I_{sm} sont respectivement l'inductance de la bobine et le courant de charge. En considérant le schéma de la figure 3.7, l'expression de la tension V_{sm} est telle que:

$$V_{sm} = E_{d1} + E_{d2} \quad (\text{II.27})$$

où E_{d1} et E_{d2} sont les tensions coté continu des deux convertisseurs 1 et 2. Ces tensions sont exprimées en fonction des angles d'amorçage α_1 et α_2 . Leurs expressions sont telles que

$$E_{d1} = V_{sm0} \cos \alpha_1 \quad (\text{II.28})$$

$$E_{d2} = V_{sm0} \cos \alpha_2 \quad (\text{II.29})$$

Tenant compte de (II.27), on obtient :

$$V_{sm} = V_{sm0} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \quad (\text{II.30})$$

Les puissances active et réactive absorbées ou fournies par le SMES sont données par les relations ci-dessous:

$$P_{sm} = V_{sm0} I_{sm0} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \quad (\text{II.31})$$

$$Q_{sm} = V_{sm0} I_{sm0} (\sin \alpha_1 + \sin \alpha_2) \quad (\text{II.32})$$

Les équations précédentes peuvent être transformées sous la forme suivante :

$$P_{sm} = 2V_{sm0} I_{sm0} \cos\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) \cos\left(\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2}\right) \quad (\text{II.33})$$

$$Q_{sm} = 2V_{sm0} I_{sm0} \sin\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) \cos\left(\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2}\right) \quad (\text{II.34})$$

En divisant l'équation (II.33) par l'équation (II.34), on trouve:

$$\operatorname{tg}\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) = \frac{Q_{sm}}{P_{sm}} \quad (\text{II.35})$$

De l'équation (II.365), on peut tracer le triangle des puissances de la figure 41

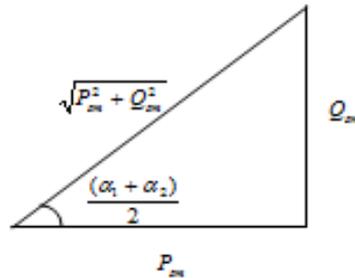


Figure 41 : Triangle des puissances.

A partir de la figure 42, on peut déduire l'expression suivante:

$$\frac{(\alpha_1 + \alpha_2)}{2} = \cos^{-1}\left(\frac{P_{sm}}{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}\right) \quad (\text{II.36})$$

En substituant l'équation (II.36) dans l'équation (II.33), on déduit la relation ci-dessous

$$\frac{(\alpha_1 - \alpha_2)}{2} = \cos^{-1}\left(\frac{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}{2V_{sm0} I_{sm0}}\right) \quad (\text{II.37})$$

Des équations (II.36) et (II.37), on peut déterminer les expressions des angles d'amorçage des convertisseurs 1 et 2 qui sont respectivement:

$$\alpha_1 = \cos^{-1}\left(\frac{P_{sm}}{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}\right) + \cos^{-1}\left(\frac{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}{2V_{sm0} I_{sm0}}\right) \quad (\text{II.38})$$

$$\alpha_2 = \cos^{-1}\left(\frac{P_{sm}}{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}\right) - \cos^{-1}\left(\frac{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}{2V_{sm0} I_{sm0}}\right) \quad (\text{II.39})$$

Pour un montage en pont double à thyristors *GTO*, la commande se fera dans les quatre quadrants du domaine (P,Q) représenté par la figure 42 en balayant toute la surface à l'intérieur d'un cercle de rayon $2E_d I_{sm}$. Cela est obtenu en agissant sur les angles d'amorçages α_1 et α_2 des deux ponts 1 et 2.

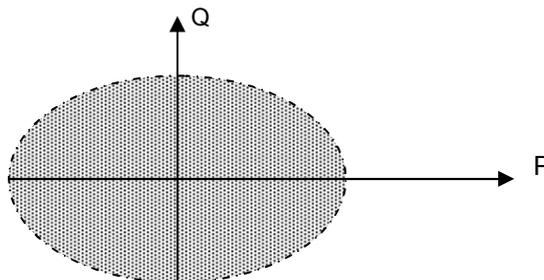


Figure 42 : Domaine (P,Q) d'un pont double à thyristors GTO.

II.4.10 Couplage des transformateurs

L'un des phénomènes liés à l'utilisation des convertisseurs dans les réseaux électriques est celui des harmoniques qui peuvent être très néfastes sur les réseaux électriques. Pour cela, on est amené à choisir la façon la plus commode pour le branchement de nos équipements afin de réduire ces risques.

Une méthode pour réduire ces harmoniques consiste à utiliser plusieurs ponts à convertisseurs (multi-pulse méthode) afin d'obtenir des convertisseurs à 12 pulsations, 18 pulsations, 24 pulsations...

En utilisant un convertisseur triphasé alimenté par un transformateur couplé en triangle-étoile, la tension et le courant triphasé à son secondaire seront déphasés de 30° par rapport à ceux de son primaire. La figure 43, montre l'allure de la tension et du courant dans ce cas.

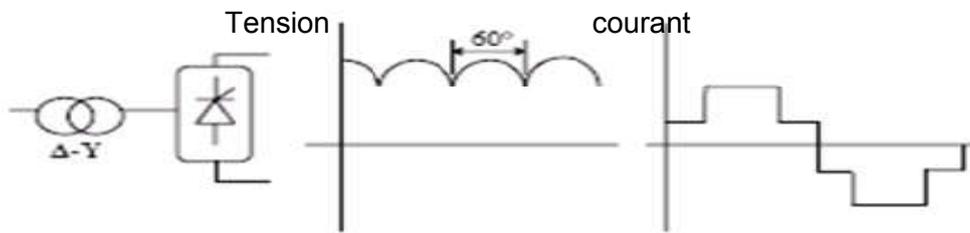


Figure 43 : Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif (Δ/Y).

Si on choisit d'utiliser un convertisseur triphasé alimenté par un transformateur couplé en triangle-triangle, le déphasage entre la tension et le courant du primaire et ceux du secondaire est nul tel que le montre la figure 44 ci-dessous

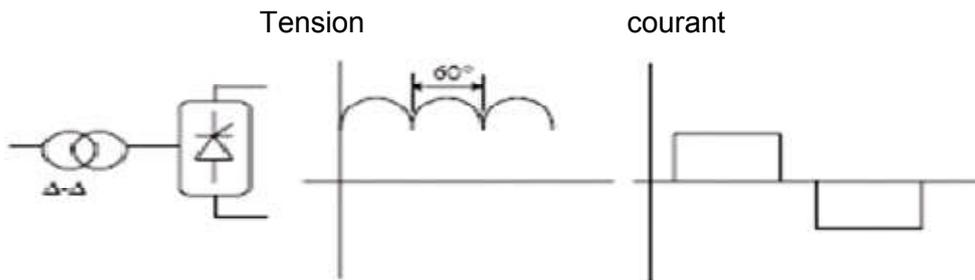


Figure 44 : Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif (Δ/Δ).

Si on branche les enroulements primaires de deux transformateurs en parallèle sur la ligne triphasée coté alternatif, et on branche leurs secondaires en série coté continu, on obtient une tension V_{sm} telle que

$$V_{sm} = E_{d1} + E_{d2} \tag{II.40}$$

Les enroulements du transformateur T1 sont raccordés en triangle-étoile tandis que ceux du transformateur T2 sont connectés en triangle-triangle. Ces connexions produisent un

déphasage de 30° entre les tensions au secondaire de T_1 et T_2 . Par conséquent, les thyristors des deux convertisseurs ne s'amorcent pas en même temps mais avec un décalage de 30° , ce qui produit un total de 12 pulsations de courant déphasées de 30° . Un tel groupement de deux convertisseurs est appelé convertisseur à 12 pulsations. Ce déphasage de 30° a pour effet d'éliminer les 5° et 7° harmoniques des courants produits par les deux convertisseurs. Ces dernières ne seront donc pas injectées au réseau alternatif.

La figure 45 donne l'allure de la tension et du courant où on observe l'intérêt de ce montage à réduire les ondulations de ces signaux.

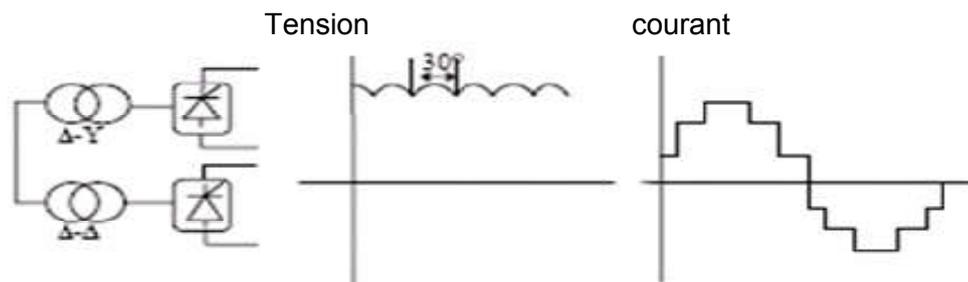


Figure 45 : Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif (convertisseur à 12 pulsations).

De la même façon, ce déphasage élimine la 6° harmonique du côté CC, ce qui nous permet une grande réduction dans l'investissement et l'espace pour les dispositifs de filtrage.

II.4.11 Dimensionnement du SMES

Le SMES doit être dimensionné en fonction du réseau à stabiliser [43]. Dans le cas d'un réseau multi machine, le dimensionnement se fait en fonction des résultats obtenus par l'application du SMES. Les puissances active et réactive échangées entre la bobine et le réseau sont soumises à des contraintes matérielles telles que les limites de fonctionnement des transformateurs et des convertisseurs.

II.4.12 Smart Home et la gestion de demande DR

Dans cette partie, on va présenter les modèles mathématiques des appareils électriques d'un smart home. En prenant en compte les contraintes opérationnelles de chaque appareil.

II.4.13 Niveau d'activité (Activity Level)

Dans le secteur résidentiel, l'occupation de la maison a un effet majeur sur les habitudes de consommation d'énergie. En outre, les habitudes de consommation d'énergie diffèrent d'une maison à l'autre selon la saison et le jour, par exemple les jours de la semaine et les fins de semaine. Pour examiner l'effet de l'occupation des ménages sur les modèles de consommation

d'énergie, un nouvel indice appelé niveau d'activité est proposé dans cette thèse pour les appareils électriques. Cela représente le niveau d'activité horaire d'une maison sur l'horizon de planification.

Pour déterminer une valeur raisonnable du niveau d'activité d'un centre énergétique résidentiel, il est possible d'utiliser des données historiques sur la consommation d'énergie fournies par les compteurs intelligents installés dans chaque maison. Les compteurs intelligents peuvent fournir une mine de données, y compris l'énergie consommée chaque heure ou même dans chaque intervalle de quinze minutes. Par conséquent, les données mesurées des semaines, des mois et des années précédentes peuvent être utilisées pour prédire la consommation d'énergie un jour donné et ainsi générer des profils de charge résidentielle[44].

La figure 46 montre un exemple de consommation horaire d'énergie électrique dans une maison canadienne [45], où l'on peut observer une consommation de pointe en après-midi et en soirée. Pour extraire le niveau d'activité, les données de consommation d'énergie ont été normalisées par rapport à la consommation totale de ce jour.

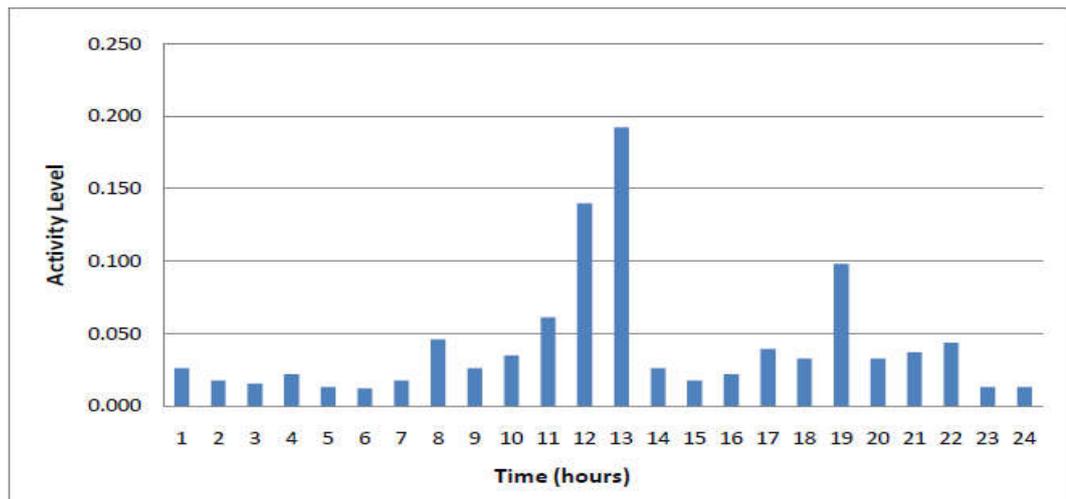


Figure 46 : Consommation d'énergie électrique domestique normalisée (niveau d'activité) [45].

II.4.14 Chauffe-Eau (water heater)

II.4.14.1 Contraintes opérationnelles

Le modèle mathématique du chauffe-eau dans [46] et [47] correspond à l'ensemble d'équations suivant:

$$S_i(t) = \begin{cases} 0 \text{ or } 1 & \text{if } t \in T_i, i = WH. \\ 0 & \text{if } t \notin T_i, i = WH. \end{cases} \quad EOT_i \leq T_i \leq LOT_i \text{ (III. 1)}$$

$$S_i(t = 1) = \begin{cases} 1 & \text{if } \theta_i(t = 0) < \theta_i^{low} \\ 0 & \text{if } \theta_i(t = 0) < \theta_i^{up} \end{cases} \quad \forall t \in T_i, i = WH. \text{ (III. 2)}$$

$$\theta_i^{low} < \theta_i(t) < \theta_i^{up} \quad \forall t \in T_i, i = WH. \text{ (III. 3)}$$

$$\theta_i(t) = \theta_i(t-1) - \beta_i HWU(t) + \alpha_i S_i(t) - \gamma_i \quad \forall t \in T_i, i = WH. \text{ (III. 4)}$$

II.4.15 Réfrigérateur (Refrigerator)

II.4.15.1 Contraintes opérationnelles

$$S_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{or } 1 \text{ if } t \in T_i, i = FR \\ 0 & \text{if } t \notin T_i, i = FR \end{cases} \quad EOT_i \leq T_i \leq LOT_i \text{ (III. 5)}$$

$$S_i(t=1) = \begin{cases} 1 & \text{if } \theta_i(t=0) < \theta_i^{low} \\ 0 & \text{if } \theta_i(t=0) > \theta_i^{up} \end{cases} \quad \forall t \in T_i, i = FR \text{ (III. 6)}$$

$$\theta_{up}^{low} \leq \theta_i(t) \leq \theta_i^{up} \quad \forall t \in T_i, i = FR \text{ (III. 7)}$$

$$\theta_i(t) = \theta_i(t-1) + \beta_i AL_i(t) + \alpha_i S_i(t) + \gamma_i \quad \forall t \in T_i, i = FR \text{ (III. 8)}$$

II.4.16 Climatisation et chauffage (Air-condition/ Heating)

$$S_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{or } 1 \text{ if } t \in T_i, i = AC/H \\ 0 & \text{if } t \notin T_i, i = AC/H \end{cases} \quad EOT_i \leq T_i \leq LOT_i \text{ (III. 9)}$$

$$S_i(t=1) = \begin{cases} 1 & \text{if } \theta_{in}(t=0) < \theta_{in}^{low} \\ 0 & \text{if } \theta_{in}(t=0) > \theta_{in}^{up} \end{cases} \quad \forall t \in T_i, i = AC/H \text{ (III. 10)}$$

$$\theta_i^{low} \leq \theta_i(t) \leq \theta_i^{up} \quad \forall t \in T_i, i = AC/H \text{ (III. 11)}$$

$$\theta_{in}(t) = \theta_{in}(t-1) + \beta_{AC} AL(t) - \alpha_{AC} S_{AC}(t) + \alpha_H S_H(t) + \gamma_{AC} (\theta_{out}(t) - \theta_{in}(t)) \quad \forall t \in T_i, i = AC/H \text{ (III. 12)}$$

$$S_{AC}(t) + S_H(t) \leq 1 \quad \forall t \in T_i, i = \frac{AC}{H} \text{ (III. 13)}$$

II.4.17 Dispositifs de stockage d'énergie

II.4.17.1 Contraintes opérationnelles

Le modèle mathématique de ESD est donné par l'ensemble des équations suivant proposé dans [46] et [47] :

$$S_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{or } 1 \text{ if } t \in T_i, i = ESD \\ 0 & \text{if } t \notin T_i, i = ESD \end{cases} \quad EOT_i \leq T_i \leq LOT_i \text{ (III. 14)}$$

$$ESL_i(t) \geq ESL_i^{\min} \quad \forall t \in T_i, i = ESD \text{ (III. 15)}$$

$$ESL_i(t) = ESL_i(t-1) - S_i(t) \text{Discharg}_i + \text{charge}_i(t) \quad \forall t \in T_i, i = ESD \text{ (III. 16)}$$

$$U_i(t) - D_i(t) = S_i(t) - S_i(t-1) \quad \forall t \in T_i, i = ESD \text{ (III. 17)}$$

$$U_i(t) - D_i(t) \leq 1 \quad \forall t \in T_i, i = ESD \text{ (III. 18)}$$

$$\sum_{k=t}^{t+MUT_i} S_i(k) \geq MUT_i - LPN(1 - U_i(t)) \quad \forall t \in T_i, i = ESD \text{ (III. 18)}$$

$$\sum_{k=t}^{t+MUT_i-1} S_i(k) \leq LPN(1 - D_i(t)) \quad \forall t \in T_i, i = ESD \text{ (III. 19)}$$

II.4.18 Lave-vaisselle (dishwasher)

II.4.18.1 Contraintes opérationnelles

Le modèle mathématique du lave-vaisselle est donné par l'ensemble d'équations suivant dans [46] et [47]:

$$S_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{or } 1 \text{ if } t \in T_i, i = DW \\ 0 & \text{if } t \notin T_i, i = DW \end{cases} \quad EOT_i \leq T_i \leq LOT_i \quad \text{(III. 20)}$$

$$SL_i(t) = SL_i(t-1) + \beta_i AL(t) - S_i(t) Cap_i SL_i \quad \forall t \in T_i, i = DW \quad \text{(III. 21)}$$

$$S_i(t) = 0 \text{ if } SL_i < Cap_i \quad \forall t \in T_i, i = DW \quad \text{(III. 22)}$$

$$\sum_{k=t}^{LOT_i} S_i(k) \geq 1 \text{ if } SL_i(t) \geq Cap_i \quad \forall t \in T_i, i = DW \quad \text{(III. 23)}$$

II.4.19 Machine à laver (clothwasher)

II.4.19.1 Contraintes opérationnelles

$$S_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{or } 1 \text{ if } t \in T_i, i = CW \\ 0 & \text{if } t \notin T_i, i = CW \end{cases} \quad EOT_i \leq T_i \leq LOT_i \quad \text{(III. 24)}$$

$$SL_i(t) = SL_i(t-1) + \beta_i AL(t) - S_i(t) Cap_i \quad \forall t \in T_i, i = CW \quad \text{(III. 25)}$$

$$S_i(t) = 0 \text{ if } SL_i < Cap_i \quad \forall t \in T_i, i = CW \quad \text{(III. 26)}$$

$$\sum_{k=t}^{LOT_i} S_i(k) \geq 1 \text{ if } SL_i(t) \geq Cap_i \quad \forall t \in T_i, i = CW \quad \text{(III. 27)}$$

II.4.20 Sécheuse (dryer)

II.4.20.1 Contraintes opérationnelles

Les ensembles d'équations suivants ont été proposés dans [46] et [47] pour le modèle mathématique de la sécheuse :

$$S_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{or } 1 \text{ if } t \in T_i, i = DRY \\ 0 & \text{if } t \notin T_i, i = DRY \end{cases} \quad EOT_i \leq T_i \leq LOT_i \quad \text{(III. 28)}$$

$$SL_i(t) = SL_i(t-1) + \beta_i AL(t) - S_i(t) Cap_i \quad \forall t \in T_i, i = DRY \quad \text{(III. 29)}$$

$$S_i(t) \leq \sum_{k=1}^{MAT_{GAP}} S_w(t-k) \quad \forall t \in T_i, i = DRY \quad \text{(III. 30)}$$

$$S_i(t) + S_w(t) \leq 1 \quad \forall t \in T_i, i = DRY \quad \text{(III. 31)}$$

$$\sum_{t \in T_i} S_i(t) = \sum_{t \in T_w} S_w(t) \quad \forall t \in T_i, i = DRY \quad \text{(III. 32)}$$

Les deux premières équations sont similaires à celles utilisées pour la laveuse. Les trois dernières équations sont ajoutées pour s'assurer que le sècheur fonctionne après la rondelle dans un intervalle de temps qui ne dépasse pas une certaine valeur MAT_{GAP} [47].

Du point de vue de la mise en œuvre, l'équation (III.29) peut être modifiée comme suit :

$$SL_i(t) = SL_i(t - 1) + S_w(t)cap_w - S_i(t)Cap_i \quad \forall t \in T_i, i = DRY \quad (III.33)$$

II.4.21 Cuisinière (Stoves)

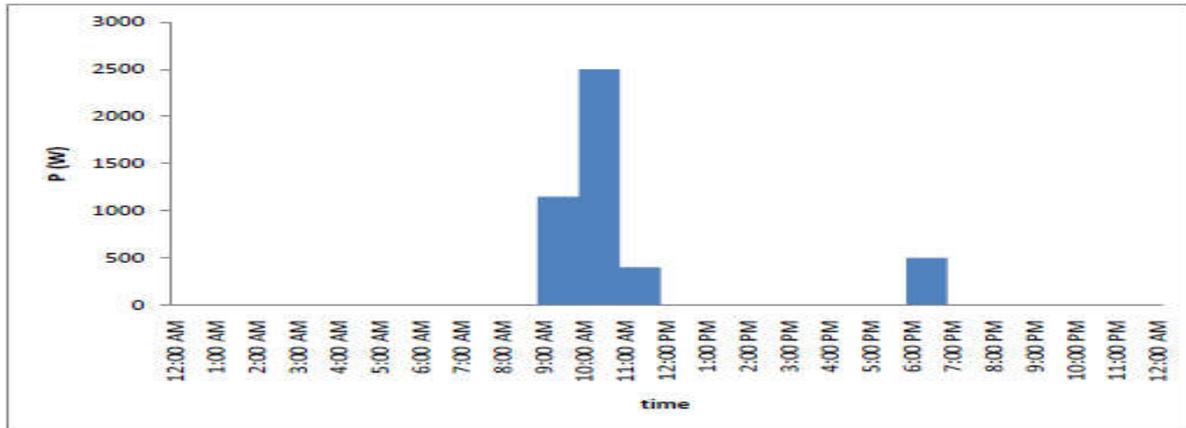


Figure 47 : Demande d'énergie électrique quotidienne d'une cuisinière électrique [50].

II.4.21.1 Contraintes opérationnelles

Les équations mathématiques des contraintes de cuisinières sont présentées dans [46] et [47] et sont les suivantes :

$$S_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{or } 1 \text{ if } t \in T_i, i = Stv \\ 0 & \text{if } t \notin T_i, i = Stv \end{cases} \quad EOT_i \leq T_i \leq LOT_i \quad (III.34)$$

Ces équations tentent simplement d'allouer les heures de travail optimales de cuisinières qui minimiseraient le coût de l'énergie en déplaçant les heures d'exploitation vers des périodes de prix de l'énergie bas et sont basées sur les hypothèses suivantes :

- Les meilleures heures d'ouverture de la cuisinière sont de 8h00 à 12h00.
- La cuisinière doit fonctionner pendant un maximum de 4 heures par jour.
- La cuisinière doit fonctionner pendant au moins deux heures consécutives chaque fois qu'il est allumé.

II.4.22 Pompe (pump)

Généralement, les pompes monophasées de 500 à 2000 W sont utilisées pour le pompage d'eau. [48]:

II.4.22.1 Contraintes opérationnelles

Les équations de contraintes mathématiques de la pompe de piscine présentées dans [46] et [47] sont les suivantes :

$$S_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{or } 1 \text{ if } t \in T_i, i = P_{pump} \\ 0 & \text{if } t \notin T_i, i = P_{pump} \end{cases} \quad EOT_i \leq T_i \leq LOT_i \text{ (III. 35)}$$

II.4.23 Éclairage (lighting)

Les charges d'éclairage sont courantes dans chaque maison et représentaient 13% de la consommation totale d'électricité résidentielle en Ontario en 2007 [51]. Lumen (lm) est l'unité de mesure de la puissance de la lumière perçue par l'œil humain. Une lampe fluorescente compacte de 23 W, par exemple, émet environ 1500 lm [51]; cette lumière a donc une efficacité de conversion de 65 lm / W. L'unité de mesure de l'éclairage est Lux (lx); un lx est égal à un lumen par mètre carré. Si les 1500 lumens générés par la lumière de 23 W susmentionnée sont concentrés sur une surface de 10 mètres carrés, alors cette zone recevra un éclairage de 150 lx. Cependant, si la même lumière de 23W est utilisée pour éclairer une zone de 20 mètres carrés, la zone ne recevra que 75 lx d'éclairage par les utilisateurs.

II.4.24 Véhicule électrique (VE)

Le système EV est identique au système de stockage donc il se présente par le modèle mathématique suivant [47].

$$SL_{EV}(t) = SL(t - 1) + S_{CR,EV}(t)Cap_{CR,EV} - S_{DR}(t)Cap_{DR,EV} \quad \text{(III. 36)}$$

$$SOC_{EV}(t) = \frac{SL_{EV}(t)}{SL_{EV,max}} * 100 \quad \text{(III. 37)}$$

SL_{EV} : Niveau de stock de batterie EV. à t .

$SL(t - 1)$: Niveau de stock de batterie EV. à t - 1

$S_{CR,EV}$: Signale binaire de commande de batterie en charge à t .

$S_{DR,EV}$: Signale linéaire de commande de batterie en décharge à t .

$Cap_{CR,EV}$: Capacité de charge EV .

$Cap_{DR,EV}$: Capacité de décharge EV .

Les procédures déterminent des signaux $S_{CR,EV}$ $S_{DR,EV}$ liées à un algorithme de optimisation de système de gestion énergétique et les décisions de client lui-même.

II.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons dressé d'une manière générale l'état de l'art des dispositifs FACTS. Nous avons montré, également, leur importance dans la conduite des réseaux électriques. Leurs bonnes performances de contrôle dues aux avancées de l'électronique de puissance permettent un bon réglage de tension et de fréquence des réseaux. Les FACTS de type parallèle peuvent aussi assurer pour certains un filtrage actif tandis que les FACTS de type série contribuent aussi à la limitation des courants de défaut dans le réseau.

Dans une deuxième partie, nous choisissons l'étude d'une FACT type SMES, nous avons donné un aperçu sur l'historique du développement du SMES. Nous avons examiné les contraintes liées à la réalisation d'un tel dispositif. Nous avons décrit et donné sa configuration, et donné son principe de fonctionnement. Ensuite, nous avons justifié le couplage des transformateurs entre le réseau et les convertisseurs en fonction de l'échange de puissance. La commande des angles d'amorçage a été établie.

CHAPITRE III

Résultats et discussion

III.1 Partie 01

III.1.1 Introduction

Ce chapitre, présente la modélisation et le développement d'un modèle de simulation des appareils électrique, des systèmes de stockage et un modèle de véhicule électrique EV, sous l'environnement SimPowerSystem.

Le but de ce travail est le développement des blocs de simulation pour les équipements électriques et les nouveaux défis comme les véhicules électriques, et l'examen de leurs contraintes d'intégration dans les réseaux et leurs influences par rapport aux consommateurs et les gestionnaires des réseaux électriques de distribution GRD.

Dans cette simulation, on va examiner la réponse de notre système SMART HOME. La gestion énergétique se fait par un compteur intelligent, qui répond par une méthode de calcul optimal au besoin des consommateurs d'une part, d'autre part pour aider le réseau dans les cas de défaut (cas d'urgence, court-circuit, ou une surcharge).

Pour faciliter la simulation, on suppose que le signal de P_{D_Grid} (Puissance demandée par le réseau), qui représente l'état de réseau, est donné par:

$$P_{D_Grid} = \begin{cases} 1 & \text{si } P_D > P_{G_max}, \implies \text{le réseau besoin de puissance} \\ 0 & \text{si } P_D \leq P_{G_max}, \implies \text{le réseau peut répondre à la demande} \end{cases}$$

Dans la suite, on partage notre étude en 2 systèmes de simulation

Simulation 1: Interaction Smart Home /véhicule électrique.

Dans cette partie, on va représenter les scénarios des systèmes de stockage, les systèmes PV, en basant sur le modèle proposé dans le mémoire "Dsmes in micro grid, kH Miliana 2016" [35]. Et on intègre en plus un véhicule électrique dans les deux cas suivante (type EV, type V2G) .

Simulation 2 : Interaction compteur intelligent/équipements (charges).

On va présenter des modèles de simulation de quelque appareil pour montrer le rôle et la réaction de compteur intelligent en cas de défaut, et démontre l'aspect de modulation de la charge pour optimiser la consommation et le cout.

Pour prouver cette idée, on va développer un modèle SimPowerSystem de deux appareils, appareil pour chaque catégorie de charge, et on va étudier leurs réponses par rapport à des scénarios proposés.

III.1.2 Simulation 1: interaction Smart Home /véhicule électrique

Avant de citer les cas étudié, on doit déterminer d'abord les catégories de charge qui existe, nous avons 2 types de charges:

Type 1:appareil d'opération automatique AOA

Ce type devise en 2 catégories:

- **Catégories 1 :** les appareils reprogrammables comme (le réfrigérateur, le chauffe-eau, le climatiseur, le chauffage).
- **Catégories 2 :** les appareils command able comme (la machine à laver, la sècheuse, la lave à vaisselle).

Type 2: appareil d'opération manuel MOA

Ce type des appareils est un type de charge permanente, que le compteur ne peut pas les mettre en attente lors d'utilisation comme (PC, l'éclairage, cuisinière, TV, pompe, ..etc.).

III.1.3 Analyse et simulation des scénarios

La simulation faite pour une durée de 1 jour pour simplifier l'explication des résultats.

Le modèle suivant représente le modèle de simulation examiné.

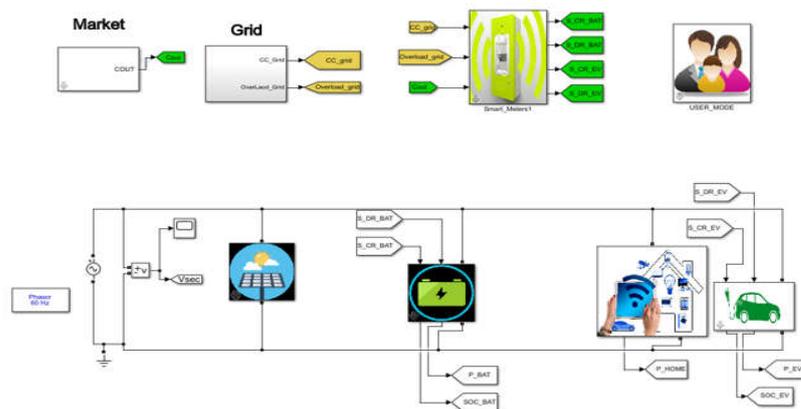


Figure 48 : Modèle de simulation examiné.

Le modèle contient une source de distribution, un véhicule électrique, un système de stockage. Les paramètres de chaque système sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau 3 : Les paramètres de stockage.

Paramètres	Batterie EV	Batterie Home
Capacité (Wh)	60000	41000
Puissance de charge (W)	3500	800
Puissance de décharge (W)	1500	400
Stock initial (%)	20	20
Puissance nominale (pu)	1	1
PF (%)	1	1

Dans cette partie, nous ne sommes pas intéressés à l'étude d'optimisation de la consommation, donc on va prendre la courbe de charge de la maison représentée la courbe optimale de la consommation. La figure 49 Représente le scénario de coût.

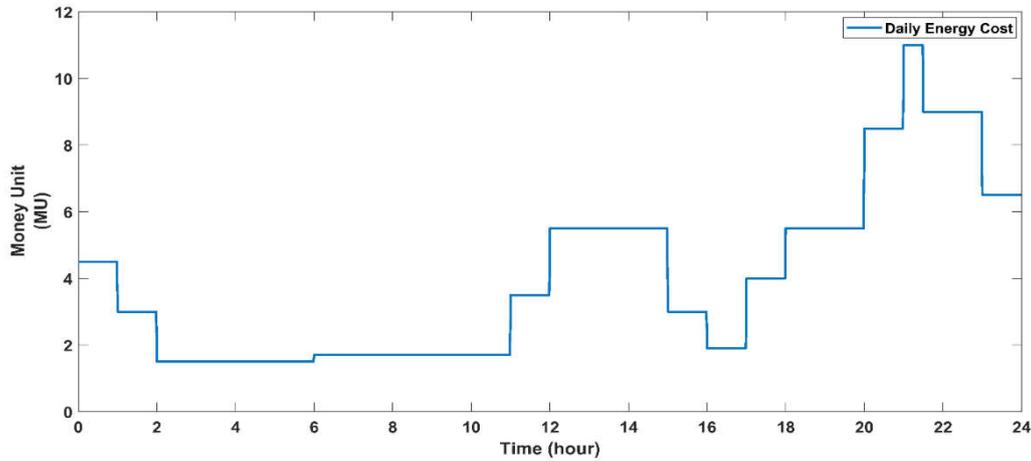


Figure 49 : Le scénario de coût (UM).

Les charges de la maison sont considérées comme des charges permanentes, la courbe de consommation journalière représentée dans la figure suivant:

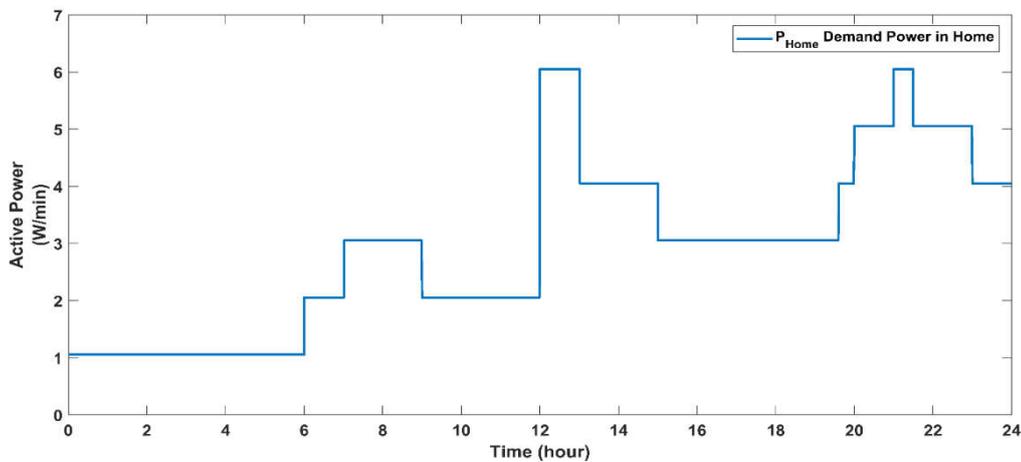


Figure 50 : La puissance demandée par la maison.

La courbe de la production PV :

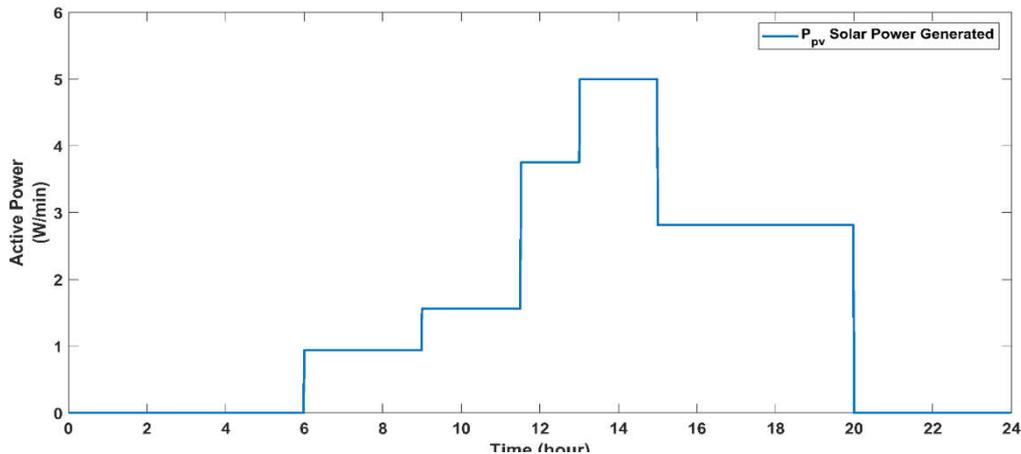


Figure 51 : La puissance générée par les PV.

Comme proposé précédemment, le signal P_{D_Grid} qu'est représenté dans la figure suivante :

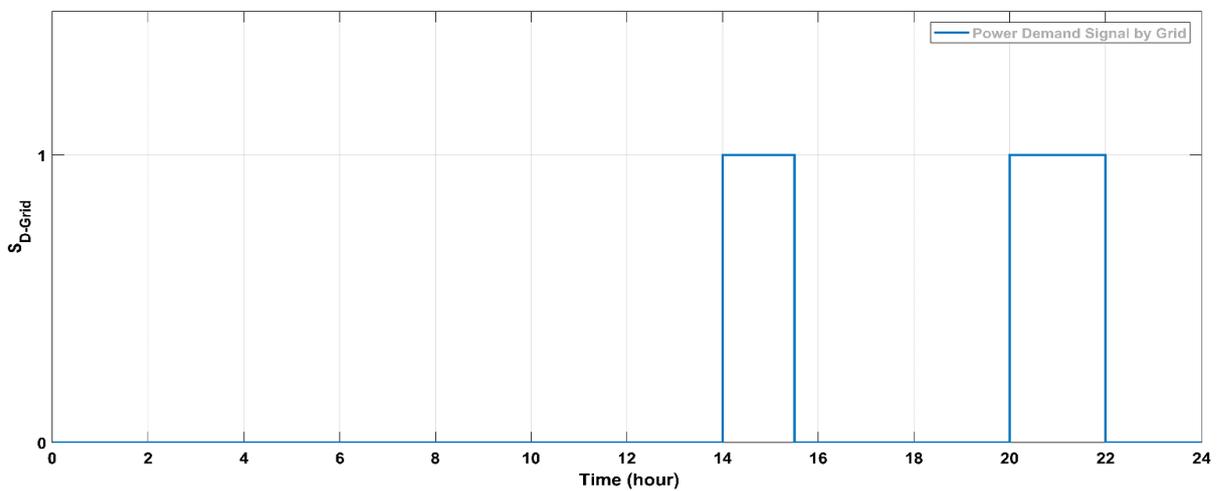


Figure 52 : La puissance demandée par le réseau.

L'état de système de stockage en charge/décharge est représenté par le signal suivant :

$$\begin{cases} P_{charge} < 0 \\ P_{décharge} > 0 \\ P = 0, \text{ système isolé} \end{cases}$$

En 1^{ière} étape, le compteur faire un bilan énergétique de l'état de consommation de la maison, de l'état du réseau et le niveau de stock d'énergie, à l'aide de ce bilan. A l'étape (t+1), le compteur définit l'état de tous les appareils, de sorte qu'il prend la décision de les maintenir en marche, de les mettre en mode économie, ou de les éteindre directement, il définit également tous les transferts énergétiques entre le système de stockage, la maison et le réseau.

III.1.4 Modèle de véhicule électrique EV

L'EV proposé à étudier dans cette simulation est un véhicule électrique, modèle Zoe du constructeur automobile français Renault . Elle est équipée d'une batterie lithium-ion d'un voltage de 400 Volts et d'une puissance de 41 kWh. Avec une Autonomie réelle de 260 jusqu'au 320 km.

Type de chargeur

- Caméléon (adaptatif mono-triphasé de 3 à 43 kW).

Temps de charge

- 3 kW Wall box monophasé 16 A 6 à 9 heures.
- 22 kW borne triphasée 32 A 80 % de la batterie en 1 heure.
- 43 kW borne triphasée 63 A 80 % de la batterie en 30 min[36].

Selon notre étude sur les Smart Home, on choisit le 1^{ier} type de chargeur; chargement lent monophasé. On propose aussi que le temps de décharge soit 2 fois le temps de charge.

On va examiner au cours de cette simulation 2 types de véhicule électrique ;

Type 1: EV (ElectricalVehicule) :

Ce type de EV permette seulement la charge de la batterie, l'EV considéré comme une charge.

Type 2: V2G (Vehicule to Grid)

Ce type permettre la charge/décharge, il est considéré comme charge dans le cas de disponibilité d'énergie, ou un système de stockage dans le cas où le réseau a besoin d'énergie.

Le V2G est considéré comme un stockage de secoure, on l'utilise si seulement si le niveau de stockage est au minimum. Mais cette utilisation est liée à des contraintes pour assurer la disponibilité de l'EV. Ces contraintes sont représentées dans le tableau suivant:

Tableau 4 : Les paramètres de l'EV.

Contrainte	Paramètres
$SOC_{max} \geq 95\%$ $SOC_{min} = \begin{cases} 50\% & \text{si } t \leq 19h \\ 20\% & \text{si } t > 19h \end{cases}$	Batt =400V 41KW $CAP_{CR_EV} = 3KWh$ $CAP_{DR_EV} = 1.5KWh$

Tableau 5 : La commande de l'échange énergétique réseau-batterie.

Pd_Grid	Pd_Home	Temps	SOC	Cout	état	
Pd_grid = 0	Pv > Pd_home		SOC = 95%		isolé	
			SOC < 95%		Charge	
	Pv = Pd_home		SOC > 50%		Isolé	
			SOC < 50%	Cout > 5UM	Isolé	
			SOC < 50%	Cout < 5UM	Charge	
	Pv < Pd_Home		T < 7h	SOC < 95%	-	Charge
			7h < T < 19h	SOC < 50%	Cout < 5UM	Charge
				SOC > 50%	Cout > 5UM	décharge
			T > 19h	SOC > 20%	Cout > 5UM	décharge

III.1.5 Modèle de simulation

D'après le tableau de commande, on voit que la batterie pendant la nuit se charge 95% par le réseau, parce que le réseau est dans l'état de disponibilité d'énergie à cout optimale, durant la journée à 7h < T < 19h, elle se décharge/charge lors de 50% de sa capacité, et à T > 19h, la batterie se décharge jusqu'à 80% de sa capacité pour répondre à la puissance demander par la maison. La figure 53 Montre l'état de la batterie, le niveau de stockage, et la décision de charge/décharge de la batterie.

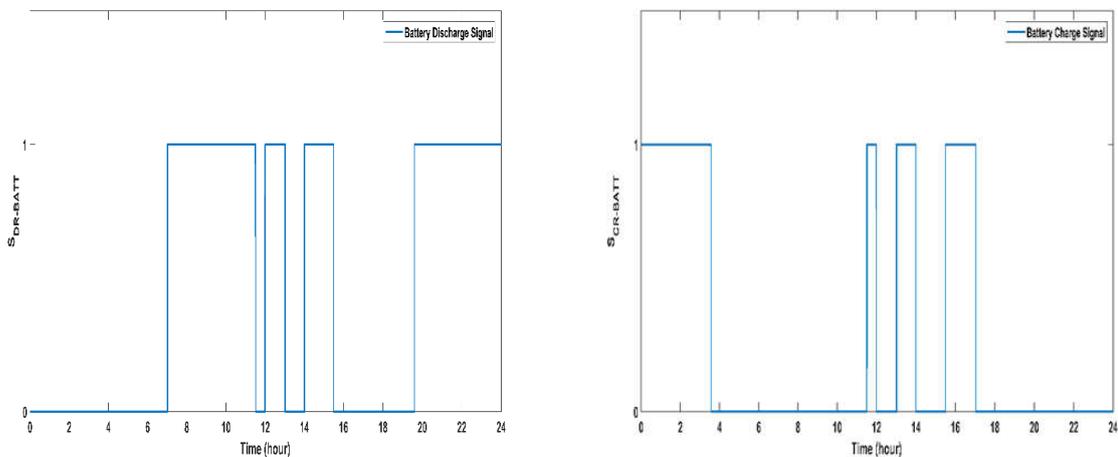


Figure 53 : Evolution de système de stockage batterie pendant 1 jour.

La figure 54 représente l'évolution de système de stockage dans l'EV, cette dernière est considérée comme une charge permanente, on voit que quel que soit la puissance demandée par la (e) maison/réseau. La batterie de l'EV ne répond pas pour aider le réseau.

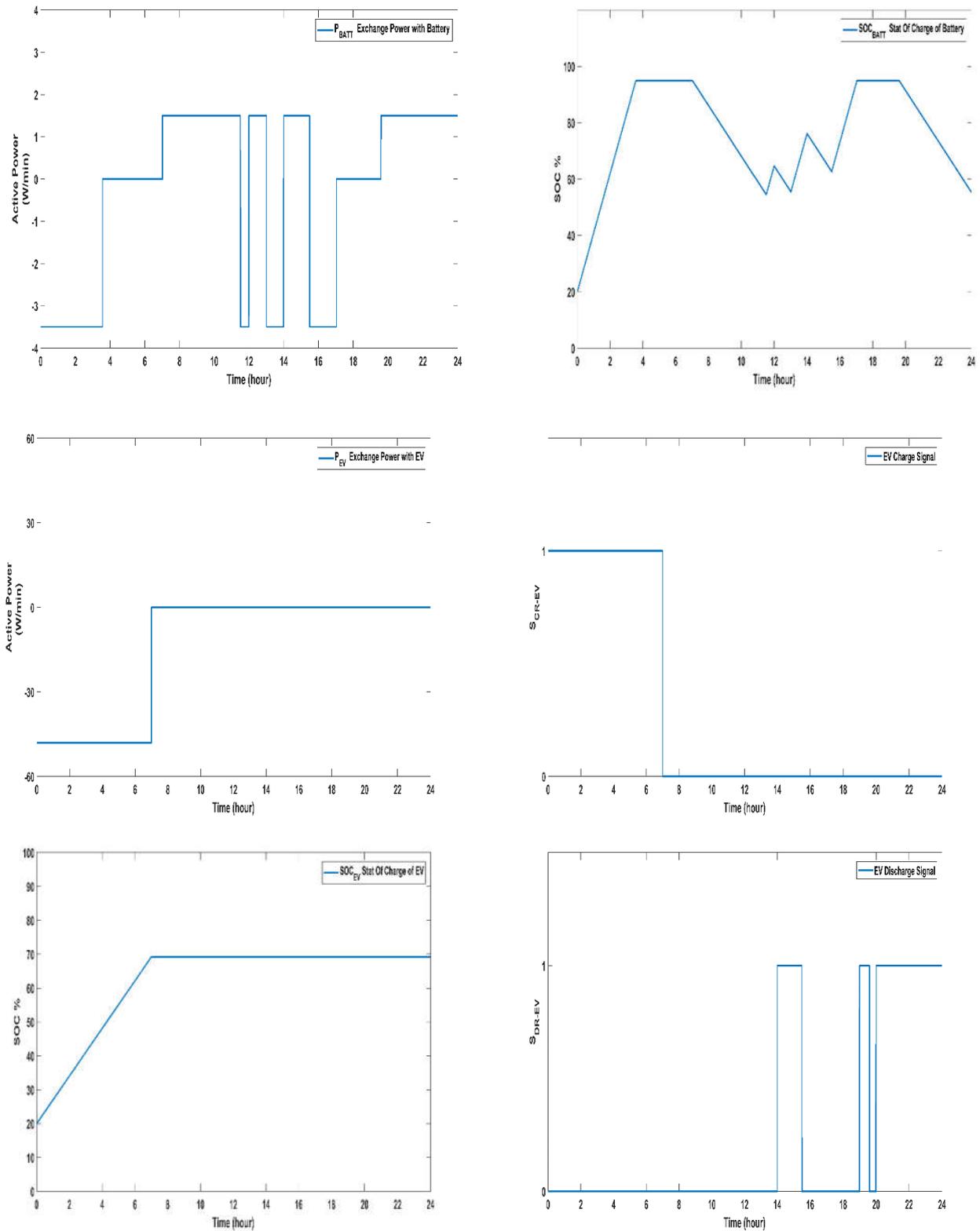


Figure 54 : Véhicule électrique isolé de réseau - type EV.

Par contre le système utilisé dans la figure 55 est un V2G (véhicule to grids), ce système aide le réseau à résister pendant les moments de forte demande.

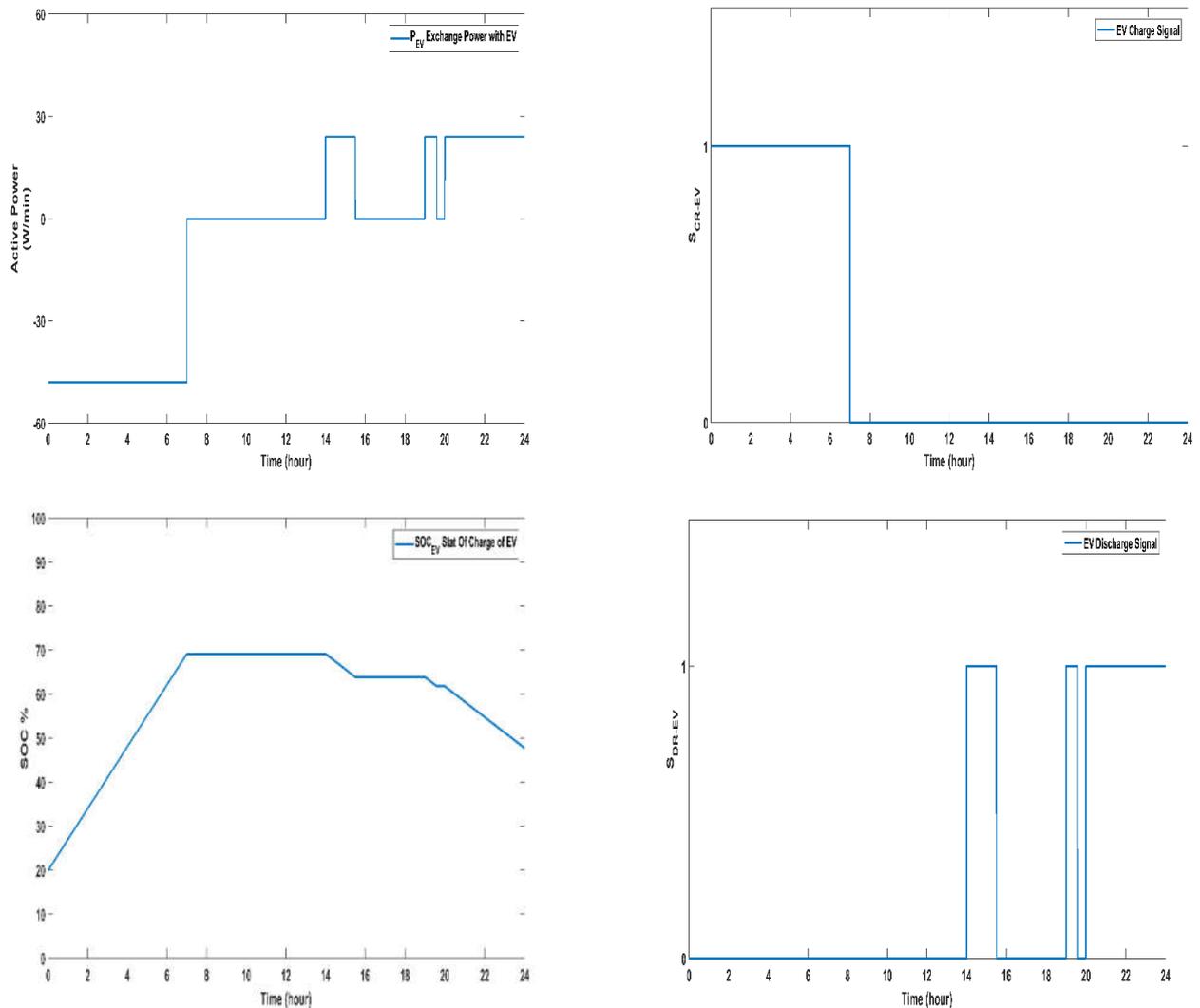


Figure 55 : Véhicule électrique connecté au réseau - type V2G.

III.1.6 Simulation 2: interaction compteur intelligent/équipements

La simulation faite pour une durée de 2 jours pour simplifier l'explication des résultats.

III.1.6.1 Le temps d'utilisation (TOU: time of use)

La tarification de TOU est la forme la plus simple de tarification dynamique. L'objectif principal des programmes de tarification dynamique est d'encourager la réduction de la consommation d'énergie pendant les heures de pointe. Dans le prix de la TOU, le prix de l'électricité par kWh varie pour différents moments de la journée. Les compteurs intelligents sont essentiels pour l'application des prix, car ils permettent de déterminer la quantité d'électricité utilisée et à quel moment [37].

En Ontario, les prix TOU sont actuellement basés sur trois périodes de consommation d'énergie :

- En période de pointe (ON-Peak), lorsque la demande d'électricité est la plus élevée.
- Mi-pic (MID-Peak), lorsque la demande d'électricité est modérée.
- Hors pointe (OFF-Peak), lorsque la demande d'électricité est la plus faible.

La tarification est montrée dans le tableau suivant:

Tableau 6 : Exemple des prix d'énergie.

	Période de consommation	TOU Time Of Use	Prix (Cents/kWh)
jour de la semaine	12 :00pm à 7 :00 am	OFF-Peak	4.2
	7:00 a.m. à 9:00 a.m.	MID-Peak	7.6
	9:00 a.m. à 11:00 a.m.	OFF-Peak	4.2
	11:00 a.m. à 2:00 p.m.	ON-Peak	9.1
	2:00 p.m. à 7:00 p.m.	MID-Peak	7.6
	7:00 p.m à 10 :00 pm	ON-peak	9.1
	10 :00 pmà 12 :00 p,m	MID-peak	7.6

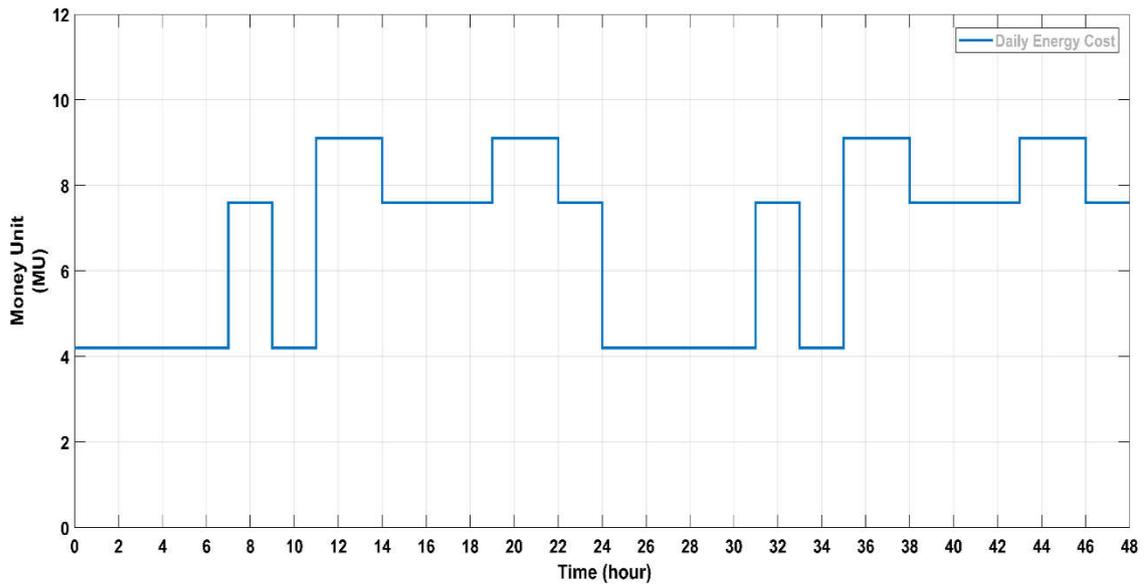


Figure 56 : Prix de consommation d'énergie (UM/KWH) pendant 2 jours.

III.1.6.2 Température ambiante

La figure 57 représente la variation de température ambiante pendant la nuit et la journée durant la saison d'été et d'hiver.

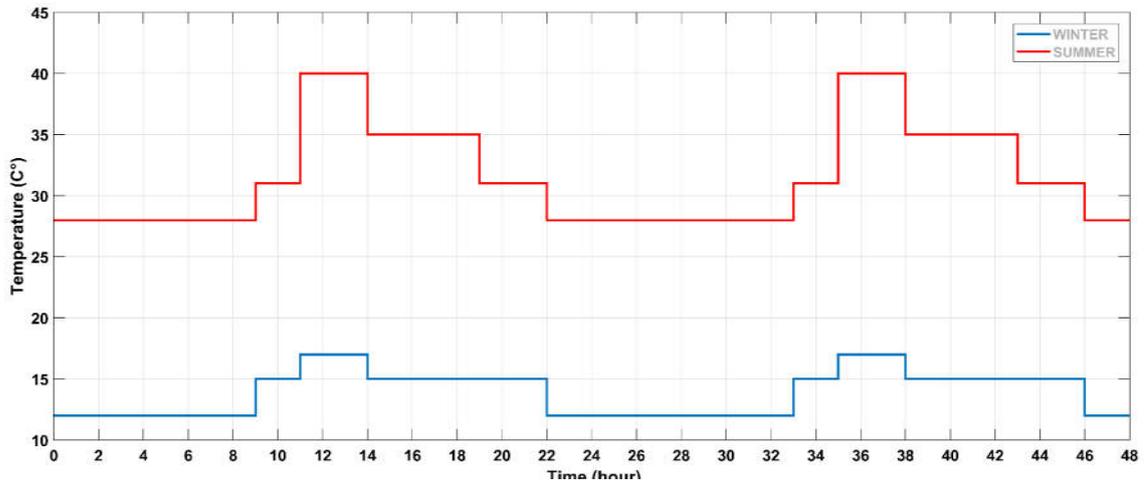


Figure 57 :Variation de températures ambiante (été, hiver).

III.1.7 Modèle de simulation

III.1.7.1 Présentation des scénarios :

Pour faciliter la simulation on définit les signaux suivant, ces derniers représentent l'état de bilan de puissance de GRIDS/HOME :

III.1.7.2 Scénarios d'un signal d'une puissance demandé

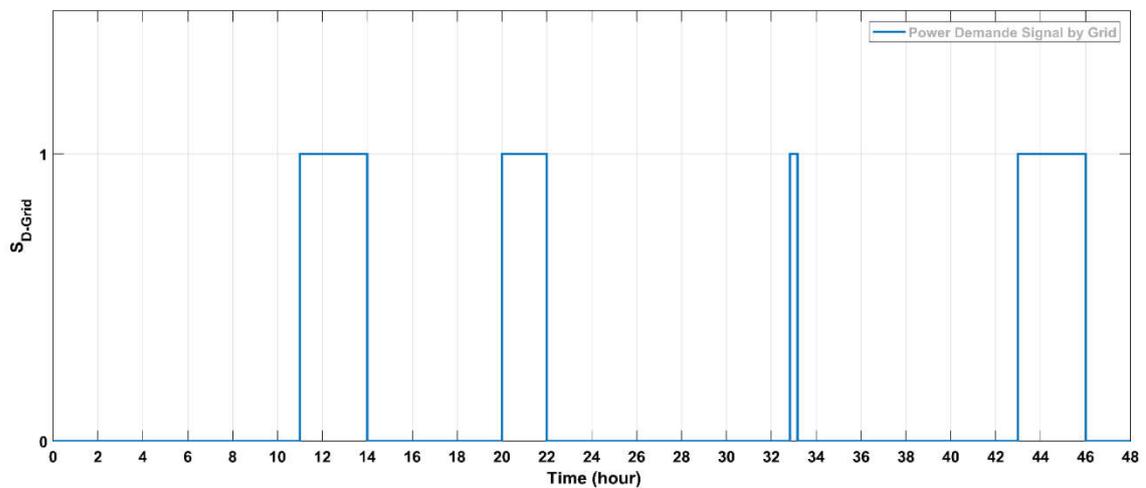


Figure 58 : Signal de manque de puissance dans le réseau .

III.1.7.3 Scénarios d'un signal de court-circuit

C'est une grande puissance demandée par le réseau dans un temps très précis. Alors, si la GRD ne peut plus répondre rapidement, le réseau va faire une demande de modulation de charge, si cette étape est insuffisante, alors le réseau va passer dans un état de mode économie forcé.

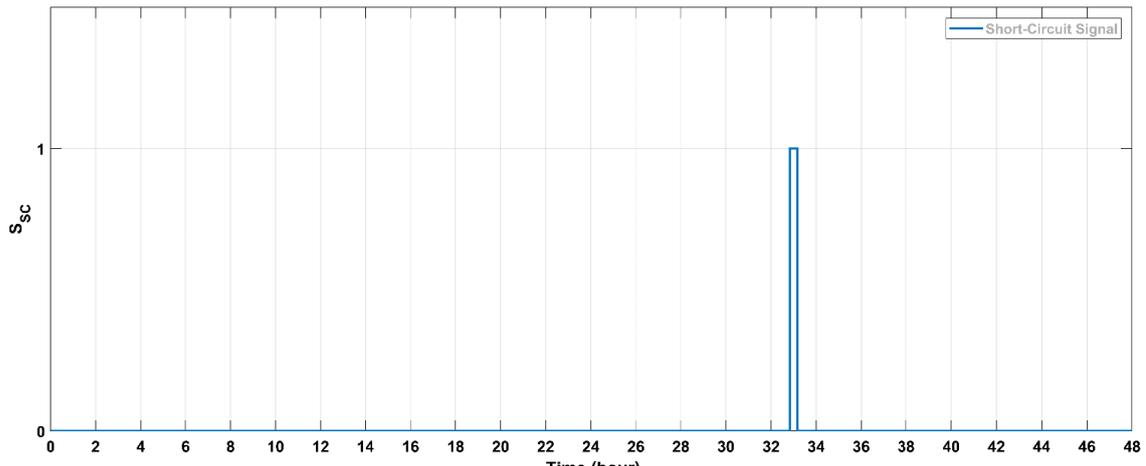


Figure 59 : Signal de cas de court-circuit.

III.1.7.4 Scénarios d'un signal de surcharge (overload)

Une surcharge, c'est une demande d'énergie, ou les générateurs sont dans sa limite de production, et ne peut pas répondre à cette-ci. Donc le réseau passe dans l'état de mode économie forcé.

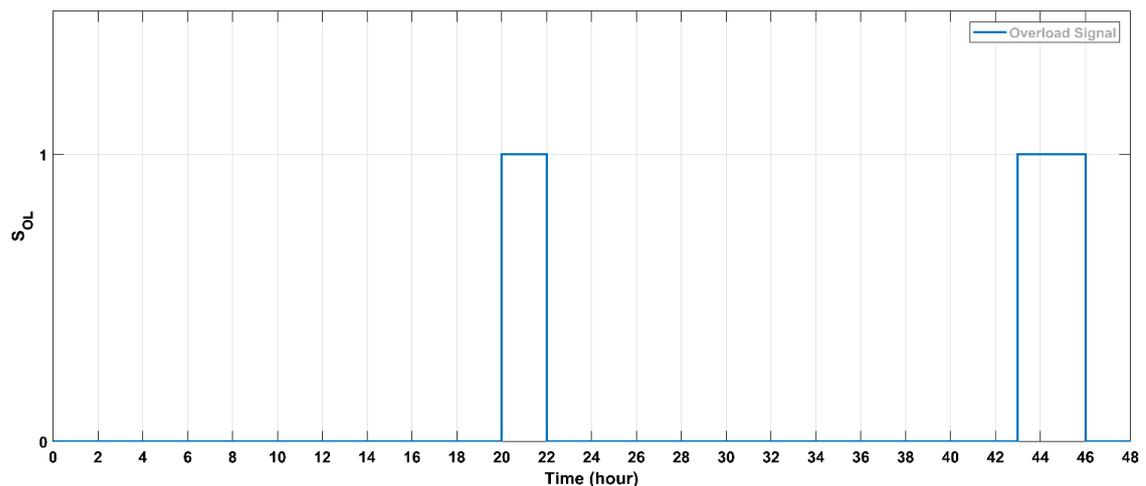


Figure 60 : Signal de surcharge (overload).

III.1.7.5 scénarios d'un signal de mode secours (urgence) :

Le mode d'urgence signifie un défaut dans le réseau, par exemple ; un incendie, une coupure d'une ligne. Là où le réseau va éteint certains appareils directement en gardant seulement les appareils permanentes, pour éviter le délestage.

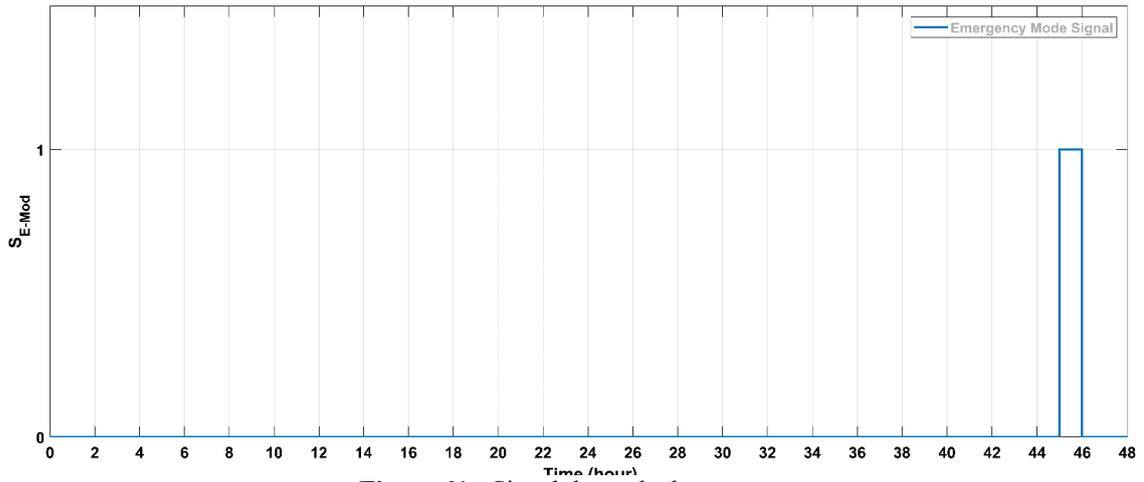


Figure 61 : Signal de mode de secours.

III.1.8 Modélisation des Appareils

III.1.8.1 Climatisation

Le modèle suivant représente le modèle de simulation d'un AC/H

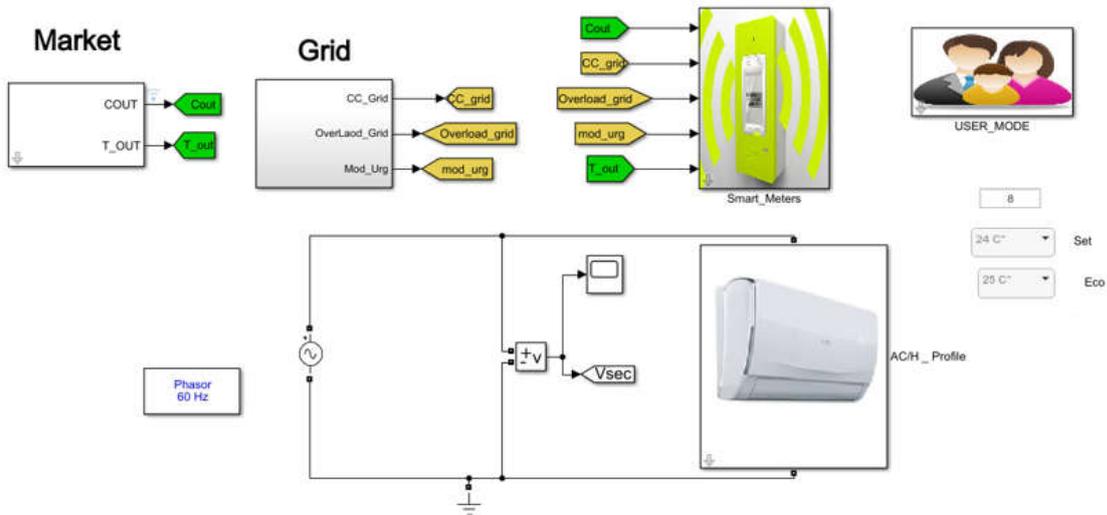


Figure 62 : Modèle de simulation AC/H.

La figure 63 représente le signal de commande d'un Climatisation/Chauffage, qui fonctionne durant toute la journée. La figure 64 représente le résultat de simulation de climatisation, de la variation de la température, avec un mode de modulation de charge pendant les points de consigne activé par le client. On voit que le climatiseur change la température interne de la maison et de passer de l'état de confort au mode économie d'énergie.

1^{er} cas, nous avons un pic de consommation, le client préfère de minimiser la consommation et de minimiser le cout d'énergie consommée par l'appareil.

2^{ème} cas, nous avons une surcharge (over-load) ou le producteur ne peut pas répondre à cette demande, donc l'appareil passe au mode éco forcé par l'intervention de compteur.

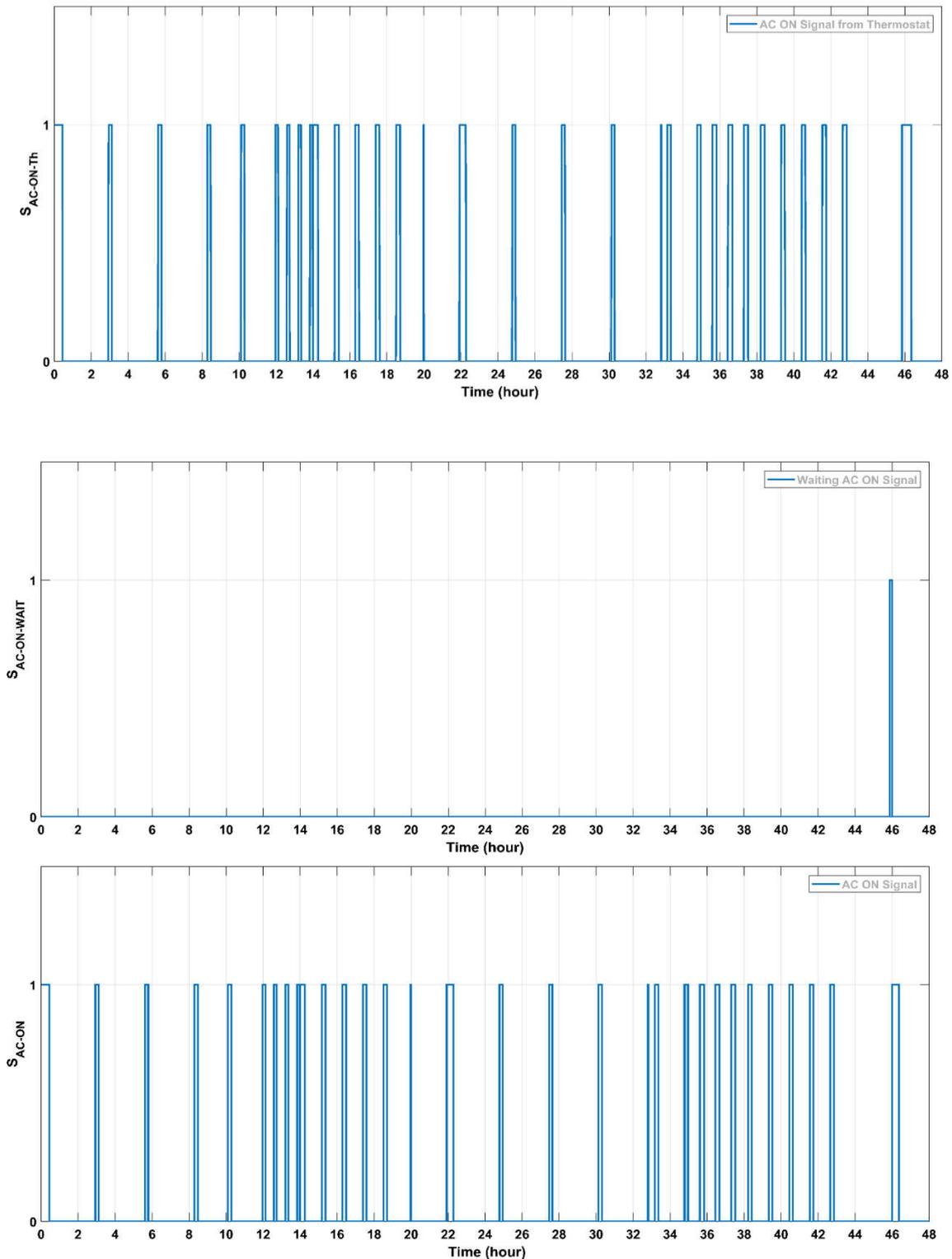


Figure 63 : Signaux de commande AC.

3^{ème} cas, on voit une réponse instantanément à l'appel du réseau pendant une forte charge. Donc le compteur intelligent force l'appareil de passer au mode économique.

4^{ème} cas, on voit qu'il y a une surcharge (Overload) de longue durée, là où la puissance P_{D_home} reste supérieure à la puissance maximale fournie par le GRD, après l'intervention de compteur, donc la GRD force l'appareil de passer à l'état mode d'urgence (consommation minimale).

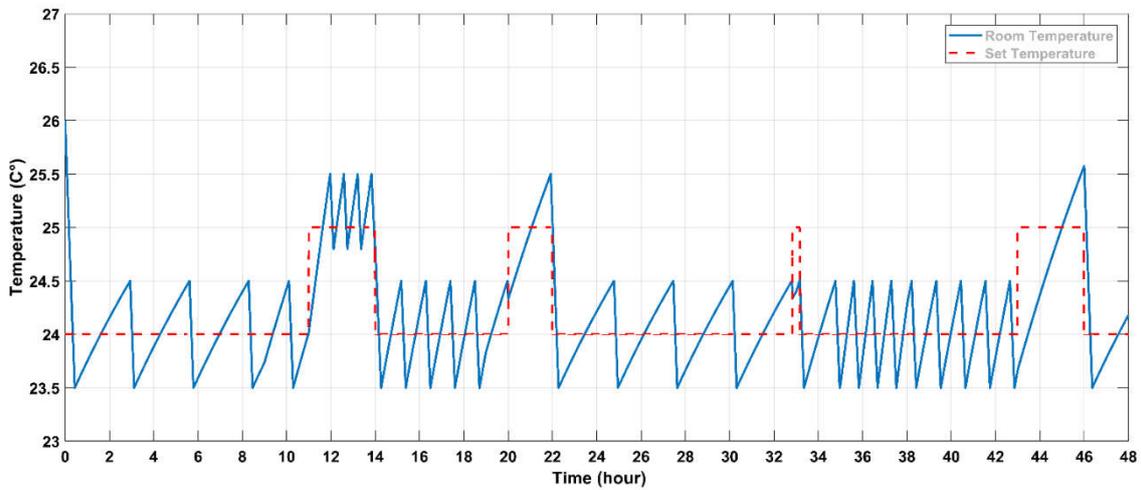


Figure 64 : Le fonctionnement de climatiseur avec un mode éco activé.

La figure 65 illustre le fonctionnement du climatiseur lorsque le mode éco est désactivé, choisi par le client. Cela indique que, même en cas de pic de consommation ou lorsque le prix du kWh est élevé, le client privilégie le confort à l'économie d'énergie.

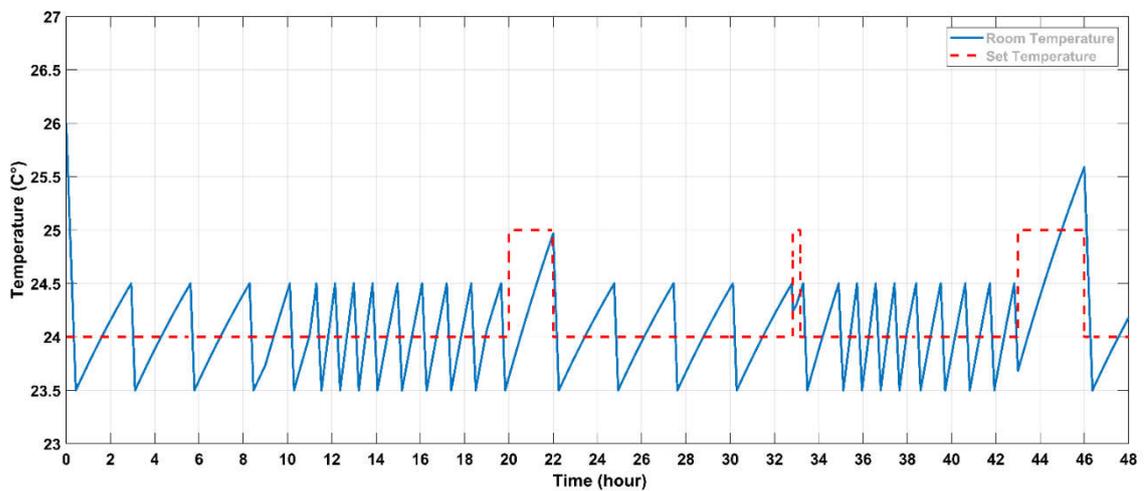


Figure 65 :Le fonctionnement de climatiseur avec mode éco désactivé.

III.1.8.2 Chauffage

La figure 66 illustre les résultats de simulation de chauffage, comme dans le cas du climatiseur.

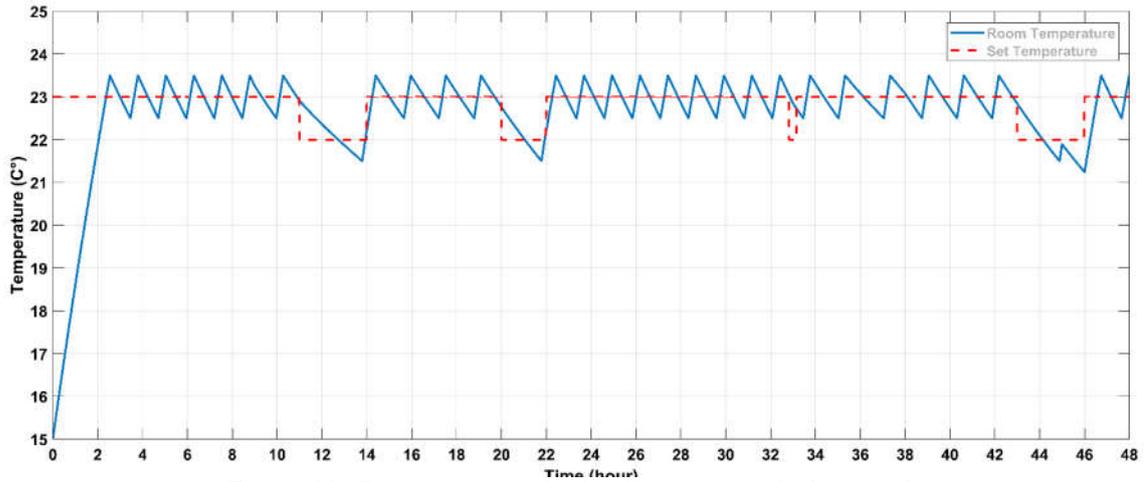
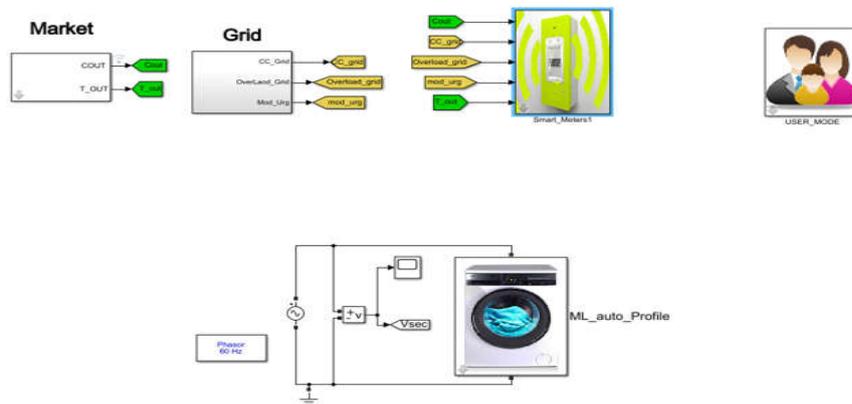


Figure 66 : Fonctionnement de chauffage avec mode éco activé.

III.1.8.3 Machine à laver



Le modèle suivant représente le modèle de simulation

Figure 67 : Le modèle de simulation de la machine à laver.

Le principe de fonctionnement de la machine à laver s'effectue à partir d'un signal S_{CW-ON} , le signal S_{CW-Cap} représente le niveau de stockage, transmettre au compteur intelligent pour qu'elle puisse programmer le démarrage. Lorsque le compteur intelligent analyse les coûts et l'état du réseau, il envoie un signal $S_{CW-Wait}$ à la machine. Si le mode éco est activé, le compteur retardera le démarrage de la machine en dehors des périodes de pic de consommation. Une fois que la machine est lancée, elle ne peut pas être interrompue, assurant ainsi que le cycle de lavage se déroule jusqu'à son terme sans interruption.

Mode éco non activé

La figure 68 représente le scénario de cout d'énergie et le signal des défauts dans le réseau. On voit que l'utilisateur a désactivé le mode éco par choix, cela signifie que le client veut payer quel que soit le cout de kWh.

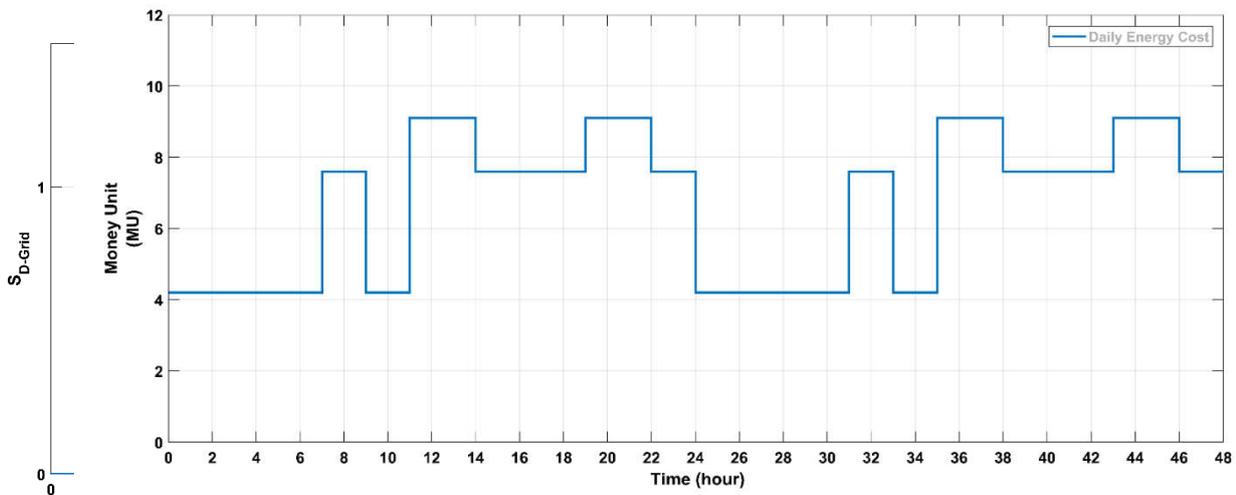


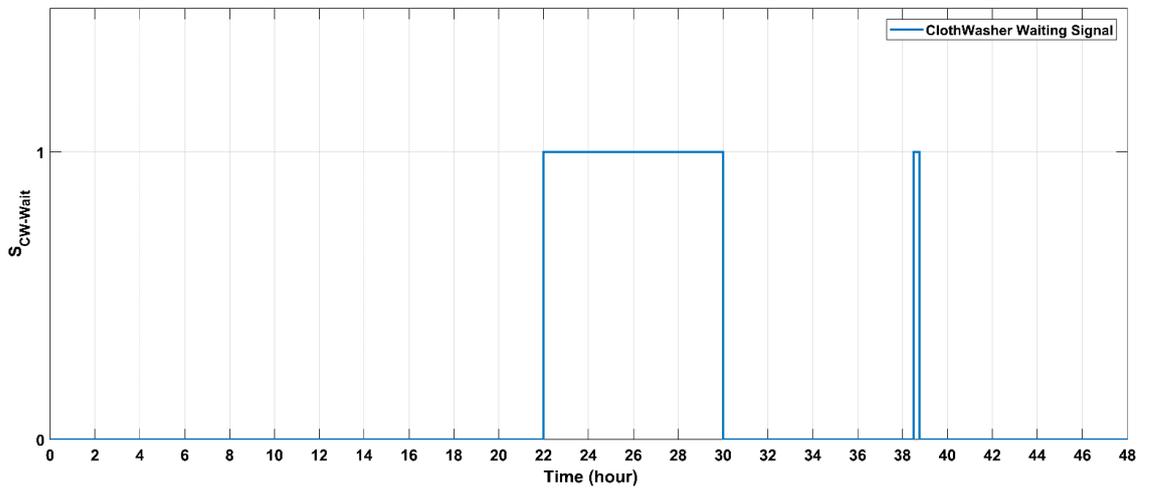
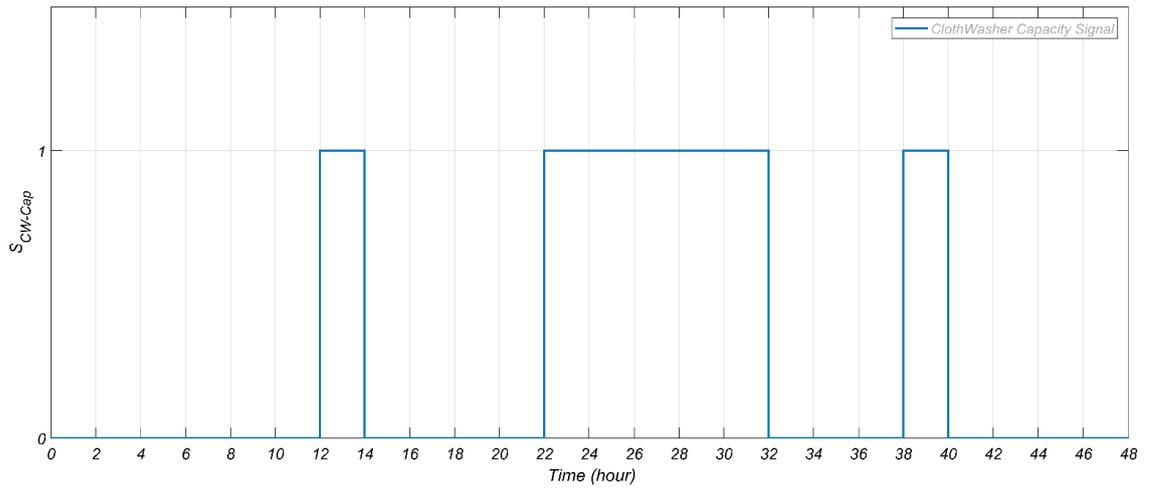
Figure 68 : Le cout d'énergie et le signal de défauts dans le réseau.

La figure 69 représente la décision du compteur et le signal de capacité de stockage. On voit que le compteur retarde le démarrage de la machine, dans l'autre cas (mode éco désactivé), on voit que malgré y a un défaut dans le réseau et le compteur envoie un signal WAIT, l'appareil ne répond pas à ce signal et elle continuera son processus.

La figure 70 représente le stockage des sales vêtements en %, et la décision du compteur pour le démarrage. On voit que le stockage débute avec une capacité maximale. Dans le 2^{ème} cas, on voit que le stockage dépasse le maximum, mais le compteur ne donne pas l'ordre de démarrage, car l'utilisateur interdit que la machine à laver fonctionne de 22h00 à 06h00.

Mode économie activé

C'est le même principe que le AC/H. Si on remarque dans la figure 46, on voit que le compteur retarde le fonctionnement de la machine dans le pic de consommation, de but de minimiser le cout de consommation.



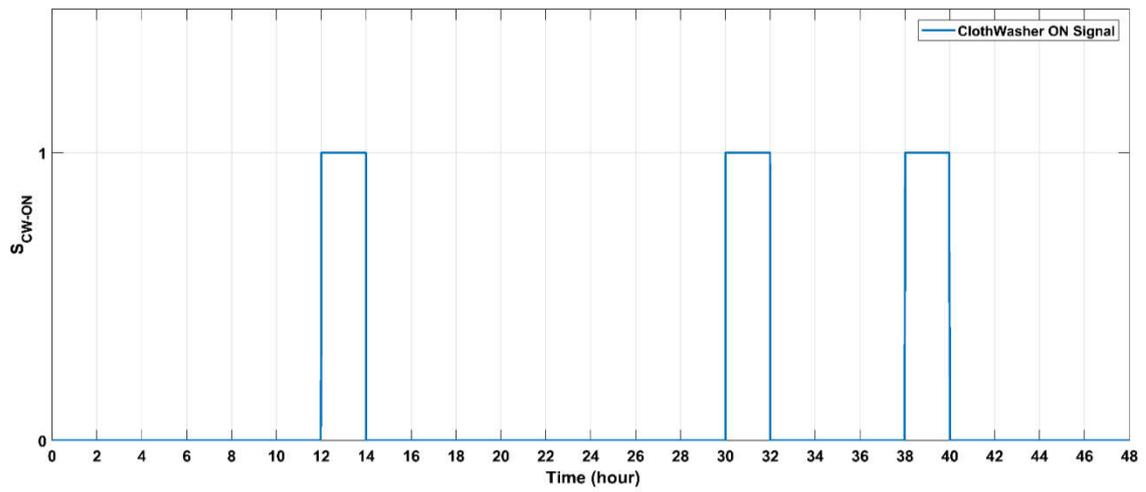


Figure 69 : Signal des décisions du compteur mode éco désactivé.

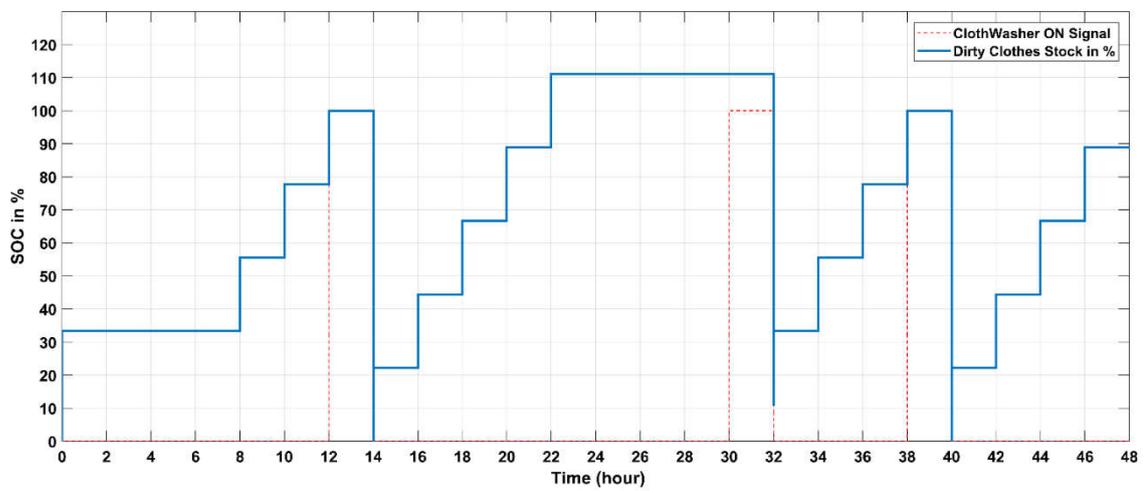
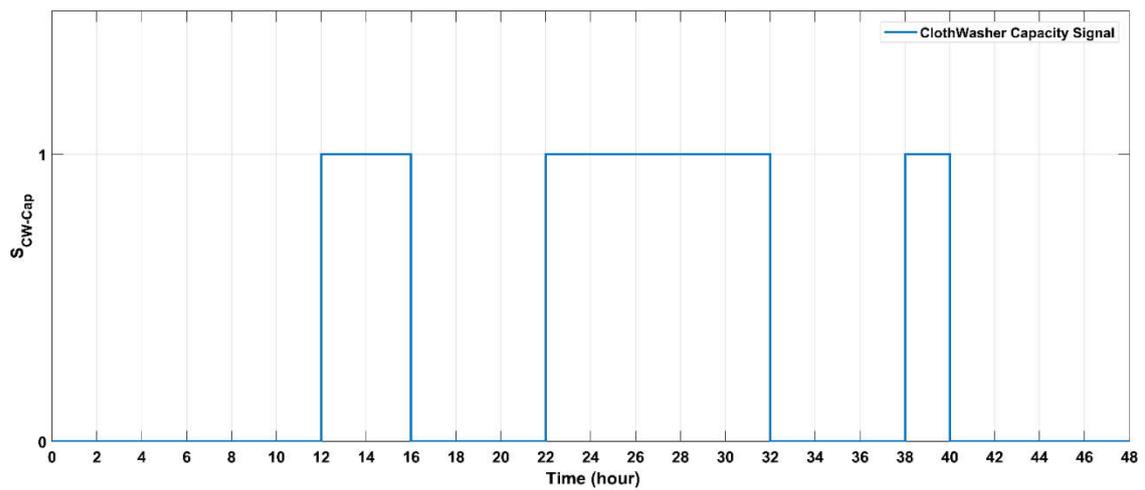


Figure 70: Profile de stockage des vêtements sale en %, mode éco désactivé.



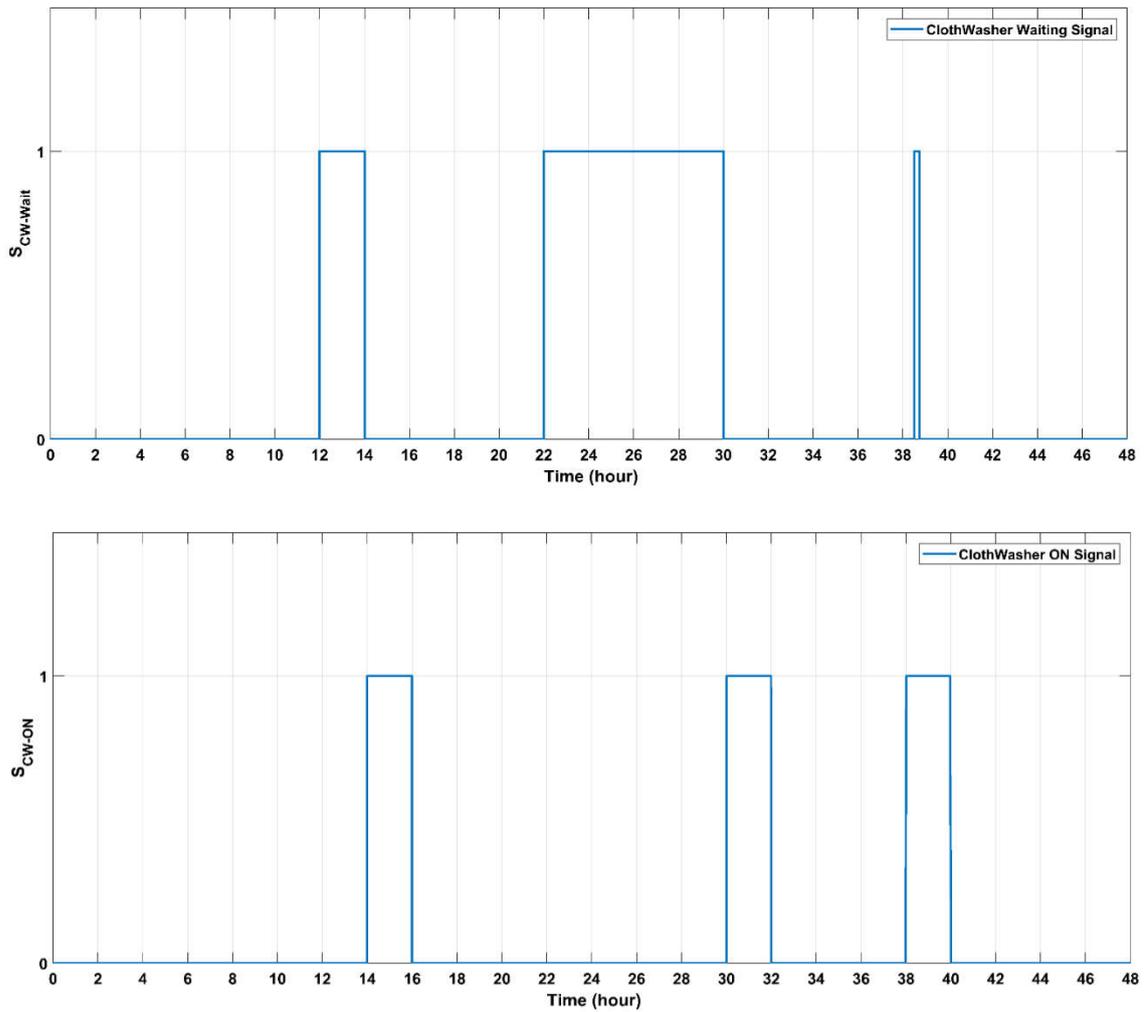


Figure 71 : Signal des décisions du compteur mode éco activé.

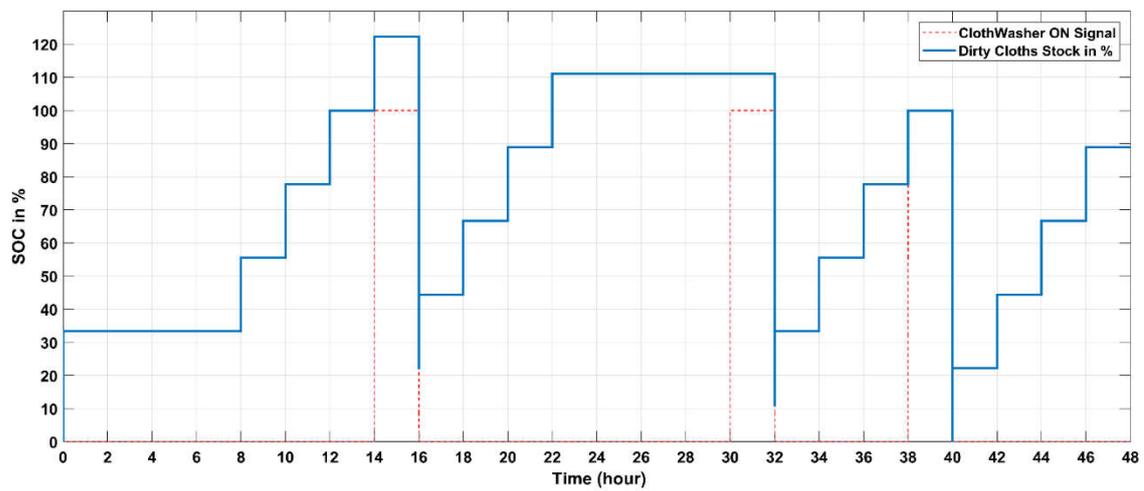


Figure 72 : Profile de stockage des vêtements sale en %, mode éco activé.

Le tableau suivant montre la différence entre le cout et de puissance consomméeou le mode éco activé/désactivé.

Tableau 7 : Le cout et la puissance consommer par les appareils.

Appareil	Puissance kWh		Cout MU/h	
	Mode Eco no activé	Mode EcoActivé	Mode Eco no activé	Mode EcoActivé
AC	31.31	31.06	217.6	212.7
ML	2.697	2.697	19.22	17.87

III.2 Partie 02

III.2.1 Introduction

Dans ce chapitre, on présente une étude de stockage de l'énergie électrique dans les réseaux intelligents du futur, le système de contrôle et d'optimisation(EMS) utilise un algorithme classique à partir d'un tableau de commande. On intresse par la répartition de puissance active (équilibre production/consommation) et on déduit les avantages économiques et l'amélioration en qualité d'énergie et en fiabilité de système. La simulation a été effectuée sous le logicielMATLAB/SimPowerSystem.

III.2.2 Exemple d'application

III.2.3 Présentation duréseau

La configuration du réseau proposée est présentée dans la figure 73. Ce réseau contient 5 nœuds, 5 branches (2 transformateurs) et un générateur, un parc PV et un dispositif DSMES100kJ.

Dans ce réseau, il existe trois zones différentes (une de production, une de répartition et l'autre de distribution).

- La zone de production contient un générateur swing connectée à la ligne de répartition à l'aide d'un transformateur (11kV/6kV) à une puissance nominale de 15kVA, connectée en étoile-étoile.

- La zone de répartition contient une charge industrielle 10 kW/min, une ligne de répartition 3 Km à une résistance 0,104 Ω /km et une inductance 1,048mH/km.

- La troisième zone de distribution contient une ligne distribution de longueur 1km et trois autres lignes de 0,2 km, aux mêmes paramètres avec la ligne de répartition et trois charges résidentielles sont installées, deux charge constantes (0.4 kW/min, 0,25kW/min), et un micro grid de puissance consommée (max= 0, 375kW/min, facteur de modulation 0,2%), et un

dispositif SMES 100kJ/50kW à un stock initial de 20% et un parc PV à rendement 20% de production maximal de 400W/min. La zone est connectée à la zone de répartition par un transformateur (6kV/380V) à une puissance nominale de 1,5kVA, connectée étoile-étoile.

Dans cette simulation, on examine la réponse de notre système pour 3 types de défaut différents :

- Défaut dans la production dans le parc photovoltaïque à l'instant $t = 13$ h, durée 5min et la puissance photovoltaïque produite diminuant de 0.65%.
- Un court circuit dans le réseau de répartition à une puissance totale $S_{cc} = 50$ kW, à l'instant $t = 14$ h jusqu'à 14h02min.
- Un pic de consommation de 1,4 kW /min à l'instant $t = 21$ h, durée 32min.

III.2.3.1 Description du réseau

III.2.3.2 Présentation des blocs de simulation

Le bloc de simulation du réseau sous l'environnement *Matlab-SimPowerSystem* est représenté dans la figure 73. On utilise dans notre simulation le mode phaseur et la méthode ode23tb avec un pas de simulation variable et tolérance de $10e^{-4}$.

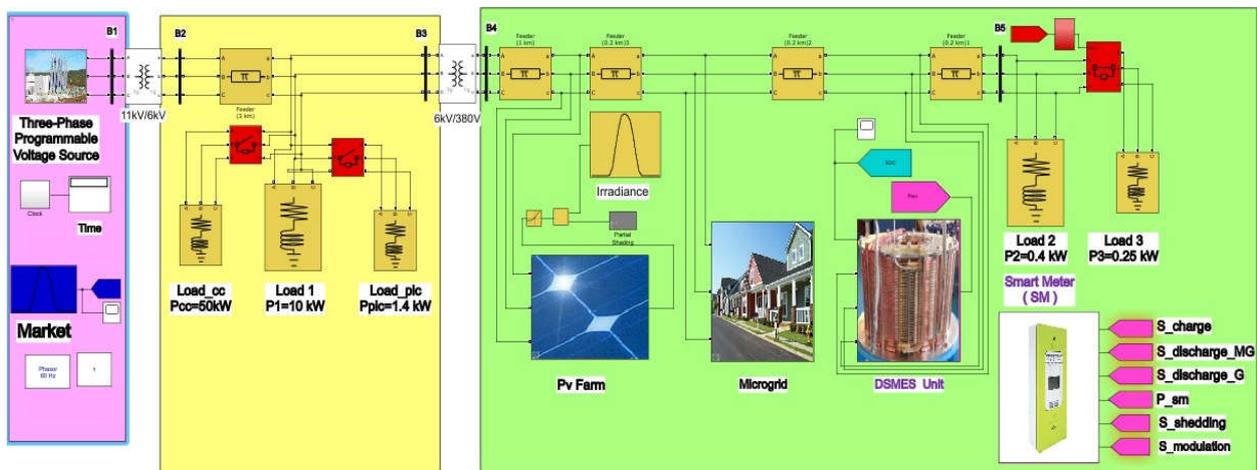


Figure 73 : Bloc de simulation de réseau sur Matlab/SimPowerSystem.

Dans cette section, les avantages de stockage d'énergie à grande échelle d'une part, le contrôle intelligent et l'optimisation de consommation d'autre part, sont étudiés. Dans le but de répondre aux fluctuations de charges et assure la disponibilité d'énergie à coût optimal, et maintenir notre micro grid capable à répondre à des différents types de défaut et éviter le délestage des charges, pour améliorer la qualité de distribution d'énergie.

Tout d'abord, le cas sans contrôle intelligent par EMS sera examiné ; ensuite, viendra le cas avec le contrôle intelligent et l'optimisation par EMS en fonction de coût, pour les deux cas

où l'option de modulation de charge dans EMS est activée ou désactivée.

On utilise (disable /enable) Switch pour activer ou annuler l'option de modulation de charge dans EMS, et un interrupteur triphasé commandé à distance par un signal pour déconnecter la charge 3 (0.25kW) en cas de manque d'énergie active dans le réseau.

On modélise les charges variables, le parc de production photovoltaïque et le système de stockage (DSMES), comme des sources de courant variable. Et les pertes moyennes dans le réseau sont estimés à 680W/min (résultat de simulation).

III.2.3.2.1 Générateur

Le générateur est un générateur swing connecté à 11kV et à une puissance active maximale de 11kW. La puissance générée maximale est 11,68kW/min.

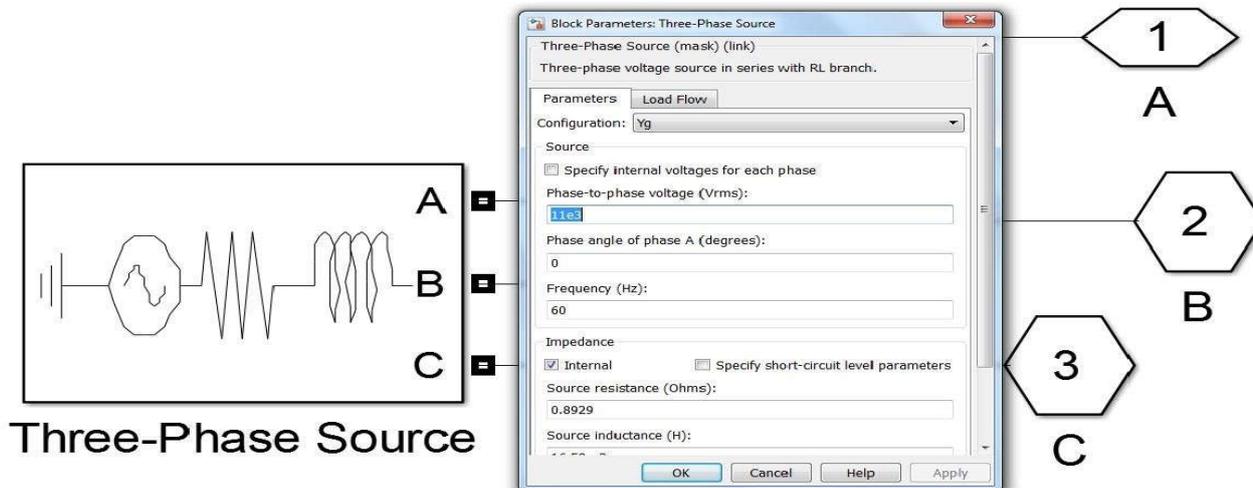


Figure 74 : Bloc de simulation de générateur.

III.2.3.2.2 Parc Photovoltaïque

Le générateur PV est constitué de 120 cellules photovoltaïques élémentaires 1kWh/m², de surface totale de 120 m². Il peut délivrer dans la condition standard de température (25 C°) et irradiation (maximal 1000 W/m²) à un rendement moyen maximal de 20 %, une puissance de 400 W/min.

consommation maximal pour chaque maison est de 0.375 W/min à 21h.

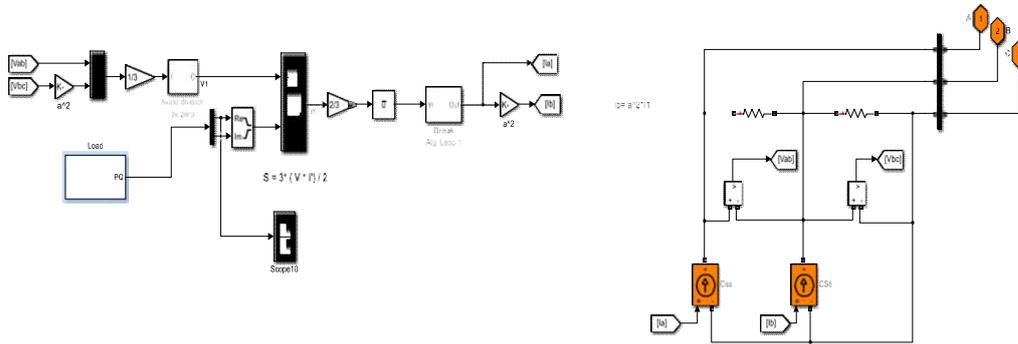


Figure 77:Modèle de micro grids en MATLAB-SimPowerSystem.

Le bloc de simulation pour la demande d'énergie dumicro-grid sur 24 est présenté dans la figure 77 et le scenario de consommation dans la figure76.

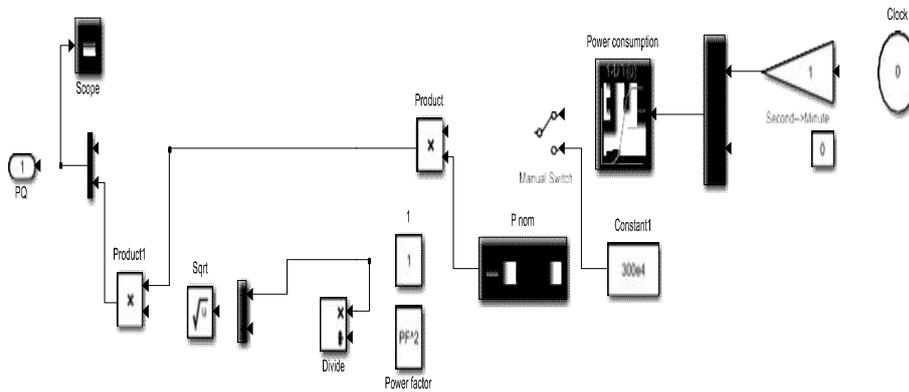


Figure 78 : Bloc de simulation demande d'énergie pour les micro-grids.

III.2.3.2.4 SMES

Le type de SMES utilisé, est un SMES de distribution (DSMES) 100kJ/50kW, proposée et validé dans un article scientifique publié à IEEE en juin 2015, par Yunnan électrique power grid dans la Chine. La figure 80 représente le DSMES 100kJ /50kW.

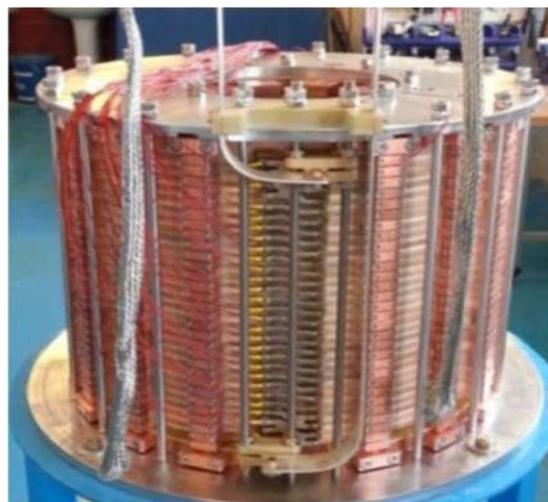


Figure 79 : 100 kJ/50 kW de DSMES.

Les paramètres de ce modèle de DSMES sont donnés dans le tableau suivant :

Le DSMES est commandé directement par le compteur intelligent (EMS), qui calcule la puissance qui doit échangée entre le DSMES et le réseau et donne l'état de DSMES (charge à partie de PV, charge à partir d'un réseau, décharge vers micro-grids, décharge vers réseaux isolés), tous les états possibles de DSMES sont représentés dans le tableau de commande dans le paragraphe suivant. Le DSMES peut fournir 50kW/s, et charge 6kW/min.

Le modèle de simulation de DSMES et le calcul des niveaux de stock sont illustrés dans la figure suivante.

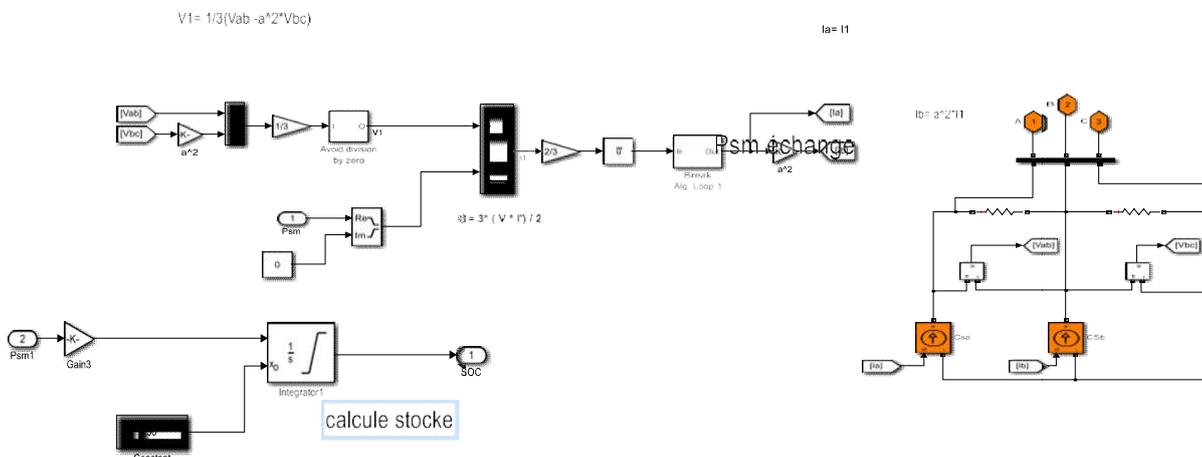


Figure 80 : Modèle de DSMES 100kJ/50kW en MATLAB-SimPowerSystem.

Tableau 8: Paramètres modèle de DSMES.

Paramètres	Quantité
Type	Solénoïde
diamètre extérieur / intérieur	486/322 mm
Hauteur	456 mm
Courant Nominal	160 A
Puissance maximal stocké	100 kJ
Inductance	8 H
Température de fonctionnement	20 K
Temps décharge	2 s
Densité de champs (parallèle /transversale)	6,4 T / 2,7 T

III.2.3.2.5 Compteur intelligent et EMS

Le modèle de système de gestion énergétique (EMS) utilisé dans cette simulation repose sur une approche de commande classique, comme indiqué dans le tableau 9. Ce modèle prend en compte plusieurs variables d'état, telles que le coût de l'énergie, le niveau de stockage d'énergie et la période de consommation, afin d'optimiser l'utilisation des ressources. Il évalue les tarifs de l'énergie pour identifier les périodes les plus avantageuses et surveille le niveau de stockage pour garantir une disponibilité suffisante, tout en analysant les périodes de consommation. À partir de ces variables, le système calcule la puissance échangée, permettant ainsi une consommation optimale sans interruption sur 24 heures. L'objectif principal de ce modèle est d'assurer une gestion efficace de l'énergie, maximisant l'utilisation des ressources tout en minimisant les coûts pour l'utilisateur. Ce modèle classique d'EMS est donc essentiel pour équilibrer les besoins de consommation avec les coûts et les capacités de stockage.



Figure 81 : Blocs de EMS en MATLAB-SimPowerSystem.

Tableau 9 : Tableau de commande pour EMS.

P_d , P_g max	P_{pv}, P_{ch}	Temp			Cas
$P_d < P_g$ max	$P_{pv} > P_{ph}$		A- Soc > 100	_____	isolé
			B- 100 > Soc > 70	_____	Charge pv
			C- Soc < 70	C1- cout > opt	
	C2- cout < opt			Charge pv	
			D- Soc = 100	_____	Isolé
		E- 70 < Soc < 100	_____	Isolé	

	$P_{pv}=P_{ch}$		F- Soc < 70	F1- cout ≤ opt	Charge du réseau	
				F2- cout > opt	Isolé	
$P_d > P_g \text{ max}$	$P_{pv} < P_{ch}$	T < 18	K- Soc ≥ 28	K1- cout < opt	Isolé	
				K2- cout > opt	Décharge vers le SMES	
		T > 18	L- Soc < 28	L1-2h-4h: Cout < opt	Charge de SMES	
				L2-1h-2h: Cout > opt	Isolé	
				G- Soc > 20	—————	Décharge vers MG
				H- Soc ≤ 20	—————	Isolé
				M- Soc ≥ 0	23h	Décharge R+ MG
				V- Soc ≤ 0	23h	Isolé/décharge

Dans cette étude, trois situations sont simulées et comparées, pour démontrer les avantages de l'utilisation du D-SMES avec un contrôle intelligent pour l'amélioration de la qualité de l'énergie, l'optimisation de la consommation et le coût dans un micro-grid (MG).

- Scénario 1: Simulation de la MG sans utiliser le contrôle et l'optimisation intelligente du compteur. Lorsque l'échange de puissance entre le MG et le réseau n'est pas autorisé et l'option de la modulation de charge est aussi désactivée.
- Scénario 2: Simulation de la MG avec l'utilisation du contrôle et l'optimisation intelligente du compteur, avec un échange de puissance entre le MG et le Grid qui est autorisé, mais l'option de la modulation de charge est toujours désactivée.
- Scénario 3: Simulation de la MG avec l'utilisation du contrôle associé à une optimisation intelligente du compteur, et l'option de la modulation de charge est activée.

Dans ces simulations, nous avons proposé les profils de la demande de puissance en MG, de la puissance PV générée et de coût de consommation électrique dans les figures 82 et 83.

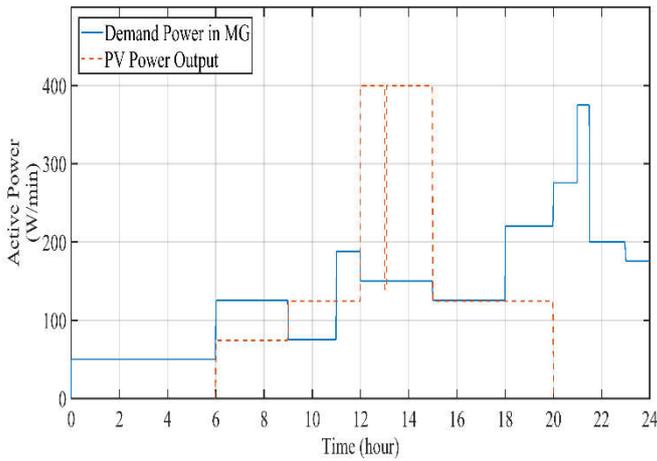


Figure 82: La puissance demandée par MG et générée par PV.

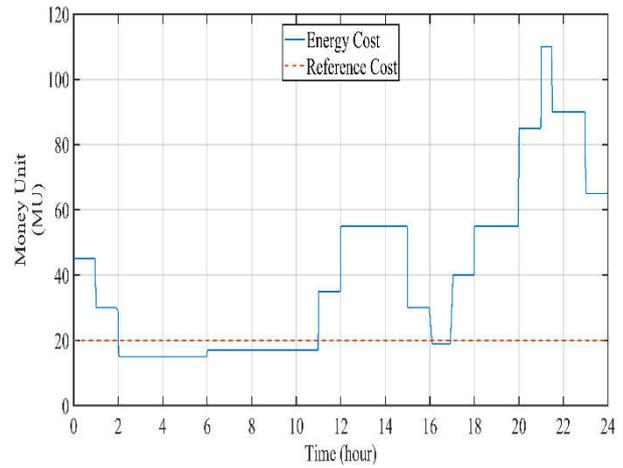


Figure 83: Coût de consommation d'énergie.

Dans tous les cas, nous avons comparé la décision de charge/décharge, l'échange de puissance, le taux de charge de l'unité D-SMES et la décision de délestage. Les chiffres suivants représentent les résultats des simulations pour chaque cas.

III.2.3.3 Résultats de simulation de scénario 01 (sans contrôle intelligent)

Dans ce cas, le prix de l'électricité et le temps de consommation ne sont pas pris en compte, et il n'existe pas de stratégie pour l'optimisation de consommation électrique. Le MG consomme d'abord toute sa demande d'électricité de l'unité D-SMES, puis on commence à importer l'énergie du réseau lorsque l'unité D-SMES est totalement déchargée. De plus, l'unité D-SMES est chargée uniquement à partir du panneau PV et se décharge uniquement vers la MG, sans intervenir dans le temps de surcharge dans réseau.

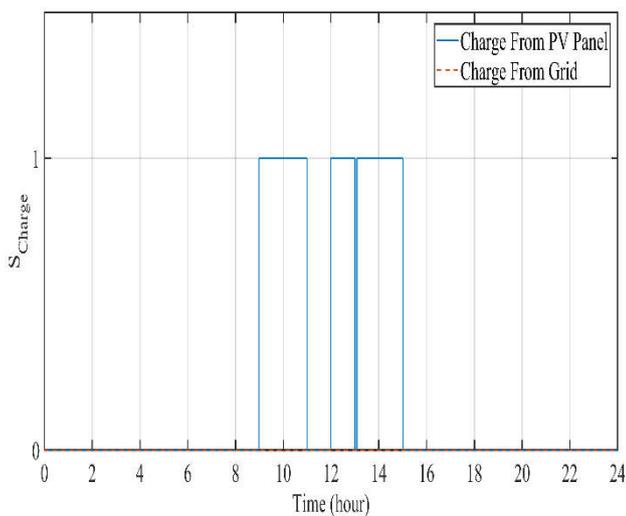


Figure 84 : Décision de charge de l'unité DSMES - Scénario 1.

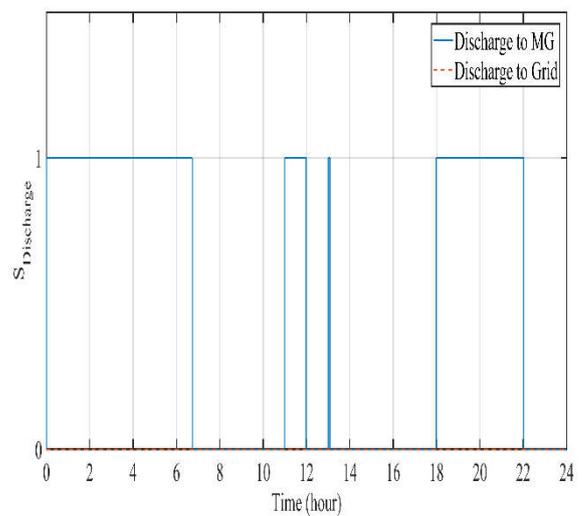


Figure 85 : Décision de décharge de l'unité DSMES - Scénario 1.

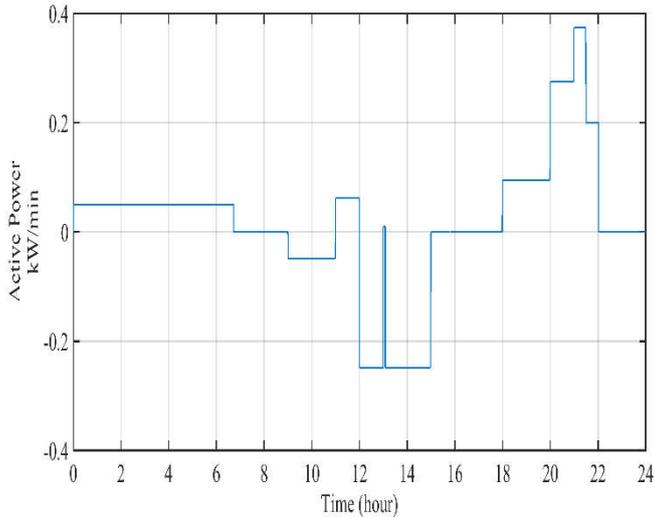


Figure 86: Puissance active échangée avec l'unité DSMES - Scenario 1.

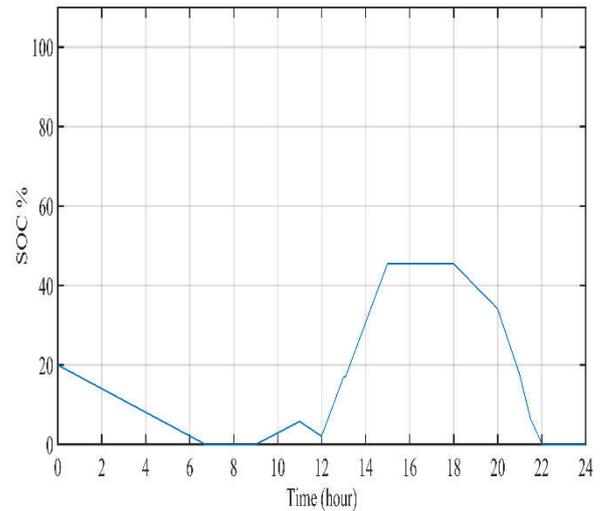


Figure 87 : Stock d'énergie dans l'unité DSMES - Scenario 1.

D'après les figures 84, 85, 86 et 87, on peut observer que :

- De 13h00 à 13h05 : l'unité D-SMES décharge de l'énergie pour répondre à une surcharge dans la consommation, lorsque $P_{MG} > P_{pv}$.
- De 14h00 à 14h02 : malgré que le réseau ait besoin d'énergie et qu'il y ait un excès de production PV, où le SOC D-SMES est de 30,7%, mais le SM décide de charger l'excédent de production PV à l'unité D-SMES, sans intervenir au niveau du réseau.
- De 21 h à 21 h 30: la demande d'électricité dans le réseau est supérieure à la puissance maximale générée, le SOC de D-SMES est de 17,3 % et la puissance se décharge uniquement pour répondre à la demande de MG, sans intervenir au niveau du réseau.
- L'unité DSMES est chargée à un maximum de 45,5 % à 15h00 et est totalement déchargée à 22h02. Après cela, la MG consomme la puissance requise directement à partir du réseau avec un prix plus élevé. La figure 88 donne la décision de délestage de la charge pendant 24 heures de simulation.

Après la simulation, il y a deux signaux de délestage de charge lorsque la demande de puissance du réseau est supérieure à la production d'énergie maximale en temps de surcharge.

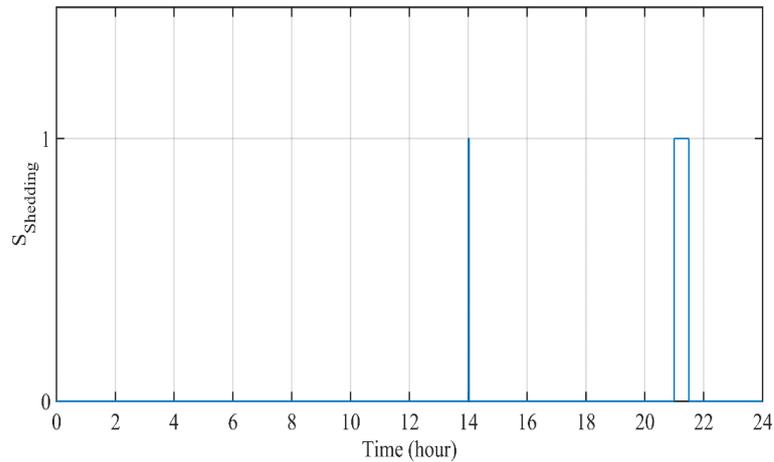


Figure 88 : Signal de délestage de charge - Scenario 1.

Résultats de simulation de scénario 02 (avec contrôle intelligent et sans modulation de charge)

Dans ce cas, grâce au flux bidirectionnel d'énergie et d'information entre le SM et le MG, l'unité D-SMES peut être chargée depuis le parc photovoltaïque et également depuis le réseau lorsque le prix est moins cher, et peut supporter le réseau en cas de surcharge. Toutes les décisions du contrôle de SM sont générées en résolvant un problème d'optimisation, basé sur l'utilisation des profils historiques de demande d'énergie sur deux périodes de la journée 00h00-18h00 et 18h00-00h00.

- De 00h00 à 18h00, lorsque la puissance PV est disponible et qu'il n'y a pas de surcharge significative de la consommation électrique. Pendant ce temps, le SM essaie de charger le D-SMES jusqu'à $SOC_{ref} = 70\%$, et pas en dessous de $SOC_{Min} = 30\%$, pour répondre au temps de surcharge dans le deuxième intervalle de consommation. Dans ces conditions, on préfère consommer à partir du réseau avec un coût intermédiaire supérieur à $cost_{ref} = 20 MU$, et on évite de consommer à partir du SOC_{Min} pour des raisons de sécurité et des raisons économiques.

- De 18:00 à 00:00, heure de surcharge de consommation, aucune production photovoltaïque n'existe et le prix de consommation est le plus élevé, la seule façon de répondre à la consommation d'énergie de la demande est d'utiliser tous les SOC de l'unité D-SMES. Lorsque le SOC est totalement consommé, le MG consomme à partir de réseau avec le prix de Pic.

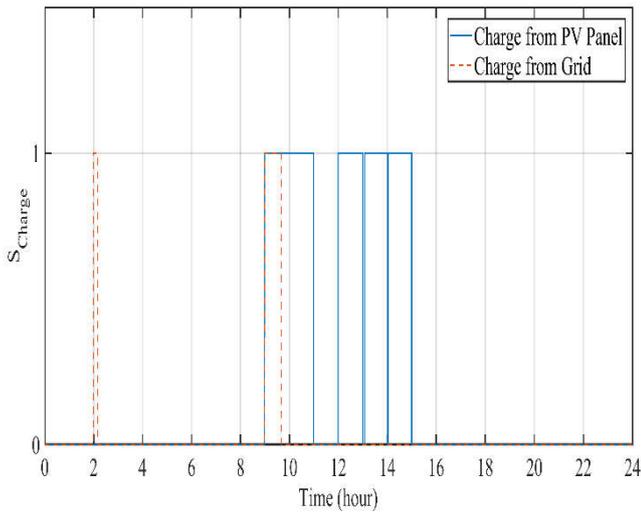


Figure 89 :Décision de charge de l'unité DSMES- Scenario 2.

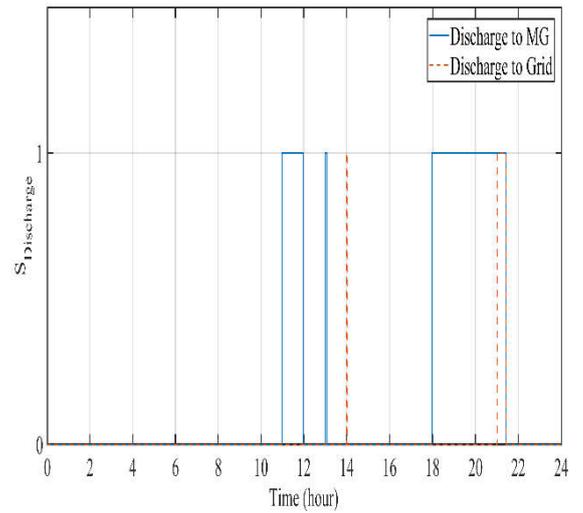


Figure 90 :Décision de décharge de l'unité DSMES- Scenario 2.

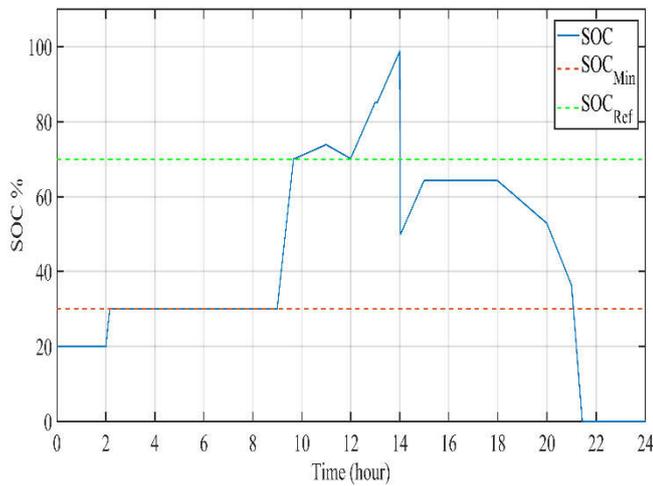


Figure 91: Stock d'énergie dans l'unité DSMES - Scenario 2.

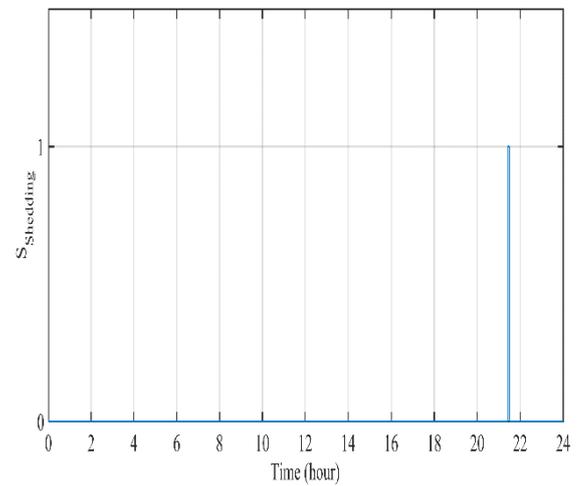
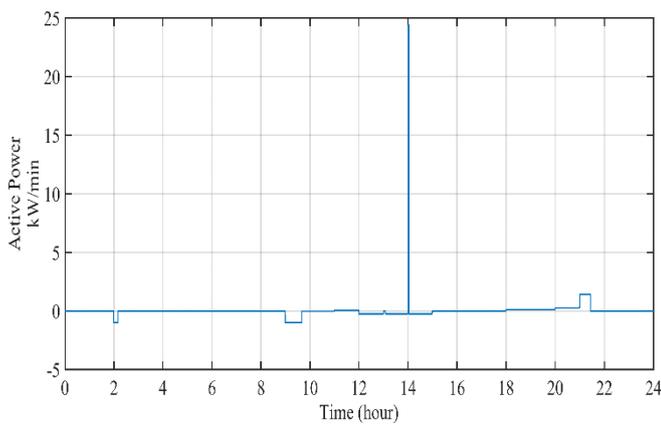
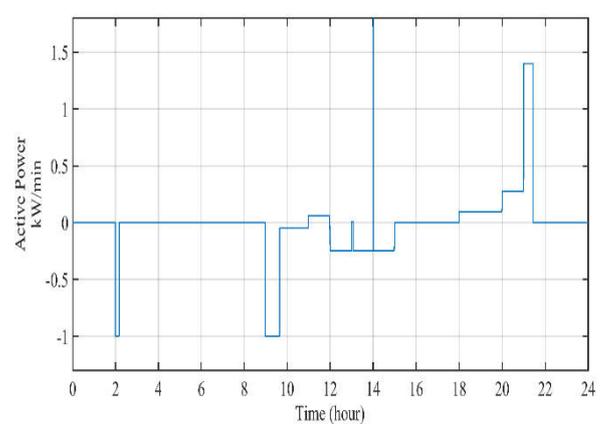


Figure 92: Signal de délestage de charge - Scenario 2.



(a)



(b)

Figure 93: (a) Puissance active échangée avec l'unité DSMES. (b) Zoom- Scenario 2.

Sur la base des figures 89-93 b, on remarque que:

- De 00:00 à 02:00 : DSMES SOC est sous la valeur de sécurité (30%), pour cela le MG a besoin de l'énergie à partir de réseau pour assurer la puissance demandée, et le SM rend l'unité DSMES en mode veille (isolé) car le prix de l'énergie est supérieur à la référence du prix, donc il évite la charge pour le stockage.
- De 02:00 à 02:10 : à 02:00 la valeur de marché de l'énergie et le SOC de l'unité DSMES sont sous la valeur de référence minimum. Le SM donne la décision de charger l'unité DSMES à la valeur de sécurité 30%.
- De 02:10 à 09:00: toute l'énergie consommée à partir du réseau, pour des raisons de sécurité, la MG ne peut pas utiliser le SOC de DSMES.
- De 09:00 à 11:00 : il y a un excès de production PV, le SM donne le signal à l'unité DSMES de le mettre en charge pour stocker cet excès de puissance. C'est la décision logique au niveau local comme premier cas de simulation sans contrôle intelligent. Mais dans ce cas, parce que le prix du marché est sous la valeur de référence, le SM, pour des raisons économiques, a préféré de vendre l'énergie aussi du réseau pour l'utilisation en pic time dans la nuit, donc il donne un signal de charge à l'unité DSMES à partir de réseau aussi.
- À 9 h 20 : pour atteindre la valeur maximale du SOC, le SM continue de charger uniquement à partir de la production photovoltaïque car le prix du marché a dépassé la valeur de référence.
- De 11:00 à 12:00 : la puissance demandée de MG dépasse la production PV et le prix de l'énergie est plus élevé que la référence, le SOC est plus élevé à la valeur de sécurité. Le SM préfère dans ce cas la consommation à partir de l'unité DSMES et évite la consommation à partir de réseau à prix élevé.
- De 12 h à 15 h : À ce moment-là, il y a un excès de production PV, alors la décision logique est de charger l'excès de puissance dans l'unité DSMES. Mais en ce moment, il y'a deux périodes de surcharges, de 13:00 à 13:05 quand il y'a une surcharge en MG, le SM donne le signal à l'unité DSMES pour intervenir et décharger la puissance vers le MG. Le deuxième temps de surcharge de 14:00 à 14:02, lorsque la surcharge dans le réseau, signifie que la puissance de demande dans le réseau est supérieure à la production d'énergie maximale, car le SM a les informations sur le SOC de l'unité DSMES (SOC=99%), donc il donne un signal de décision à l'unité DSMES d'intervenir au niveau du réseau et de décharger la puissance vers le réseau. Le SOC de DSMES a diminué à 50 % à 14:02. Après le temps de surcharge, le DSMES continue de charger l'excès de la production PV uniquement parce que le prix du marché est supérieur au prix de référence. Pour obtenir enfin un SOC = 64,3%.

- De 18:00 à 00:00 : c'est le deuxième intervalle de consommation, quand la production PV n'existe pas, et le SM essaie d'utiliser juste la puissance stockée dans l'unité DSMES parce que le prix du marché est supérieur à la valeur de référence. L'unité DSMES peut être totalement déchargée à ce moment.
- À 18:00 : le SM donne la décision à l'unité DSMES de commencer à décharger l'énergie à la MG , au moment de surcharge au niveau de réseau 21:00 à 21:30, le réseau ne peut pas répondre à la puissance demandée, et comme la valeur de l'énergie stockée dans l'unité DSMES est de 36,3%, le SM décide de décharger leur énergie vers le MG et d'intervenir également dans le réseau pour assurer la puissance demandée et éviter le délestage des charge comme solution pour préserver la stabilité du système.
- À 21 :26: la puissance stockée dans l'unité DSMES est totalement consommée et la demande de puissance dans le réseau également supérieure à la production d'énergie maximale, donc pour maintenir la puissance d'équilibrage, le SM donne la décision de déconnecter une charge (Load3). Quand la surcharge a fini à 21 :30, charge3 est connectée après 04 min de délestage.
- Après 21h30 : la puissance stockée dans l'unité DSMES est égale à 0 %. Le MG consomme leur demande d'énergie à partir du réseau à un prix élevé.

III.2.3.4 Résultats de simulation de scénario 03 (avec contrôle intelligent et modulation de charge)

Ce cas est identique au deuxième cas, la seule différence est l'optimisation de la consommation dans les périodes de consommation élevée, des défauts ou de surcharge dans le réseau. La figure 94 et la figure 95 représentent le signal de modulation et le profil de charge de MG après modulation.

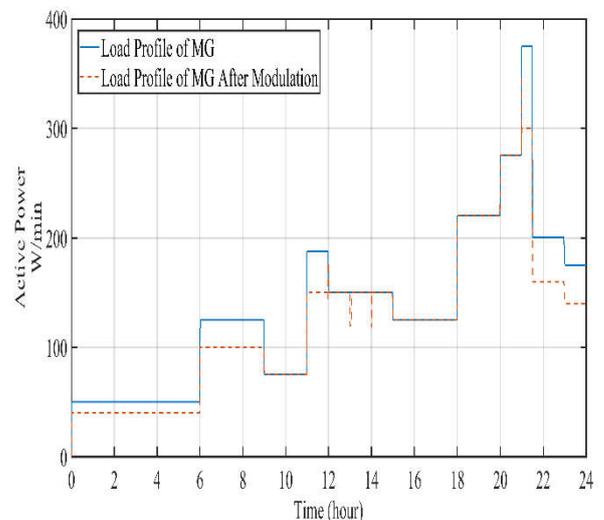
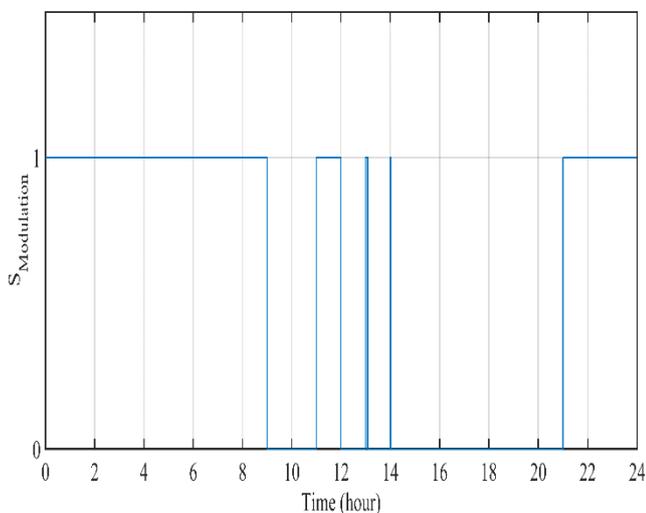


Figure 94 :Signal de modulation de charge- Scenario 3.

Figure 95 :La puissance demandée par MG après modulation- Scenario 3.

La modulation de charge est affectée dans la nuit à partir de 00:00, lorsque l'utilisation de certains dispositifs n'est pas autorisée et la puissance demandée de MG est supérieure à la production PV. Le SM a préféré d'optimiser la demande de puissance à partir du réseau. En outre, l'option de modulation de charge activée en cas de défaut ou de surcharge dans le réseau, lorsque la demande de puissance supérieure à la production d'énergie est maximale. Le SM choisi de diminuer la puissance demandée comme première solution.

Les résultats de simulation de troisième cas, sont représentés dans les figures suivantes.

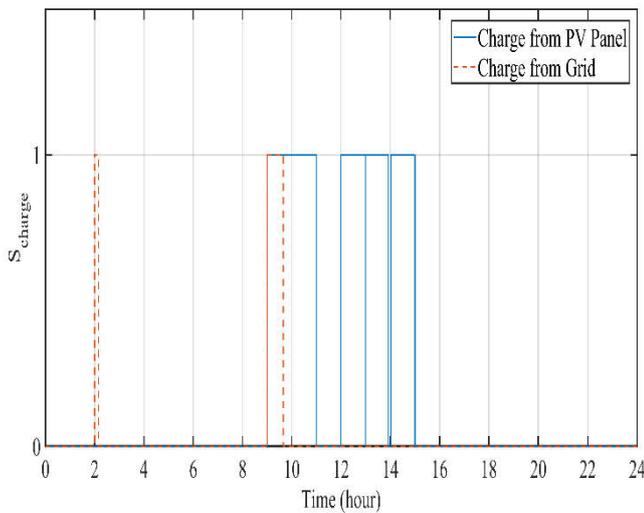


Figure 96:Décision de charge de l'unité DSMES- Scenario 3.

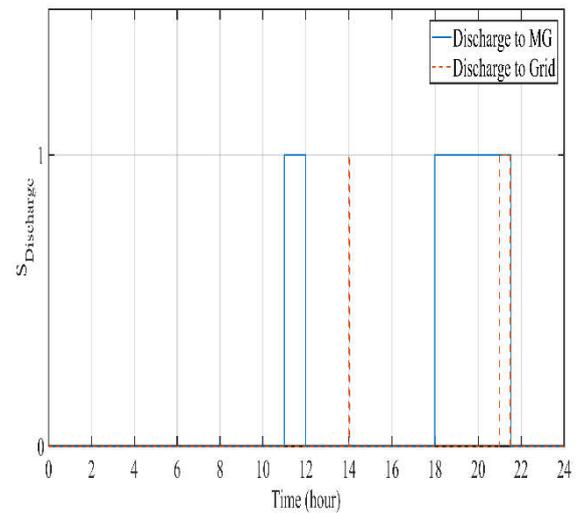
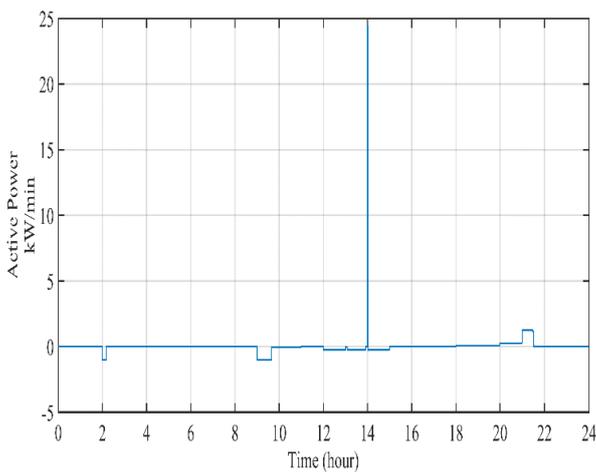
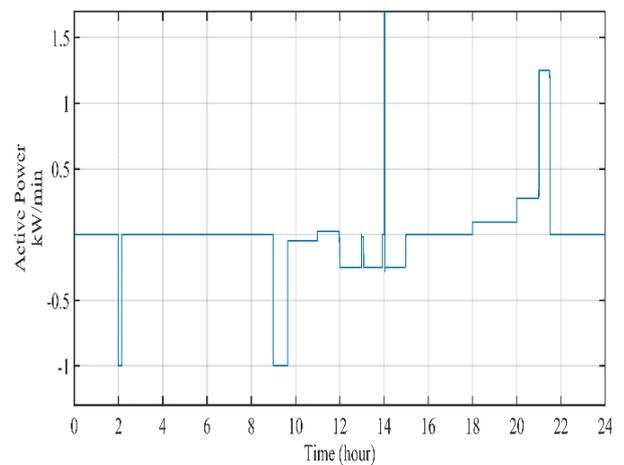


Figure 97:Décision de décharge de l'unité DSMES- Scenario 3.



(a)



(b)

Figure 98 :(a) Puissance active échangée avec l'unité DSMES. (b) Zoom - Scenario 3.

Sur la base des résultats obtenus dans ce cas, on peut voir que toute décision de SM est la même que dans le cas 02, la seule différence que le système avec optimisation de la consommation peut répondre à la défaillance dans la production PV de 13:00 à 13:05 lorsqu'il n'y

a pas de décharge de l'unité DSMES vers le MG comme deuxième cas. De plus, le système peut répondre au temps de surcharge de 21 h à 21 h 30, lorsque l'unité DSMES se décharge vers le MG et intervient également sur le réseau sans passer par le cas de délestage.

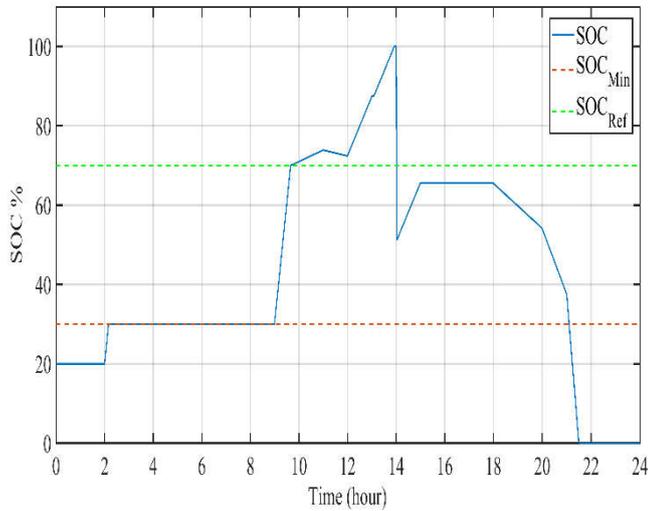


Figure 99: Stock d'énergie dans l'unité DSMES - Scenario 3.

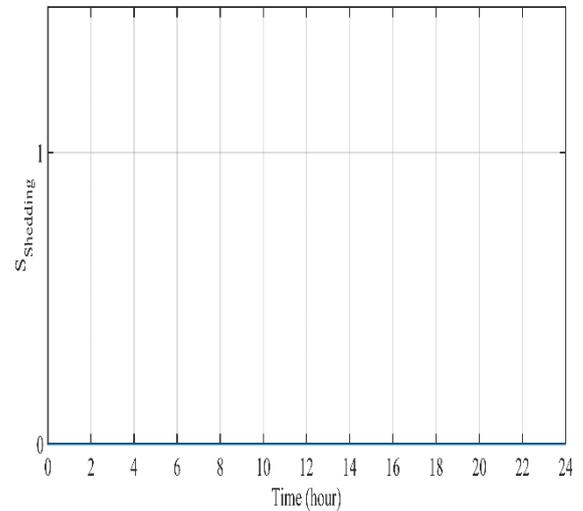


Figure 100: Signal de délestage de charge - Scenario 3.

Le tableau 10 résume la durée du délestage pour la charge 3 dans tous les scénarios.

Table 10 : durée du délestage.

Scénario de Défauts	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Défaut dans la production PV: 13:00 to 13:05	0 min	0 min	0 min
Surcharge dans le réseau : 14:00 to 14:02	2 min	0 min	0 min
Surcharge dans le réseau : 21:00 to 21:30	30 min	4 min	0 min

Ces résultats montrent l'efficacité de l'algorithme proposé de maintien par le compteur intelligent. Pour le même système et les mêmes scénarios, le cas 03 peut préserver la qualité de la puissance dans le système sans aucune décision de délestage de charge.

III.2.3.5 Consommation et le cout de consommation

Dans cette section, nous comparons l'évolution de la consommation d'énergie et son coût pour tous les cas. Les figures suivantes représentent les résultats des simulations.

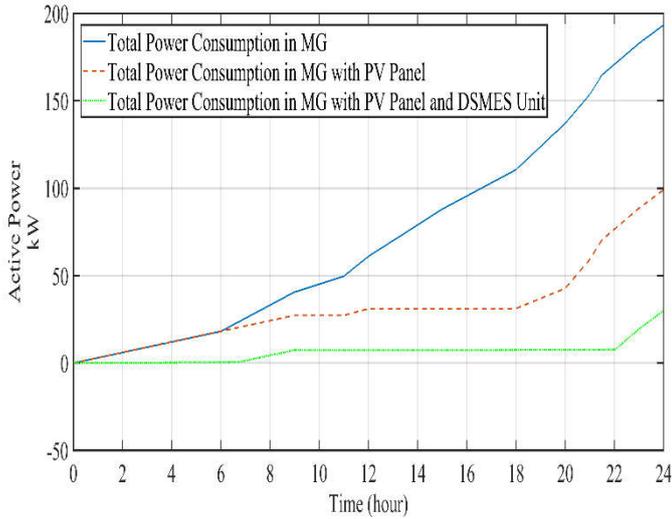


Figure 101: Consommation de puissance - Scenario 1.

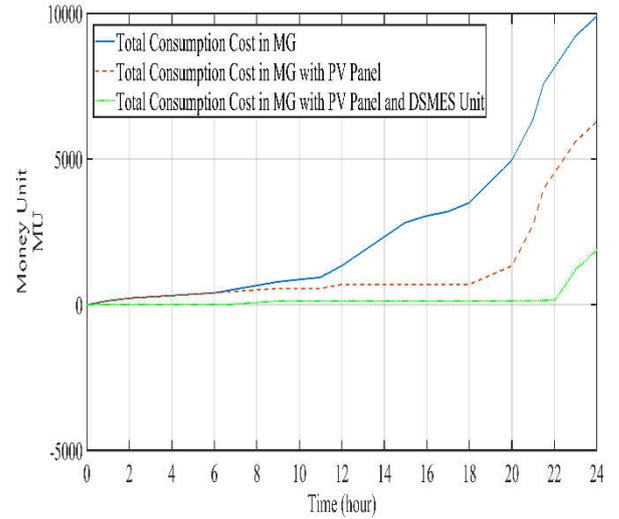


Figure 102: Cout de consommation - Scenario 1.

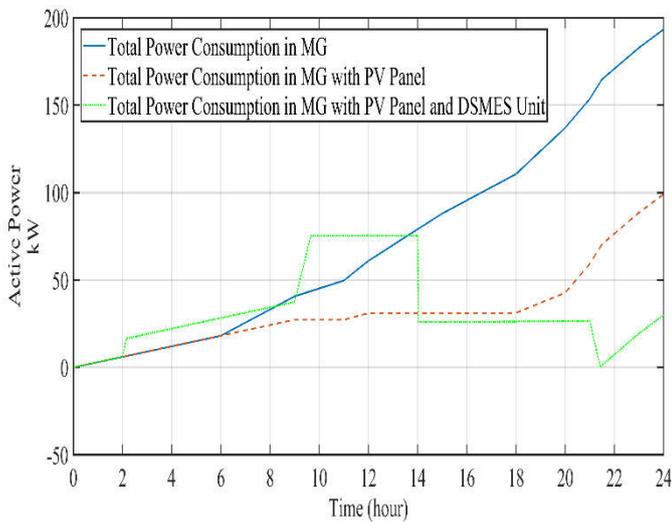


Figure 103: Consommation de puissance - Scenario 2.

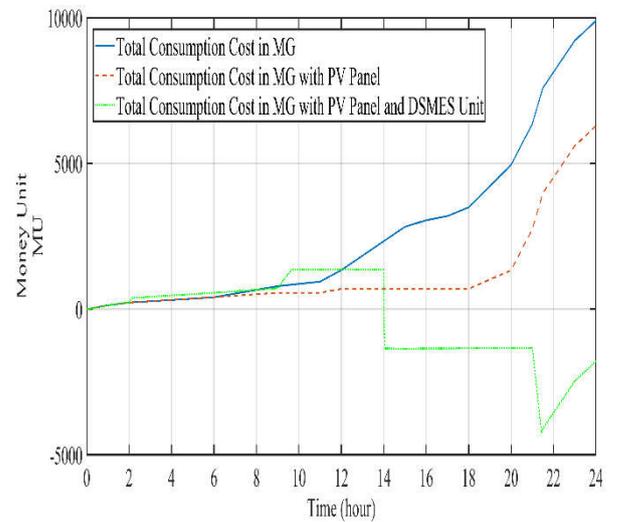


Figure 104: Cout de consommation - Scenario 2.

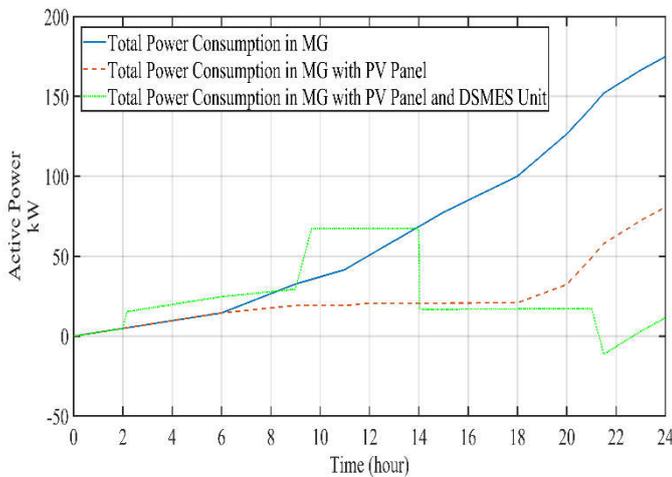


Figure 105: Consommation de puissance - Scenario 3.

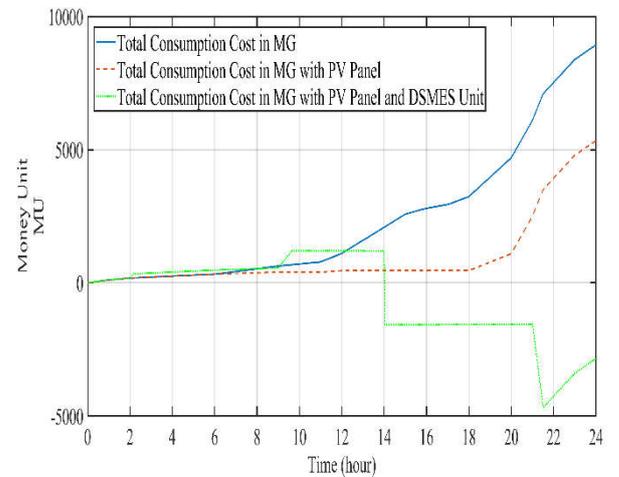


Figure 106: Cout de consommation - Scenario 3.

Les résultats prouvent la haute performance de l'intégration de DSMES dans le Smart Grid, où la gestion intelligente de l'énergie stockée peut optimiser la consommation d'énergie et également économisée le coût de la consommation. Le tableau 11 ci-dessous compare la consommation totale d'énergie et le cout de consommation pour tous les cas.

Table 11 Comparaison de la consommation totale d'énergie et le coût de consommation.

Total consumption	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Puissance (kW)	30	30.02	11.53
Cout(MU)	+1903	-1784	-2838

Grâce à l'échange de puissance avec des prix différés, le MG intervenant au réseau dans les surcharges lorsque le prix de l'énergie est très élevé, et consomme l'énergie à partir de réseau à des prix inférieurs. Pour cela, on remarque des avantages économiques très importante pour la même consommation d'énergie entre le cas 01 et le cas 02, le consommateur a payé un montant de 1903 MU pour le cas 01, mais il gagne un montant de 1784 MU pour le cas 02.

Pour le cas 03, il y'a moins de consommation d'énergie et plus d'avantages économiques, car le consommateur utilise la modulation de charge, et retarde la consommation des appareils en temps de prix plus bas de l'énergie. Il gagne un montant de 2838 MU.

III.3 Conclusion

Dans ce chapitre, plusieurs résultats de simulations dynamiques avec l'influence de la modulation de charge et le contrôle intelligent de stockage pour des déferents événements dans le réseau sont présentés.

À travers une étude de trois cas, l'utilité de l'unité DSMES dans le réseau de distribution intelligent et deux principaux avantages sont montrés. Tout d'abord, les résultats dans le tableau 10, prouvent les avantages d'utiliser le contrôle intelligent et l'optimisation de la consommation pour augmenter la qualité de l'énergie et le niveau de sécurité dans les systèmes électriques. C'est la clé de la nouvelle révolution pour les applications de réseaux intelligents. Deuxièmement, l'échange d'informations en multiniveau dans le réseau intelligent, permettent au compteur intelligent d'utiliser les informations pour obtenir la meilleure solution technique et économique pour tous les consommateurs avec une bonne qualité d'énergie et à faible coût. Grace à l'algorithme intelligent assure la meilleure utilisation de tous les appareils connectés au Smart meter. Les résultats pour le niveau de puissance stockée dans l'unité DSMES améliorent l'avantage de la meilleure utilisation de cet appareil comme le montre le tableau 11 pour des bénéfices économiques.

Conclusion Générale

Le travail présenté porte sur deux axes de recherche: premièrement nous avons formulé le problème d'ordonnancement d'appareils dans les réseaux domestiques comme un problème consistant en deux objectifs avec des contraintes. Le premier objectif concerne l'abaissement du coût de l'électricité et le deuxième objectif concerne la minimisation de la charge maximale. Le problème de la programmation des appareils est montré comme étant une programmation mixte avec une variable de décision binaire pour allumer et éteindre un appareil, rendant ainsi notre type de problème d'optimisation non-convexe. Nous avons utilisé quelques appareils de différents types de charge. Les résultats de la simulation ont montré l'efficacité de notre solution proposée pour réduire le coût de l'électricité et la charge de pointe. Nous avons également montré que l'intégration des PV, système de stockage, et l'intégration des véhicules électriques permettaient de réduire les coûts et d'exporter de l'électricité vers le réseau principal.

Ensuite, pour l'étude de la nouvelle technologie Smart Grids, et l'apport des systèmes FACTs dans les Smart Grids. On choisissons l'étude de FACTs type Shunt "SMES". Les travaux effectués dans le cadre de cette Thèse, consistent essentiellement à traiter le problème de fluctuation des charges dans les réseaux électriques traditionnels et les améliorations qui s'ajoutent par une gestion intelligente pour les installations des systèmes de stockage avec l'intégration des énergies renouvelables du point de vue technique et économique, comme l'optimisation de la consommation et l'amélioration de la qualité de distribution et l'élimination des coupures d'électricité.

D'après les résultats de simulation obtenus, on peut citer ci dessous les avantages principaux de technologie smart grids :

- Meilleures fiabilité et qualité de l'énergie: Le smart grids assure une alimentation électrique fiable, réduit le nombre et la durée des coupures et offre une électricité plus propre et des systèmes dotés de capacités d'autoréparations.
- Amélioration de l'efficacité énergétique Plus efficaces, les smart grids permettent de réduire l'énergie totale utilisée, de réguler la demande en période de pointe de consommation, de minimiser les pertes et d'inciter les utilisateurs finaux à réduire leur consommation électrique plutôt que de compter systématiquement sur une production plus importante.
- Avantages environnementaux: Les technologies propres dédiées pour les réseaux intelligents permettent de protéger notre environnement en réduisant les dépenses énergétiques inutiles. Elles contribuent à réduire les gaz à effet de serre et autres polluants, en diminuant la production générée par des sources d'énergie insuffisamment efficaces, et en intégrant des sources d'énergies renouvelables. Ces technologies permettent également de

remplacer les véhicules automobiles fonctionnant à l'essence, en connectant un nombre croissant des véhicules électriques.

- Avantages financiers directs: Les smart grids offrent aux opérateurs de réseaux des avantages économiques directs. Les coûts d'exploitation sont sensiblement réduits et peuvent même dans certains cas être évités, alors même que le client final bénéficie d'une offre tarifaire élargie, d'une meilleure information et d'un contrôle accru sur sa consommation d'électricité.

Références

- [01] A Bussmann-Holder, H Keller, «High-temperature superconductors: underlying physics and applications», Journal of ZeitschriftfürNaturforschung B, oct 2019.
- [02] P. Thomas K. SauravT. Greg, «Power storage using sand and engineered materials as an alternative for existing energy storage technologies», Journal of Energy Storage, vol. 51, Art.104381,july 2021.
- [03] K. Tan, T. Babu, V. Ramachandaramurthy, P. Kasinathan, S. Solanki, S. Raveendran, «Standardization of Smart Grid Technology for the Development of Global Energy Interconnection», Journal of Energy Storage, vol. 39, Art. 102591, july2021.
- [04] Z. Zhou; W. Wang« Empowering smart grid: A comprehensive review of energy storage technology and application with renewable energy integration», IEEE 3rd Student Conference on Electrical Machines and Systems (SCEMS), feb 2021.
- [05] «Energy Future Coalition, ‘ Challenge and Opportunity: Charting a New EnergyFuture.Pdf’ , Groupe de travail dans les Smart Grids, [2011]
- [06] La « Smart Grid » : Réseau intelligent de transport de l’électricité , sur le site agoravox.fr
- [07] Smart Grid for a Sustainable Future :Smart Grid and Renewable Energy, 2013, 4, 23-34 ,G. M. Shafiullah, Amanullah M. T. Oo, A. B. M. Shawkat Ali, Peter Wolfs,Published Online February 2013
- [08] SmartGrids for Dummies , sur le site www.logica.fr
- [09] LIVRE BLANC :Des industriels au service de l’intelligence énergétique : RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS, Des propositions concrètes au service de la nouvelle organisation du marché énergétique .
- [10] [groupecapgeminiconsulting ,”systèmes de gestionintelligente de l’energie .pdf”](#),<capgemini consulting >
- [11]H. Turker, S. Bacha et D. Chatroux; “Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) on the French electricgrid”; IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe (IEEE ISTG) pp.11-13 Octobre 2010.
- [12]Baptiste Roux, Smart Grid :deuxnouvellesnormeseuropéennes pour l’interopérabilité , sur le site cleantechrepublic.com du 24 janvier 2012
- [13] ThéodoreWildi, Gilber Sybille, Electrotechnique,
De BoeckUniversité, 4eme Edition 2005.
- [14] Sameh K. M. Kodsi, Accounting for the E_ects of Power System Controllers and Stability on Power Dispatch and Electricity Market Prices, A thesis presented to the University of Waterloo in

fulfillment of the thesis requirement for the degree of Doctor of Philosophy in Electrical and Computer Engineering, Waterloo, Ontario, Canada, 2005.

[15] M. Boudiaf, Contribution de l'UPFC à la stabilisation d'un réseau électrique mono machine 400KV perturbé, Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Ibn Khaldoun, Tiaret, Algérie, 2007.

[16] Haimour Rachida, Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique, Mémoire pour l'Obtention du Diplôme de Magister en Electrotechnique, Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technologique d'Oran, Année 2009.

[17] M. Pellerin, Maquette didactique d'un FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System), Rapport final, Laboratoire d'électronique de puissance de L'EIVD à l'Ecole d'ingénieurs du Canton de Vaud, en collaboration avec l'Ecole d'Ingénieurs de Fribourg, Suisse, juillet 2002.

[18] M. Boudiaf, M. Moudjahed, M. Rahli, Improvement of Transient Stability and damping power by means of IPFC and STATCOM A comparative study, International Review of Automatic Control (I.R.E.A.CO.), Vol. 06, n. 04, July 2013.

[19] E.G. Shahraki, Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques, Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy, France, 13 octobre 2003.

[20] Enrique. Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Perez, Cesar Angeles-camacho, FACTS Modelling and Simulation in Power Networks, Copyright © 2004 John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO 19 8SQ, England.

[21] Akhilesh A. Nimje, Chinmoy Kumar Panigrahi, Ajaya Kumar Mohanty, Energy Function Based Transient Stability Assessment of SSSC and IPFC, International Electrical Engineering Journal (IEEJ) ISSN 2078-2365, Vol (2), No2: pp.543-549, 2011.

[22] Hung-Chi Tsai, Chia-Chi Chu, and Sheng-Hui Lee Student, Passivity-based Nonlinear STATCOM Controller Design for Improving Transient Stability of Power Systems, 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China.

[23] Nikunj M. Shah, Vijay K. Sood, V. Ramachandran, Modeling, control and simulation of a chain link STATCOM in EMTP-RV, Electric Power Systems Research 79, 2009, pp. 474–483.

[24] B. Bekki, Contribution du SMES, Dispositif FACTS à la Stabilisation d'un Réseau Electrique Haute Tension, Mémoire de Magister préparé au sein du Laboratoire de Haute Tension de l'ENP, 10, avenue pasteur BP 182 EL- Harrach Alger, 2006.

[25] M.S. Castro, H.M. Ayres, V.F. da Costa, L.C.P. da Silva, Impacts of the SSSC control modes on smallsignal and transient stability of a power system, Electric Power Systems Research 77, pp. 1–9, 2007.

[26] SoheilGanjefar, MojtabaAlizadeh, On-line self-learning PID controller design of SSSC using self-recurrent wavelet neural networks, Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, doi : 10.3906/ elk-1112-49, pp. 1-22, 2013.

[27] A. Ayad, A. Semmah, H. Hamdaoui, Y. Ramdani, Abid Mohamed, Amélioration de la Stabilité Transitoire d'un SMIB par le Contrôle de la réactance du TCSC, ACTA Electrotechnica, Mediamira Science Publisher. All rightsreserved, Volume 49, Number 2, 2008.

[28] F.Z. Cherbi, F. LaKdja, R. Berber, H. Boudjella, Dispatching Economique au moyen du Dispositif FACTS, ACTA Electrotechnica, Mediamira Science Publisher. All rights reserved, Volume 51, Number 1, 2010.

[29] D. Murali, M. Rajaram, Intelligent Control Schemes for SSSC Based Damping Controllers in Multi-Machine Power Systems, International Journal of Engineering Science and Technology Vol. 2(8), pp. 3788-3796, 2010.

[30] Erwan LE Pelleter, Seddik Bacha, RaphaëlCaire, Joel Guiraud, Active and Reactive Power Flow Control Based on D-SSSC for Looped and Meshed Distribution Grids, 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 21-24 May 2007, Paper 0667, pp. 1- 4.

[31] Shan Jiang, Investigation of Small Signal Dynamic Performance of IPFC and UPFC Devices Embedded in AC Networks, Thesis of the Requirements for the Degree of Doctor of Philosophy, Department of Electrical and Computer Engineering University of Manitoba, 2010, Kanada.

[32] B. Geethakshmi, P. Dananjayan, Investigation of Performance of UPFC without DC link Capacitor, Electric Power Systems Research, 78, 2008, pp. 736-746.

[33] Ali Zangeneh, AhadKazemi, Majid Hajatipour, ShahramJadid, A Lyapunov theory based UPFC controller for power flow control, Electrical Power and Energy Systems, 31, 2009,pp.302-308.

[34] H. Shayeghi, H. A. Shayanfar, S. Jalizadeh, A. Safari, A PSO based unified power flow controller for damping of power system oscillations, Energy Conversion and Management, Vol. 50, 2009, pp.2583-2592.

[35] H. C. Chen, P. C. Li "Fast Transient Stability Control of Power System in Deregulated Environment" IEEE/PES TDCEAP, China, 2005.

[36] D. Feak "SMES Utility Application Studies". IEEE Trans on Power Systems, Vol. 12, N°. 3, August 1997. [2] W. Hassanzahl, D.W. Hazelton, B. K. Johnson, P. Komarek, M. Noe, C.T. Reis "Electric Power Applications of Superconductivity". IEEE Proc, Vol. 92, N°. 10, October 2004

[37] W. Hassanzahl, D.W. Hazelton, B. K. Johnson, P. Komarek, M. Noe, C.T. Reis "Electric Power Applications of Superconductivity". IEEE Proc, Vol. 92, N°. 10, October 2004

- [38] A. Marquet, C. Levillain, A. Davriu, S. Laurent et P. Jaud, «Stockage d'électricité dans les systèmes électriques», Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Electrique, vol. D4030, 1998.
- [39] P. Tixador, «Stockage supraconducteur», Journée Electrotechnique du Club EEA, Belfort, 17-18 mars 2010.
- [40] P. Tixador, Les supraconducteurs - Traité des nouvelles technologies - Série Matériaux, Paris: Hermès, 1995.
- [41] P. Hall et E. Bain, «Energy storage technologies and electricity generation», Energy Policy, vol. 36, pp. 4352-4355, 2008.
- [42] A.Abu-Siada, W. W. L. Keerthipala, W.B. Lawrance “Application of a SMES Unit to Improve the Stability Performance of Power systems” Proc of IEEE CCOECE, 2002
- [43], B. Bekki, M. Moudjahed, M.Naceur, M. Boudhief “Impact de la Charge du Réseau Electrique sur la Taille du SMES Stabilisateur”. Conférence Internationale sur le Transport de l'Electricité en Algérie, Alger, Septembre 2005
- [44] « Chehreghani Bozchalui_Mohammad.pdf ». .
- [45] «M.M. Armstrong, M.C. Swinton, H. Ribberink, I. Beausoleil-Morrison, and J. Millette, “Synthetically derived profiles for representing occupant driven electric loads in Canadian housing”, J. Building Performance Simulation, vol. 2, no. 1, pp.15–30, 2009. ».
- [46] « Optimal-Operation-of-Residential____8d95f61eff0f.pdf » .
- [47] « Hassen-Energy Hub Management System for residential-Weterloo-2010.pdf ». .
- [48] « George Wilkenfeld and Associates Pty Ltd, “Analysis of the Potential for Energy Efficiency Measures for Domestic Swimming Pool and Spa Pool Equipment”, National Appliance and Equipment Energy Efficiency Committee (NAEEEC) and the Australian Greenhouse Office, Sept. 2004. Available online at: <http://www.energyrating.gov.au/library/pubs/200412-meps-pools.pdf> ».
- [49] « R. Stamminger et al , “Synergy Potential of Smart Appliances”, Report D2.3 of WP 2 from the Smart-A project University of Bonn, March 2009. Available online at: http://www.smart.a.org/WP2_D_2_3_Synergy_Potential_of_Smart_Appliances.pdf ».
- [50] «Natural Resources Canada, “Comprehensive Energy Use Database Tables: Residential Sector”, Ontario, Canada, 2007. Available online at: http://oee.nrcanrncan.gc.ca/corporate/statistics/neud/dpa/trends_res_on.cfm».
- [51] «“Electronic energy saving lamps”, Osramdk, Available online at: http://www.osram.dk/osram_dk/Professionelle/Brochurer_&_kataloger/Energispareprer_og_kompakt_rr/e21_DULUX_EL_teknisk_guide.pdf ».

ملخص:

هذه المذكرة هي دراسة عامة حول أنظمة الطاقة الذكية ومبدأ عملها. حيث تطرقنا إلى دراسة النظام الأساسي المكون للأنظمة الكهربائية الذكية وهي المنازل الذكية. حيث عرضنا طريقة عملها وكيفية تحكمها في مختلف الأجهزة الذكية المرتبة بها وطريقة إدارتها لمواردها الطاقوية بشكل فعال وإقتصادي.

وبينا بالتفصيل إيجابيات إستعمال أنظمة FACTS مع أنظمة تخزين الطاقة من نوع D-SMES في الشبكات الكهربائية الذكية و تأثيرها على إستقرار و أمن أنظمة الطاقة و فوائدها الإقتصادية و التقنية و ذلك بإستخدام المحاكاة .

Résumé :

Cette thèse est une étude générale des systèmes énergétique intelligents et leur principe de fonctionnement. Nous avons étudiés les systèmes de base des réseaux intelligents, qui sont les maisons intelligentes. Nous avons montré comment ils fonctionnent, comment ils contrôlent les divers dispositifs intelligents qu'ils ont connectés et comment ils gèrent leurs ressources énergétiques.

On détaille les avantages de l'utilisation des FACT avec les systèmes de stockage d'énergie D-SMES dans les réseaux électriques intelligents et leur impact sur la stabilité et la sécurité des systèmes énergétiques, ainsi que leurs avantages économiques et techniques grâce à la simulation.

Abstract:

This thesis is a general study of smart energy systems and their principal of operation. We also study the basic system of smart grids, which are smart homes. We have shown how they operate, how they control the various intelligent devices they have connected, and how they manage their energy resources effectively and economically.

We detailed the advantages of using FACTs with D-SMES energy storage systems in smart electrical grids and their impact on the stability and security of energy systems, as well as their economic and technical benefits using simulation.