



**FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES**  
**DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE**



**Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de Master**

Spécialité : Génie Électrique

Option : Commande des systèmes électriques

**Présenté par :**

Mr : Machtoune Aouad Walid Nour El-Islam

Mr : Aous Benaissa

*Sujet du mémoire*

**Analyse et Pilotage d'un Réseau Électrique**  
**Intelligent**

*Soutenu publiquement devant le jury composé de :*

Mr , Y. Messlem	Professeur : Université de Tiaret	Président
M <sup>eme</sup> , K. Belhacel	MA « A » : Université de Tiaret	Rapporteur
Mr, A. Berkani	MA « A » : Université de Tiaret	Examineur

PROMOTION : 2015

## Remerciements

À l'issue de cette fin d'étude, nous adressons nos sincères remerciements  
premièrement à « Allah » tout puissant qui nous a donné la santé, la patience.

Nous remercions sincèrement Monsieur Meslem Youcef, pour le grand honneur  
d'avoir accepté de présider le jury de soutenance.

Ensuite, on tient à adresser nos plus vifs remerciements à notre promoteur  
M<sup>me</sup> : Belhacel Kheira pour nous avoir encadré, suivi et encouragé.

Nos vifs remerciements vont également à Monsieur Abderrahmane Berkani,  
d'avoir accepté d'examiner notre travail et d'être membre du jury de soutenance.

On remercie également, tous les membres du jury de bien vouloir juger ce  
travail. Ainsi que tous nos enseignants du département de GE.

On n'exclue pas de ces remerciements toutes les personnes qui ont aidé de  
près ou de loin dans la réalisation de cette PFE.

Enfin, on remercie tout particulièrement nos parents, pour leur soutien  
inconditionnel tout au long de nos longues années d'études.

On veut également remercier nos familles et nos amis pour leur soutien moral.

Les discussions, les remarques et les commentaires de nos collègues ont été  
sources d'idées et ont contribué au développement et à  
l'amélioration de cette étude.



## Abbreviations

<b>3G :</b>	Third generation
<b>4G :</b>	Fourth generation
<b>ADEME :</b>	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
<b>AMI :</b>	Advanced Metering Infrastructures
<b>AMM :</b>	Advanced Metering Management
<b>ANSES :</b>	Agence nationale de sécurité sanitaire
<b>BPL :</b>	Broadband over power line
<b>CAIDI :</b>	Description automatique impossible
<b>CIGRE :</b>	Conseil International des Grand Réseaux Électriques
<b>CNIL :</b>	Commission nationale de l'informatique et des libertés
<b>COSEI :</b>	Groupe de Travail du Comité d'Orientation Stratégique des Eco-Industries
<b>COSEM :</b>	Companion Specification for Energy Metering
<b>CPL :</b>	Courants porteurs en ligne.
<b>CPS :</b>	Canadian Power and Sail Squadrons
<b>CPU :</b>	Central Processing Unit, « Unité centrale de traitement »
<b>CRE :</b>	Commission de régulation de l'énergie
<b>CSC :</b>	Current Source Converter
<b>CSC :</b>	Computer Sciences Corporation.
<b>CSP :</b>	Common Service Platform
<b>CT :</b>	Client Technologie
<b>DER :</b>	Distributed Energy Resources
<b>DG :</b>	Distributed Generation
<b>DMS :</b>	Distribution Management Systems,
<b>DPF :</b>	Distribution Power Flow,
<b>EDF :</b>	Électricité de France.
<b>EJP :</b>	Effacement Jour de Pointe,
<b>EMS:</b>	Energy Management Systems,
<b>ENEL :</b>	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica
<b>ENR :</b>	Les énergies renouvelables.
<b>ERD :</b>	Réseau Distribution.
<b>ERGEG :</b>	European Regulators' Group for Electricity and Gas.

<b>ETSI :</b>	L'European Telecommunications Standards Institute
<b>FL :</b>	Fault Location.
<b>FTP :</b>	File Transfer Protocol (protocole de transfert de fichiers).
<b>GET :</b>	Génie Électrique et Télécommunications.
<b>GPRS :</b>	General Packet Radio Service.
<b>GPS :</b>	Global Positioning System
<b>GRT :</b>	Gestionnaire du Réseau de Transport,
<b>GSM :</b>	Global System for Mobile Communications.
<b>GTB :</b>	Gestion Technique du Bâtiment,
<b>HAN :</b>	Home Area Network
<b>HF :</b>	haute fréquence.
<b>HVAC :</b>	High Voltage Alternating Current
<b>HVDC :</b>	High Voltage Direct Current
<b>HVDC :</b>	High Voltage Direct Current.
<b>IAGE :</b>	Investissements d'Avenir dans le cadre du Grand Emprunt.
<b>IBM :</b>	International Business Machines Corporation.
<b>IDAPS :</b>	Intelligent Distributed Autonomous Power System
<b>IED :</b>	Intelligent Electronic Devices,
<b>IEEE :</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>IGBT :</b>	Insulated Gate Bipolar Transistor
<b>IP :</b>	Internet Protocol.
<b>IT :</b>	Informations / Technologie de données
<b>LCC :</b>	Line commutated converter
<b>LCC :</b>	Line Commutated Converter
<b>LCCDT :</b>	Limitation de la consigne de courant dépendant de la tension
<b>LED :</b>	light-emitting diode.
<b>M2M :</b>	Machine to machine
<b>MDE :</b>	Demande d'Électricité
<b>MDM :</b>	Metering Data Management
<b>MMS :</b>	Market Management Systems
<b>NET :</b>	Network
<b>NIST :</b>	National Institute of Standards and Technology
<b>OMS :</b>	Outage Management Systems,
<b>OS :</b>	Operating System

<b>OT :</b>	Technologie opérationnelle
<b>PACA :</b>	Provence-Alpes-Côte d'Azur.
<b>PCC :</b>	point de couplage commun
<b>PCC :</b>	Point de Couplage Commun
<b>PHP :</b>	Personal Home Page.
<b>PLAN :</b>	protocol local area network
<b>PSB :</b>	Power System Blockset
<b>RD :</b>	réponse à la demande,
<b>RTE :</b>	Réseau transeuropéen de transport.
<b>SCADA :</b>	Supervisory Control and Data Acquisition,
<b>SCS :</b>	Société de commercialisation de service
<b>SIG :</b>	Special interest group
<b>SM :</b>	Smart Meter
<b>SNTP :</b>	Simple network time protocol
<b>SOAP :</b>	Simple Object Access Protocol
<b>TI :</b>	Technologie de l'information
<b>TIC :</b>	Technologies de l'information et de la communication
<b>TURPE :</b>	Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité
<b>UIT :</b>	L'Union internationale des télécommunications
<b>USB :</b>	Universal Serial Bus
<b>V2G :</b>	Vehicle to Grid,
<b>VDCOL :</b>	Voltage Dependent Current Order Limit
<b>VDCOL :</b>	Voltage Dependent Current Order Limiter
<b>VSC :</b>	Voltage Source Converter
<b>VVO :</b>	Volt/Var Optimization,
<b>WAMS :</b>	Warren's Abstract Machine
<b>Web :</b>	World Wide Web
<b>Wi-Fi :</b>	Wireless Fidelity
<b>Wi-Max :</b>	Worldwide Interoperability for Microwave Access
<b>WSDL :</b>	Web Services Description Language
<b>WSP :</b>	Web Service Platform
<b>XML :</b>	Extensible Markup Language

# **Introduction générale**

## Introduction

Nous pouvons constater que depuis une dizaine d'année, plusieurs initiatives d'acteurs publics et privées, d'institutions, d'entreprises et autres grandes organisations ont pour ambition de « rendre intelligent » tout ce qui interagit avec les individus. De la mobilité, de l'alimentaire, de la communication, de l'immobilier, de la culture, tout y passe. « Smart phone, smart city », « smart power, smart meter, smart grid »... Le « smart » est venu se glisser partout, comme si hier et aujourd'hui nous manquions d'intelligence. Un réseau électrique intelligent a pour objectif de générer et distribuer de l'énergie de façon plus efficace, plus économique et plus durable qu'un réseau classique, tout en assurant la sécurité

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 selon leur urgence. Il intègre et interconnecte à cette fin des technologies et outils innovants sur l'ensemble de sa chaîne de valeur.

Les installations FACTS contribuent largement au développement de réseaux intelligents. Entre autre, le transport de courant continu à haute tension est une technologie révolutionnaire appelée à gagner en importance à mesure du développement de réseaux intelligents. Grâce au transport HVDC, les fournisseurs d'énergie améliorent la fiabilité de leurs réseaux en les interconnectant avec les réseaux environnants et en échangeant de l'électricité.

L'objectif de notre travail est de :

- Projeter la lumière sur les réseaux électriques intelligents.
- Réaliser le modèle HVDC de la CIGRÉ.
- Maîtriser le pilotage et le contrôle de système HVDC.
- Commander le transit de puissance via HVDC dans un réseau électro-énergétique.

Ce travail comporte 4 parties :

**Dans la première partie**, nous présentons un aperçu sur les Réseaux Intelligents « généralités » et les améliorations requis pour qu'un Réseau classique devienne intelligent.

**Dans la deuxième et la troisième partie**, nous exposons le principe de base et l'application de compteur intelligent utilisé dans les Smart-Grids et la gestion et pilotage énergétique des systèmes intelligents.

**La quatrième partie**, est consacrée à l'étude d'un système HVDC en générale, à savoir leur classification et leur principe de fonctionnement, ensuite nous exposons les résultats de simulation obtenus par logiciel Matlab/Simulink, ainsi leurs interprétations.

Enfin, il ne nous restera plus qu'à conclure et à proposer des perspectives d'études futures permettant de compléter ce travail.

# Chapitre I



## Table des matières :

### Chapitre I : Les réseaux Intelligents et les Systèmes de Contrôle de l'énergie

<b>I.1 - Introduction .....</b>	<b>1</b>
<b>I.1.1 - Définition d'un réseau électrique intelligent .....</b>	<b>1</b>
<b>I.1.2 - Présentation et objectifs d'un réseau électrique intelligent .....</b>	<b>1</b>
<b>I.1.3 - Caractérisation d'un réseau électrique intelligent.....</b>	<b>2</b>
<b>I.1.4 - Intérêt du réseau intelligent .....</b>	<b>4</b>
<b>I.1.4.A - Une consommation variable .....</b>	<b>5</b>
<b>I.1.4.B - Optimiser la production.....</b>	<b>5</b>
<b>I.1.4.C - Optimiser l'acheminement de l'électricité .....</b>	<b>5</b>
<b>I.1.4.D - Solution adaptée aux régions émergentes.....</b>	<b>6</b>
<b>I.2 - Les fonctions intégrées des réseaux électriques intelligents.....</b>	<b>6</b>
<b>I.2.1 - Production d'énergies conventionnelles et renouvelables.....</b>	<b>6</b>
<b>I.2.1.A - Production centralisée.....</b>	<b>7</b>
<b>I.2.1.B - Production distribuée et décentralisée.....</b>	<b>7</b>
<b>I.2.2 - Qualité et efficacité du transport de l'énergie électrique .....</b>	<b>8</b>
<b>I.2.3 - Protection, automatisation et contrôle des réseaux électriques.....</b>	<b>8</b>
<b>I.2.4 - FACTS et stockage de l'énergie.....</b>	<b>9</b>
<b>I.2.5 - Transport de courant continu à haute tension HVDC .....</b>	<b>9</b>
<b>I.2.6 - Gestion et pilotage global des systèmes électriques .....</b>	<b>10</b>
<b>I.2.6.A - Au niveau du réseau de transport .....</b>	<b>10</b>
<b>I.2.6.B - Au niveau du réseau de distribution .....</b>	<b>11</b>
<b>I.2.6.C - Améliorer la conduite et l'exploitation du réseau .....</b>	<b>11</b>
<b>I.2.6.D - Optimiser et faciliter l'intégration des actifs du réseau.....</b>	<b>11</b>
<b>I.2.6.E - Gestion et informatique des données .....</b>	<b>12</b>
<b>I.2.7 - Stockage distribué de l'électricité.....</b>	<b>12</b>
<b>I.2.8 - Intégration des véhicules électriques.....</b>	<b>12</b>
<b>I.2.9 - Systèmes de comptage communicant .....</b>	<b>14</b>
<b>I.2.10 - Gestion active dans l'industrie et le bâtiment .....</b>	<b>14</b>
<b>I.2.10.A - Gestion active dans l'industrie .....</b>	<b>14</b>
<b>I.2.10.B - Gestion active des bâtiments .....</b>	<b>15</b>
<b>I.3 - L'intégration de la supervision et de la gestion de la distribution .....</b>	<b>16</b>

<b>I.4 - La rencontre entre les acteurs de l'énergie et des TIC .....</b>	<b>18</b>
<b>I.4.1 - L'évolution de la structure du système électrique .....</b>	<b>18</b>
<b>I.4.2 - La complexification du jeu des acteurs dans le système électrique.....</b>	<b>20</b>
<b>I.4.3 - Acceptabilité par le public et enjeux économiques .....</b>	<b>21</b>
<b>I.5 - L'impact environnemental des réseaux intelligents .....</b>	<b>21</b>
<b>I.5.1 - Augmentation de l'empreinte carbone .....</b>	<b>22</b>
<b>I.6 - Conclusion .....</b>	<b>23</b>

## Liste des Figures :

<b>Fig. I-1 : Schéma de fonctionnement d'un smart grid. ....</b>	<b>1</b>
<b>Fig. I-2 : Schéma de liaison avec le réseau et ses opérateurs. ....</b>	<b>2</b>
<b>Fig. I-3 : Caractéristiques des réseaux électriques.....</b>	<b>3</b>
<b>Fig. I-4 : La courbe de charge dans un réseau intelligent et traditionnel. ....</b>	<b>4</b>
<b>Fig. I-5 : Systèmes énergétiques intelligents. ....</b>	<b>7</b>
<b>Fig. I-6 : Centres de contrôle des flux énergétiques. ....</b>	<b>10</b>
<b>Fig. I-7 : Le développement attendu du véhicule électrique hybride. ....</b>	<b>13</b>
<b>Fig. I-8 : Systèmes de comptage intelligent.....</b>	<b>14</b>
<b>Fig. I-9 : Une plate-forme intégrée fédérant les applications SCADA, DMS et OMS. ....</b>	<b>17</b>
<b>Fig. I-10 : Le centre de conduite du futur intègre systèmes d'information. ....</b>	<b>18</b>
<b>Fig. I-11 : Représentation générale de la chaîne de valeur .....</b>	<b>18</b>
<b>Fig. I-12 : Représentation de la chaîne de valeur d'un système électrique intelligent. ....</b>	<b>19</b>
<b>Fig. I-13 : Typologie des acteurs du marché des smart grid. ....</b>	<b>20</b>
<b>Fig. I-14 : La production d'électricité étant la première source d'émissions de CO<sub>2</sub>.....</b>	<b>22</b>

« ————— »

## I.1 - Introduction

Smart grid est un des dénominations d'un réseau de distribution d'électricité « intelligent » qui utilise des technologies informatiques de manière à optimiser la production, la distribution, la consommation et qui a pour objectif d'optimiser l'ensemble des mailles du réseau d'électricité qui va de tous les producteurs à tous les consommateurs [1] afin d'améliorer l'efficacité énergétique de l'ensemble. L'apport des technologies informatiques devrait permettre d'économiser l'énergie en lissant les pointes de consommation et en diminuant les capacités de production en pointe qui sont les plus coûteuses, de sécuriser le réseau et en réduire le coût. C'est aussi une réponse partielle à la nécessité de diminuer les émissions de gaz à effet de serre pour lutter contre le réchauffement climatique.

### I.1.1 - Définition d'un réseau électrique intelligent

Les experts de la Taskforce for Smart Grid de la Commission Européenne retiennent la définition suivante : « un réseau électrique intelligent est un réseau qui est capable d'intégrer au meilleur coût les comportements et les actions de tous les utilisateurs qui y sont reliés : producteurs, consommateurs ainsi que ceux qui sont les deux à la fois. L'objectif est d'assurer au système électrique d'être durable et rentable, avec des pertes faibles et avec des niveaux élevés de sécurité, de fiabilité et de qualité de la fourniture ».[2]

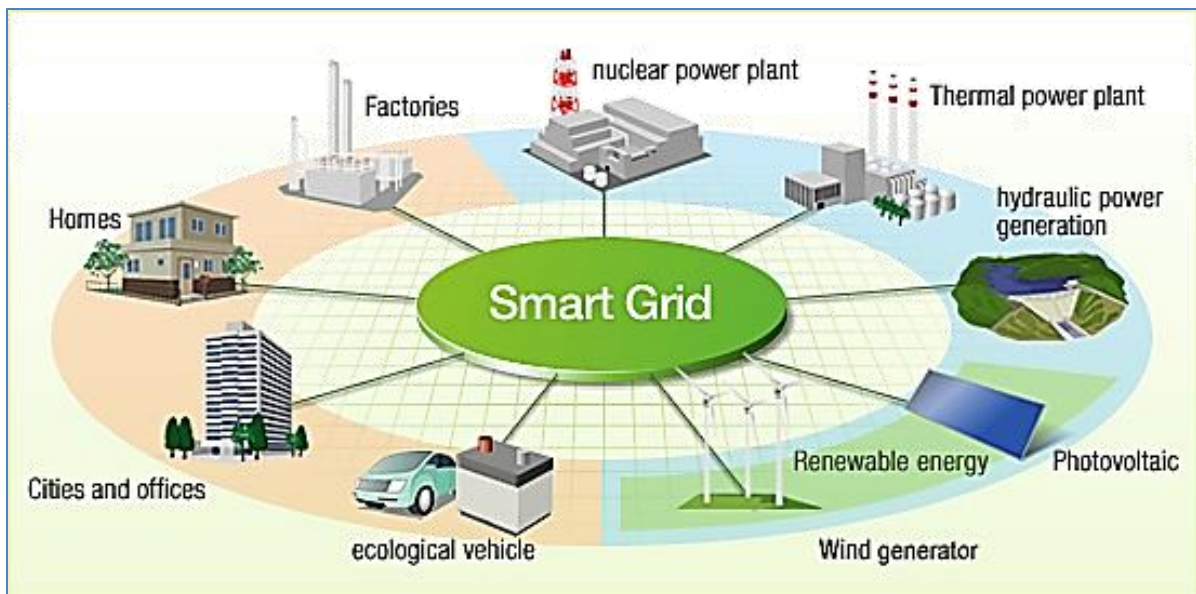


Fig. I-1 : Schéma de fonctionnement d'un smart grid.

### I.1.2 - Présentation et objectifs d'un réseau électrique intelligent

Un réseau électrique intelligent (Smart Grid en anglais) a pour objectif de générer et distribuer de l'énergie de façon plus efficace, plus économique et plus durable qu'un réseau classique, tout en assurant la sécurité de l'approvisionnement.

Il intègre et interconnecte à cette fin des technologies et outils innovants sur l'ensemble de sa chaîne de valeur, depuis la production d'énergie jusqu'aux équipements du consommateur. Cette intégration est réalisée grâce à l'utilisation de capteurs et d'équipements numériques de protection, de mesure et de communication, en interface avec les centres de contrôle et de pilotage. Le réseau électrique intelligent offre à tous les consommateurs la possibilité d'obtenir des informations précises sur leurs usages électriques. Cela leur permet de mieux connaître et piloter leur propre consommation, leur éventuelle autoproduction et d'améliorer leur efficacité énergétique, en liaison avec le réseau et ses opérateurs.

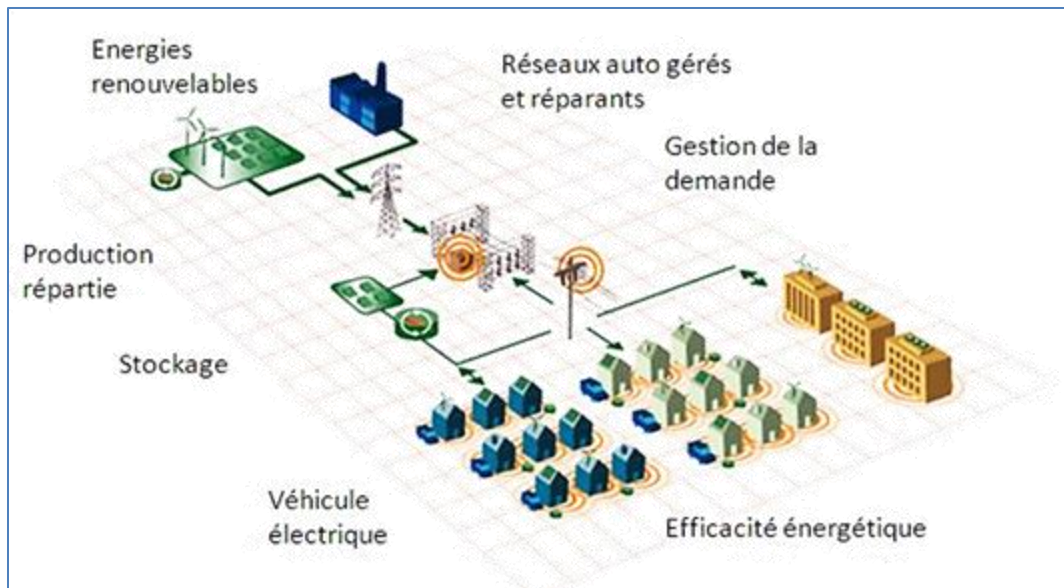


Fig. I-2 : Schéma de liaison avec le réseau et ses opérateurs.

Ainsi, on mobilise l'intelligence du réseau au service de la continuité et de la qualité de l'alimentation électrique, dans un contexte de hausse de la demande et de la volatilité de celle-ci, et avec une offre plus décentralisée et plus intermittente, tout en permettant de minimiser les investissements lourds en matière d'infrastructures de réseaux d'énergie.

Enfin, il est important de noter que l'enjeu technique du développement du réseau électrique intelligent relève peu d'une révolution technologique, mais plutôt de la capacité du réseau électrique à adopter et intégrer dans ses systèmes des équipements et technologies de l'information et de la communication de façon optimale, tout en garantissant pendant toute cette mutation le maintien de la qualité de la fourniture d'électricité et la sécurité du réseau.[3]

### I.1.3 - Caractérisation d'un réseau électrique intelligent

Les réseaux électriques ont une architecture centralisée et une communication unidirectionnelle, du producteur au consommateur. Le déploiement des smart grid accompagne la modernisation des réseaux et des infrastructures vers une architecture décentralisée.

Caractéristiques des réseaux électriques actuels	Caractéristiques des électriques réseaux intelligents
Analogique	Numérique
Unidirectionnel	Bidirectionnel
Production centralisée	Production décentralisée et centralisée
Communicant sur une partie des réseaux	Communicant sur l'ensemble du réseau
Gestion de l'équilibre du système électrique par offre/production	Gestion de l'équilibre du système électrique par demande/consommation
Consommateur	Consomm'acteur

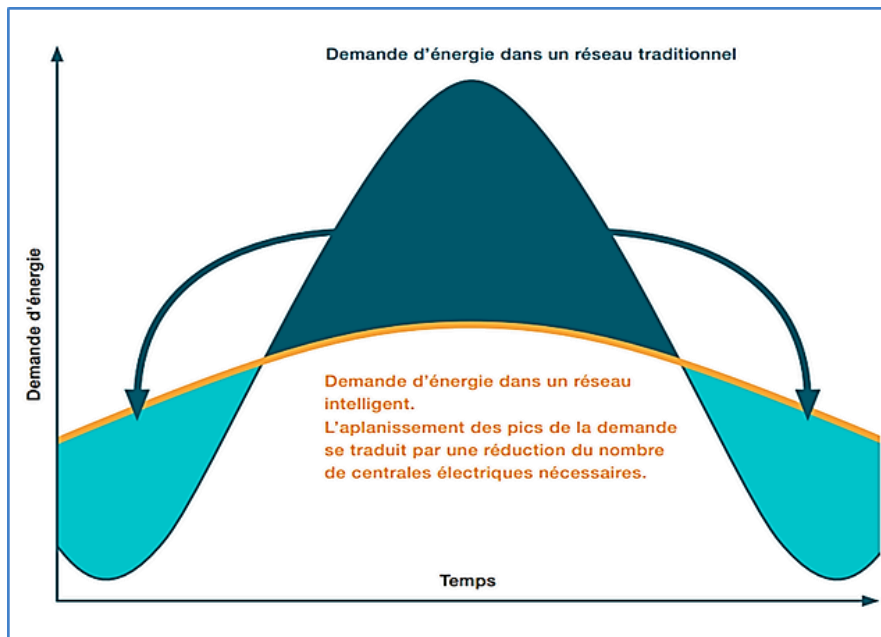
Fig. I-3 : Caractéristiques des réseaux électriques

Le réseau électrique intelligent se caractérise tout d'abord par sa capacité à gérer des productions d'énergie centralisées et décentralisées (notamment les productions à base d'ENR, dont il permet le développement et l'intégration optimale). Il permet aussi le développement et l'intégration de sources d'énergie issues de moyens de stockage, notamment diffus et décentralisés. Il se caractérise ensuite par le déploiement massif et l'utilisation à tous les niveaux de compteurs intelligents. Ces compteurs sont plus précis, capables de mesurer plusieurs types de flux électriques et surtout, ils sont communicants. Ils permettront de contrôler et de piloter des flux bidirectionnels de courant et d'information, à tous les niveaux du réseau.

Un réseau d'électricité intelligent rend également possible la Maîtrise de la Demande d'Électricité (MDE), au service de tous les consommateurs. Il s'agit premièrement de diminuer globalement la consommation d'électricité en changeant les comportements. En fournissant aux consommateurs des informations précises sur leur consommation et l'impact de leurs usages électriques, un réseau d'électricité intelligent permet à ces derniers de devenir « consom'acteurs » et d'adapter leurs comportements. Le pilotage et la gestion de leur éventuelle autoproduction leur permet de devenir consommateurs-producteurs (prosumers). La gestion active des bâtiments (secteur tertiaire), le pilotage énergétiquement plus efficace des procédés de fabrication (secteur industriel) et l'optimisation de la consommation domestique sont facilités, au service de l'efficacité énergétique de tous les consommateurs.

À plus grande échelle, un réseau électrique intelligent favorise le développement des villes du futur constituées d'éco-quartiers disposant de productions décentralisées et des moyens de pilotage de ces productions (microgrids) [4]. La maîtrise de la demande d'électricité consiste à faire de la demande une variable d'ajustement : cela signifie que l'on doit pouvoir répondre à un déséquilibre du réseau en agissant sur la demande d'électricité plutôt que sur l'offre. Un réseau électrique intelligent est capable de piloter finement et de lisser la courbe de charge pour agir sur la demande, notamment en pointe (pic de consommation).

Le pilotage de la courbe de charge passe par des effacements de consommation, c'est-à-dire la coupure momentanée, autorisée et ciblée de l'alimentation électrique de certains équipements. Pour offrir une grande capacité de demande effaçable, ces effacements – ou délestages – peuvent être diffus, c'est-à-dire qu'ils sont répartis entre de très nombreux consommateurs. Le pilotage de la courbe de charge passe également par des effacements programmés, qui visent en particulier le secteur industriel. En diminuant ou en reportant dans le temps certains appels de puissance électrique, il est possible d'assurer l'équilibre du réseau tout en limitant le recours au démarrage de nouvelles productions d'électricité.



**Fig. I-4 :** La courbe de charge dans un réseau intelligent et traditionnel.

Enfin, un réseau d'électricité intelligent permet le développement et l'intégration des nouveaux usages électriques, notamment dans le transport (transports en commun, véhicule hybride rechargeable, véhicule électrique). Les véhicules électriques sont intégrés au réseau et leur usage (V2G, Vehicle to Grid) est optimisé : la rapidité de la charge est pilotée selon l'infrastructure et les moyens de production disponibles et les véhicules peuvent être utilisés comme un moyen de stockage diffus.[4]

### I.1.4 - Intérêt du réseau intelligent

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 selon leur urgence afin de :

- Optimiser le rendement des centrales ;
- Éviter d'avoir à construire régulièrement de nouvelles lignes ;

- Minimiser les pertes en ligne ;
- Optimiser l'insertion de la production décentralisée, d'origine renouvelable ;
- Diminuer ou éliminer les problèmes liés à l'intermittence de certaines sources (solaires, éolien, énergie marémotrice, et à moindre titre hydroélectricité) [5].

### I.1.4.A - Une consommation variable

Dans un réseau électrique classique, la consommation d'électricité et donc la production doivent, à chaque instant, être en parfaite adéquation avec la demande des utilisateurs (industriels et particuliers) ;

Cette demande est variable et ne peut pas être complètement maîtrisée. La production doit s'adapter instantanément à la demande pour préserver la stabilité du réseau en termes de tension et de fréquence. Les réseaux intelligents grâce aux technologies (compteur intelligent) permettant d'agir sur la demande et grâce aux réseaux informatiques reliant producteurs, distributeurs et consommateurs permettront d'adapter, en partie, la consommation aux capacités instantanées de production, notamment en décalant certaines consommations en dehors des heures de pointe et en optimisant les systèmes dits d'Effacement de consommation électrique [6]. L'asservissement d'une partie de la consommation (industrielle et domestique) à la production disponible, permettra ainsi de diminuer les pics de consommation et donc de réduire les capacités maximales de production dans une zone géographique donnée.

### I.1.4.B - Optimiser la production

Certaines centrales ont une production très irrégulière du fait de leur source d'énergie (centrales solaires ou éoliennes). D'autres centrales électriques ont souvent un niveau de « production optimal » permettant d'obtenir un « rendement optimum » et l'idéal serait de les faire fonctionner en permanence à ce rendement optimum quelle que soit la consommation ;

Certaines centrales peuvent être démarrées très rapidement (par exemple, les centrales hydrauliques) alors que d'autres nécessitent des temps de mise en route et d'arrêt plus longs, par exemple, les centrales nucléaires ont besoin d'un certain temps pour entrer en production et fonctionner de manière optimale. Le réseau "smart-grid" doit concilier et optimiser ces différents paramètres pour tirer le meilleur parti de la production et de la distribution.

### I.1.4.C - Optimiser l'acheminement de l'électricité

L'acheminement de l'électricité se fait à travers un réseau « maillé » de lignes hautes et moyennes tensions. Chaque maille de ce réseau peut être activée ou désactivée en fonction des impératifs de maintenance, des impondérables de distribution et des besoins de consommation, sachant que chaque maille peut aussi devenir indisponible à des moments imprévisibles.

**Le maillage du réseau s'effectuant de plus en plus souvent au niveau international, il doit :**

- respecter des règles techniques (par exemple : tension ou fréquence différentes entre pays) et économiques ;
- minimiser les pertes en lignes pour éviter de produire inutilement (par exemple pour réchauffer l'atmosphère en faisant chauffer les lignes conductrices) sachant que chaque maille du réseau a une capacité de transport qu'il est souhaitable de ne pas dépasser (risque de fragilisation, voire de destruction d'une ligne ou d'un équipement).

Le réseau concerné par les technologies « smart grid » est plus particulièrement le réseau de distribution (incluant : les compteurs intelligents, les productions décentralisées et des actions sur la consommation, etc.). Avec le smart grid, les mécanismes de régulation de la demande (en fonction du prix et de la production disponible à un instant donné) permettront de diminuer la capacité maximale de production.

#### **I.1.4.D - Solution adaptée aux régions émergentes**

Selon Thierry Legrand, en Afrique et dans les régions isolées où le réseau électrique centralisé n'est pas encore parvenu, ou là où il est embryonnaire et souvent en panne, le smart grid pourrait permettre de passer directement aux solutions efficaces, d'autant que ces régions sont souvent riches en ressources éoliennes hydraulique ou photovoltaïque (sahel par exemple) et que les smart grid pourraient diminuer les temps de coupure, améliorer l'approvisionnement et faciliter l'usage d'énergies propres, sûres et renouvelables, mais son développement se heurte à la précarité économique. Des solutions innovantes de type microgrid sont adaptées aux ENR (intermittentes et utilisées selon une géographie "clairsemée", proches des consommateurs tels que des réseaux photovoltaïques et de petit éolien domestiques). Ils pourraient faire de l'Afrique un « laboratoire géant » de l'efficacité énergétique si grâce à un accompagnement pédagogique adéquat les nouveaux usagers de l'électricité acquièrent d'emblée « les bons réflexes ».[7]

## **I.2 - Les fonctions intégrées des réseaux électriques intelligents**

### **I.2.1 - Production d'énergies conventionnelles et renouvelables**

En amont des systèmes énergétiques intelligents se situent les centrales de production, historiquement basées sur des moyens de production centralisés conventionnels – charbon, gaz, nucléaire et hydro-électrique – et évoluant progressivement vers des moyens de production renouvelables décentralisés : éolien, solaire thermique et photovoltaïque, géothermie, énergies marines et piles à combustibles.



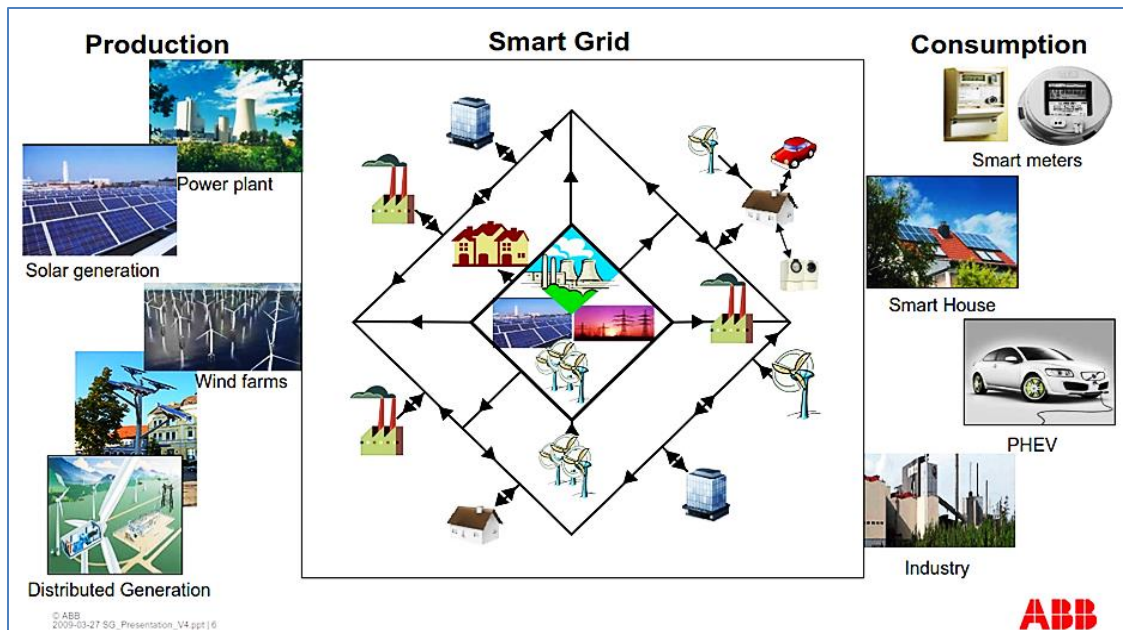


Fig. I-5 : Systèmes énergétiques intelligents.

### I.2.1.A - Production centralisée

Les gestionnaires de centrales s'efforcent déjà de maximiser le rendement en énergie issu de la conversion de leurs combustibles primaires en électricité. À cette fin, ils renouvellent et optimisent les technologies de contrôle et de pilotage de leurs installations.

Le futur réseau d'électricité, qui devra gérer une demande plus volatile et une part plus importante d'énergies renouvelables intermittentes, valorisera auprès des producteurs leur capacité à être flexibles. Ces derniers devront être capables de vendre leur production sur les marchés de l'énergie au moment le plus opportun, en fonction de la demande et de l'état du réseau. Le producteur qui ne s'adapte pas s'exposera au risque de produire de l'électricité à des instants où elle est en surplus par rapport aux besoins, ce qui peut se traduire sur les marchés par des prix de vente nuls voire négatifs.[4]

Pour répondre à ces besoins, les centrales doivent donc intégrer des fonctionnalités plus abouties de contrôle-commande, de mise en réseau et d'optimisation de la production.

### I.2.1.B - Production distribuée et décentralisée

La production décentralisée est essentiellement associée à des moyens de production d'énergie renouvelable intermittente intégrés aux bâtiments (panneaux PV, etc.), mais aussi à des moyens de production disponibles au niveau des infrastructures. Ces sources de production ont une capacité bien moindre (entre 0,1 et 50 MW) que celle des centrales de production (> 50 MW). Pour s'intégrer dans un réseau d'électricité intelligent, elles vont nécessiter :

- Une forte coordination de la production de multiples petites sources de production ;
- Une intégration dans le réseau au travers de flux d'information bidirectionnels ;

- Des facilités d'intégration et raccordement au réseau électrique de distribution ;
- Des meilleurs outils de planification de la production selon les données météo ;
- L'intégration éventuelle de capacités de stockage permettant de compenser l'intermittence de ces sources d'énergie.

### I.2.2 - Qualité et efficacité du transport de l'énergie électrique

Le réseau de transport électrique comporte des lignes à haute et très haute tension qui permettent la transmission de grandes quantités d'électricité sur de longues distances. Au même titre que les moyens de production intermittents perturbent l'équilibrage offre-demande, ces moyens impactent aussi la qualité de l'onde électrique et impliquent en particulier de nouvelles contraintes de stabilité en cas de défaut dans le réseau, du fait de leur très faible inertie. Ceci nécessite, d'une part, la mise en œuvre de systèmes d'électronique de puissance associés au réseau pour compenser les défauts induits au niveau de la qualité de l'onde électrique en cas de défaut, d'autre part, d'optimiser les capacités des infrastructures de transport et de distribution selon la disponibilité temps réel de l'énergie renouvelable.

De plus, ces contraintes impliquent la mise en œuvre de nouvelles technologies de conversion de puissance au niveau des installations – convertisseurs éoliens et onduleurs solaires – devant échanger des informations en temps réel avec les opérateurs de réseau pour être télé réglées selon les conditions de fonctionnement d'ensemble du réseau.

### I.2.3 - Protection, automatisation et contrôle des réseaux électriques

Les sous-stations contrôlent, protègent et commandent le transport et la distribution d'électricité. À l'avenir, ces installations incontournables nécessiteront des systèmes de communication de plus en plus sophistiqués pour partager des données avec les différentes sections du réseau, coordonner les flux d'énergie, et approvisionner les consommateurs de manière fiable et efficace. La norme CEI 61850 [8], est la première norme de communication mondiale appliquée aux équipements de sous-station et innovation majeure en matière de technologie d'automatisation des sous-stations. Cette norme permet la communication en temps réel entre les dispositifs de sous-station, quel que soit leur fabricant, et constitue par conséquent un facteur clé du développement de réseaux intelligents sa fourni des systèmes certifiés et des produits destinés à des installations d'origine ou de mise à niveau dans plus de 60 pays, renforçant ainsi les performances, l'efficacité et la fiabilité du fonctionnement des sous-stations.

Parmi ces produits, on peut citer notamment la première sous-station multi constructeur au monde ainsi que les sous-stations desservant les plus grandes centrales hydroélectriques à l'échelle internationale, à savoir celles d'Itaipu au Brésil et de Trois-Gorges en Chine. [8]

## I.2.4 - FACTS et stockage de l'énergie

FACTS (systèmes de transport flexibles de courant alternatif) est un terme générique désignant les technologies qui augmentent considérablement la capacité des lignes de transport électriques, tout en préservant, la stabilité et la fiabilité d'un système d'énergie. Les systèmes FACTS accroissent l'efficacité du transport d'électricité en supprimant les goulots d'étranglement, et alimentent le réseau en sources d'énergie intermittentes, telles que l'éolien ou le solaire, de manière sûre. Les installations FACTS contribuent largement au développement de réseaux intelligents.

Outre la stabilisation de l'intensité et de la tension, la toute dernière technologie FACTS garantit une certaine capacité de stockage d'énergie, un atout d'autant plus important que l'énergie renouvelable représente une part croissante du mix de production. Cette capacité de stockage à grande échelle (jusqu'à 50 MW pendant une heure ou plus) peut réguler la productivité très fluctuante des centrales électriques fonctionnant grâce à des sources renouvelables, et fournir une énergie de secours après une panne de courant.[9]

## I.2.5 - Transport de courant continu à haute tension HVDC

Le transport de courant continu à haute tension est une technologie révolutionnaire appelée à gagner en importance à mesure du développement de réseaux intelligents. Grâce au transport HVDC, les fournisseurs d'énergie améliorent la fiabilité de leurs réseaux en les interconnectant avec les réseaux environnants (y compris ceux fonctionnant à des fréquences différentes) et en échangeant de l'électricité. Cette technologie permet également d'alimenter le réseau en énergie provenant de sources renouvelables disponibles de manière intermittente à un niveau de tension préservant la stabilité de l'approvisionnement en électricité. En outre, le système HVDC offre la possibilité de transférer d'importantes quantités d'énergie de manière efficace et sur de longues distances, ce qui en fait la technologie idéale pour la fourniture d'énergie provenant de sources éloignées des centres de demande. Les parcs éoliens marins et les centrales hydroélectriques implantées dans des zones montagneuses reculées deviennent ainsi viables d'un point de vue commercial.

Certaines métropoles telles que Los Angeles, São Paulo, Shanghai ou Delhi font déjà appel à la technologie HVDC pour la fourniture d'électricité, souvent produite à plusieurs milliers de kilomètres de son lieu de consommation, et ce, avec une efficacité remarquable et un impact environnemental minimisé.[9]

## I.2.6 - Gestion et pilotage global des systèmes électriques

L'optimisation globale des systèmes énergétiques nécessite la mise en œuvre de technologies de « Centres de Contrôle » opérant sur les flux énergétiques temps réel dans les réseaux de transport et de distribution. Ces centres de contrôle sont répartis à différents niveaux des réseaux (national, régional et urbain) et opérés par les gestionnaires de réseau dans le cadre de leur fonction d'opérateurs systèmes. Sur la base des informations fournies par les capteurs et les équipements de protection et de contrôle répartis dans les postes électriques, ils interagissent en temps réel avec les clients offrant une flexibilité suffisante pour contribuer à l'équilibrage des réseaux.



Fig. I-6 : Centres de contrôle des flux énergétiques.

### I.2.6.A - Au niveau du réseau de transport

Le développement d'un véritable réseau de transport d'électricité intelligent, impactant tous les acteurs à tous les niveaux de ce réseau, répond à des besoins d'amélioration spécifiques. Le gestionnaire du réseau de transport cherche aujourd'hui à améliorer la fiabilité du système global, son efficacité opérationnelle et à utiliser au mieux ses infrastructures. Ces objectifs exigent l'amélioration des équipements électrotechniques et de leur efficacité. Ils nécessitent aussi la mise en œuvre de capacités améliorées du système d'information, fondé sur la collecte et la transmission de données sur le réseau de transport, mais aussi de données issues des acteurs avec lesquels le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) est en interaction et qui vont lui permettre de piloter plus finement et de façon plus optimale l'équilibre général du réseau.

Producteurs de tous types, réseau de distribution, moyens de stockage, consommateurs de tous types et autres réseaux de transport. Pour être correctement comprises et analysées, ces données doivent être parfaitement standardisées et partagées selon des règles claires.

Plus largement, le GRT va devoir faire appel, dans le cadre de sa recherche d'un équilibre optimal, à des services de stockage local, de production locale ou encore de mise en œuvre et de pilotage de son système d'information. Cela nécessite par ailleurs la mise en œuvre de nouvelles structures d'agrégation d'information en lien avec les services (responsabilité d'équilibre) requis au niveau de la gestion des marchés.[4]

### **I.2.6.B - Au niveau du réseau de distribution**

Le gestionnaire du réseau de distribution est le garant du raccordement au réseau du consommateur ce dernier pouvant également être producteur. Il fait donc face à des variations de plus en plus intermittentes et localisées de l'offre et de la demande, variations sur lesquelles il n'a aujourd'hui quasiment aucune maîtrise. Afin d'optimiser son rendement, le gestionnaire du réseau de distribution doit élargir son rayon d'action et sa capacité d'analyse.

Les besoins du réseau de distribution intelligent sont donc nombreux, en particulier :

### **I.2.6.C - Améliorer la conduite et l'exploitation du réseau**

Tout au long du réseau de distribution, le gestionnaire du réseau doit être capable de collecter et de transmettre des données qui seront centralisées puis analysées. Pour gérer ces données et pouvoir s'en servir de façon optimale, le gestionnaire a aussi besoin de renforcer ses technologies de contrôle-commande pour être en mesure de prendre des décisions instantanées impliquant des millions d'adresses de communication différentes ainsi que des milliards d'unités de données collectées puis transmises par le réseau. Les logiciels devront embarquer des fonctions améliorées d'analyse d'incidents et de reprise automatique du service. Ces besoins doivent pouvoir être mobilisés pour gérer de façon locale le réseau qui peut être soumis ponctuellement à des pointes extrêmement localisées.

### **I.2.6.D - Optimiser et faciliter l'intégration des actifs du réseau**

Afin d'optimiser la longévité et la disponibilité des différents équipements installés sur le réseau de distribution (gestion optimisée de ses actifs), le gestionnaire doit aussi développer ses capacités de prévision de défaillance et de détection de panne. Il doit enfin disposer d'outils plus efficaces de diagnostic de défaillance, tant à distance que sur le lieu de la panne. Ces outils d'anticipation, de détection et d'analyse de panne reposeront également sur des moyens avancés de collecte et de transmission des données du réseau. Le gestionnaire du réseau de distribution doit également être capable d'incorporer et piloter tous les équipements actuels et futurs.

L'intégration optimale de tous les types d'équipements amenés à être raccordés au réseau de distribution, en particulier des équipements de stockage et de production à base d'énergie renouvelables, passe par des standards ouverts.

### I.2.6.E - Gestion et informatique des données

L'intégration des consommateurs dans le réseau nécessite une modélisation plus fine de leurs usages ; en particulier, il s'agit de prendre en compte la flexibilité énergétique potentiellement dérivée des nouveaux usages du « consomm'acteurs ». Ceci requiert d'intégrer plus étroitement les systèmes d'information pour la gestion de ces nouveaux profils de clients avec les centres de contrôle « agrégateurs » intégrant ces nouveaux usages. Cette plus grande intégration a pour conséquence de rapprocher les mondes des intégrateurs IT et les spécialistes et industriels de l'efficacité énergétique afin d'offrir de nouvelles solutions clés en main incorporant des systèmes d'information et des solutions de gestion active selon des échanges d'information standardisés.

### I.2.7 - Stockage distribué de l'électricité

Pour pouvoir servir un réseau électrique intelligent, ces capacités de stockage requièrent donc des technologies fiables et économiquement accessibles, ainsi qu'une intégration optimale dans le réseau de distribution optimale, tant du point de vue des flux bidirectionnels d'électricité que des flux de données qui permettront de les piloter.

Le déploiement significatif des véhicules électriques permettra par ailleurs d'améliorer les technologies de stockage électrique à base de batteries tant en termes de durabilité que de coût, ce qui conduit à considérer de nouveaux usages de batteries connectées aux réseaux, soit directement dans les postes électriques, soit au niveau des centrales renouvelables ou de grands centres de consommation. Pour être exploités, ces moyens de stockage fortement distribués doivent être intégrés aux centres de contrôle. Par ailleurs, d'autres moyens de stockage sont en phase d'émergence : dans les centrales de production, on utilise l'air comprimé ou le stockage thermique, alors que les volants à inertie sont pour l'instant réservés à des usages spécifiques.[4]

### I.2.8 - Intégration des véhicules électriques

Le développement attendu du véhicule électrique et de son impact sur le réseau d'électricité va en faire un acteur majeur du développement des réseaux électriques intelligents. Le succès du véhicule électrique est intimement lié à la mise à disposition préalable des infrastructures de recharge adéquates. En cours de développement actuellement, celles-ci seront de différentes natures (rapidité de la recharge...).

Le dimensionnement du parc d'infrastructure de recharge devra prendre en compte la forte densité urbaine, la variabilité dans le temps de la demande et garantir la mobilité continue du véhicule électrique à l'aide d'installations au niveau résidentiel, dans les immeubles de bureaux ou dans les lieux publics.

Ces infrastructures nécessiteront des outils d'optimisation, de lissage et de pilotage de la charge, en lien avec le réseau afin d'assurer la sécurité du réseau et la qualité de la fourniture. En effet, on estime que la charge lente simultanée d'un million de véhicules électriques, soit moins de 3% du parc automobile actuel, appellerait une puissance électrique d'environ 3 GW, soit la puissance de deux centrales nucléaires : un étalement et un pilotage de la charge, fondé sur l'intelligence du réseau et celle du véhicule électrique, est indispensable. L'infrastructure de recharge devra donc, d'une part, assurer et automatiser la communication entre le véhicule et le réseau et, d'autre part, gérer des fonctions annexes comme l'identification du propriétaire du véhicule ou la facturation.



Fig. I-7 : Le développement attendu du véhicule électrique hybride.

Il faut cependant noter que les spécifications de performances attendues des batteries pour les véhicules électriques sont actuellement peu compatibles avec les attentes placées sur la fonction de gestion de réseau. De même, ce second usage qui est envisagé est de nature à réduire significativement la durée de vie de la batterie embarquée, ce qui compromettrait l'équilibre économique de son exploitation.

Le développement du véhicule électrique doit donc s'accompagner d'infrastructures et d'outils permettant l'optimisation de sa charge. On parle de V2G (*Vehicle To Grid*). Là encore, la maîtrise de la demande d'électricité trouve un important gisement de progrès. Cet appel de puissance électrique dédiée à la recharge des véhicules électriques va conduire à une modification du scénario conventionnel de la consommation électrique et implique que des dispositions spécifiques à la charge et à sa tarification soient intégrées dès l'origine pour ne pas perturber l'équilibre des réseaux électriques. Enfin, la charge devra s'effectuer dans le respect des normes applicables tant pour la sécurité des personnes.

### I.2.9 - Systèmes de comptage communicant

Les compteurs communicants sont une des composantes du déploiement des réseaux électriques intelligents. Ils sont une première étape vers le déploiement de futurs systèmes de comptage intelligent. Les nouveaux produits proposés sont de plus en plus complexes ; ils gèrent les fonctions classiques de mesure de l'énergie consommée et de tarification variable. Ces compteurs sont capables de mesurer l'énergie produite, de gérer la puissance qui transite et de piloter la courbe de charge.



Fig. I-8 : Systèmes de comptage intelligent.

Ils disposent enfin de capacités de communication bidirectionnelle qui permettent de faire de la relève à distance et qui les rendent pilotables à distance. Ils donnent donc, enfin, la possibilité au consommateur d'avoir facilement une meilleure appréhension de ses consommations. Pour être effectivement utiles, les données de comptage devront être intégrées dans les centres de pilotage du réseau et traitées par les outils informatiques appropriés. Cela permettra la modélisation fine du pilotage de la charge ainsi que l'anticipation de la production d'énergie et du stockage décentralisés.

### I.2.10 - Gestion active dans l'industrie et le bâtiment

#### I.2.10.A - Gestion active dans l'industrie

La qualité et le coût de la fourniture d'électricité ont un impact important sur l'activité de nombreuses industries. L'impact des perturbations électriques sur l'activité peut se traduire par d'importants surcoûts opérationnels voire une baisse sensible de la productivité. Par ailleurs, dans certaines industries, les coûts énergétiques pèsent significativement sur les coûts de production : ceci fait du coût énergétique un critère essentiel d'investissement et de compétitivité globale.



Les industriels travaillent donc depuis longtemps en collaboration étroite avec les gestionnaires de réseau afin d'optimiser leur consommation d'électricité, le meilleur exemple en France étant le tarif EJP (Effacement Jour de Pointe). Pour autant, elles ont d'importantes opportunités à saisir en s'intégrant dans le développement d'un réseau électrique intelligent. Il s'agit de passer à une véritablement haute performance énergétique et environnementale, en pilotant et maîtrisant son approvisionnement énergétique.

Les moyens d'informations sur l'état du réseau, sa courbe de charge, le coût de l'électricité sur ces dimensions, permettent aux industriels de mettre en œuvre un véritable management de l'énergie, c'est-à-dire de piloter l'outil industriel en optimisant son impact sur le réseau et, par voie de conséquence, les coûts et la qualité de la fourniture. Il est aussi possible à l'industriel de réguler la compensation d'énergie réactive des grosses unités à un seuil adapté, en fonction des besoins du gestionnaire du réseau de distribution.

Le management de l'énergie inclut le pilotage de capacités de production installées sur le site, dont l'utilisation (autoconsommation, stockage, injection sur le réseau) doit être optimisée en fonction de l'état du réseau et des besoins des industriels. Le management de l'énergie suppose également de disposer des outils d'analyse, de contrôle et de pilotage de ces équipements de production, ainsi que d'une connexion au réseau.

Disponibles et opérationnels, ces systèmes d'optimisation et d'efficience énergétique globale deviennent accessibles aux petites et moyennes industries.

### **I.2.10.B - Gestion active des bâtiments**

Pour les entreprises et les administrations publiques, la gestion active est le moyen le plus rapide, le plus économique et le plus efficace de réduire leur facture énergétique et leurs émissions de CO<sub>2</sub> tout en accompagnant la croissance de la demande et de la production industrielle. La gestion active couvre l'ensemble du cycle énergétique d'un bâtiment, neuf ou ancien, industriel ou commercial. À partir d'audits – donc de mesures vérifiables –, il s'agit d'installer des équipements à basse consommation, d'introduire des outils de mesure et de contrôle en temps réel et d'optimiser en permanence l'ensemble des utilisations finales grâce à l'intelligence énergétique « ajoutée ».

Éclairage, chauffage et air conditionné, équipement informatique et serveurs, moteurs dans les procédés industriels, variation de vitesse... dans le cadre d'une gestion globale d'un bâtiment, le potentiel d'économies d'énergies peut être similaire à l'isolation extérieure, faisant de la gestion active des bâtiments un complément indispensable aux solutions passives si l'on veut atteindre voire dépasser les objectifs du Grenelle.

Désormais, il s'agit de disposer de suffisamment d'intelligence pour transformer le bâtiment en un « consom'acteur » de sa consommation énergétique et intégrer ses éventuelles productions d'énergie. Ainsi, l'arrivée du véhicule électrique dans les parkings collectifs va nécessiter de piloter leur recharge et leur éventuelle décharge. De même, les capacités de production installées sur le bâtiment, généralement intermittentes, vont devoir être pilotées. L'optimisation et le pilotage de ces nouveaux flux passe par une interactivité et une communication avec le réseau électrique, afin de déterminer à tout moment le choix énergétique optimal, y compris le délestage.

La GTB (Gestion Technique du Bâtiment) doit donc développer de nouvelles fonctionnalités pour offrir une véritable gestion active du bâtiment. Ces fonctionnalités reposeront sur plus d'automatismes, plus d'interactions entre les équipements et le réseau et enfin des applications avancées de gestion de flux électriques. En connectant des bâtiments devenus actifs aux réseaux électriques intelligents par le biais de réseaux locaux (microgrids) au sein d'écoquartiers, les gestionnaires et propriétaires immobiliers profiteront des nouvelles opportunités offertes pour optimiser leur budget d'investissement et de fonctionnement.

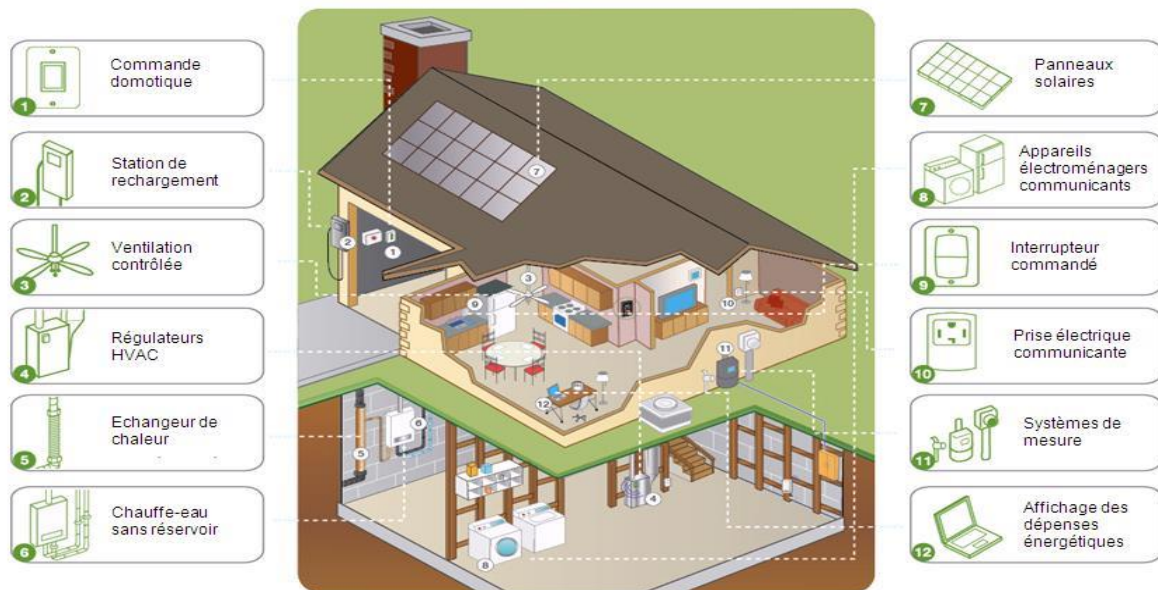


Fig. I-9 : Smart Home, nombreuses applications dans le domaine de l'énergie et des utilities.

### I.3 - L'intégration de la supervision et de la gestion de la distribution

Les années 1970 consacrèrent l'avènement de la télé conduite « SCADA » (Supervisory Control and Data Acquisition) et de la gestion d'énergie « EMS » (Energy Management Systems), relayées, la décennie suivante, par la gestion des marchés « MMS » (Market Management Systems) puis, dans les années 1990, par la gestion d'incidents « OMS » (Outage Management Systems) et de la distribution « DMS » (Distribution Management Systems).

Toutes ces solutions n'ont cessé de progresser et de s'étoffer au fil des ans. Pour autant, la tendance est aujourd'hui à l'intégration de ces briques technologiques au sein d'un édifice commun. Elle regroupe toutes les applications phares des années 1970– 1990, qu'elle enrichit du gestionnaire de distribution DMS pour aider les électriciens à réduire leurs coûts d'exploitation et de maintenance tout en améliorant le service au consommateur. Le module DMS offre une panoplie de fonctions : modélisation et gestion évoluées du réseau, commutation et localisation électronique des points de mesure intégrées, gestion des demandes d'intervention et des incidents, administration du personnel, traitement des enregistrements et affichages d'événements.[10]

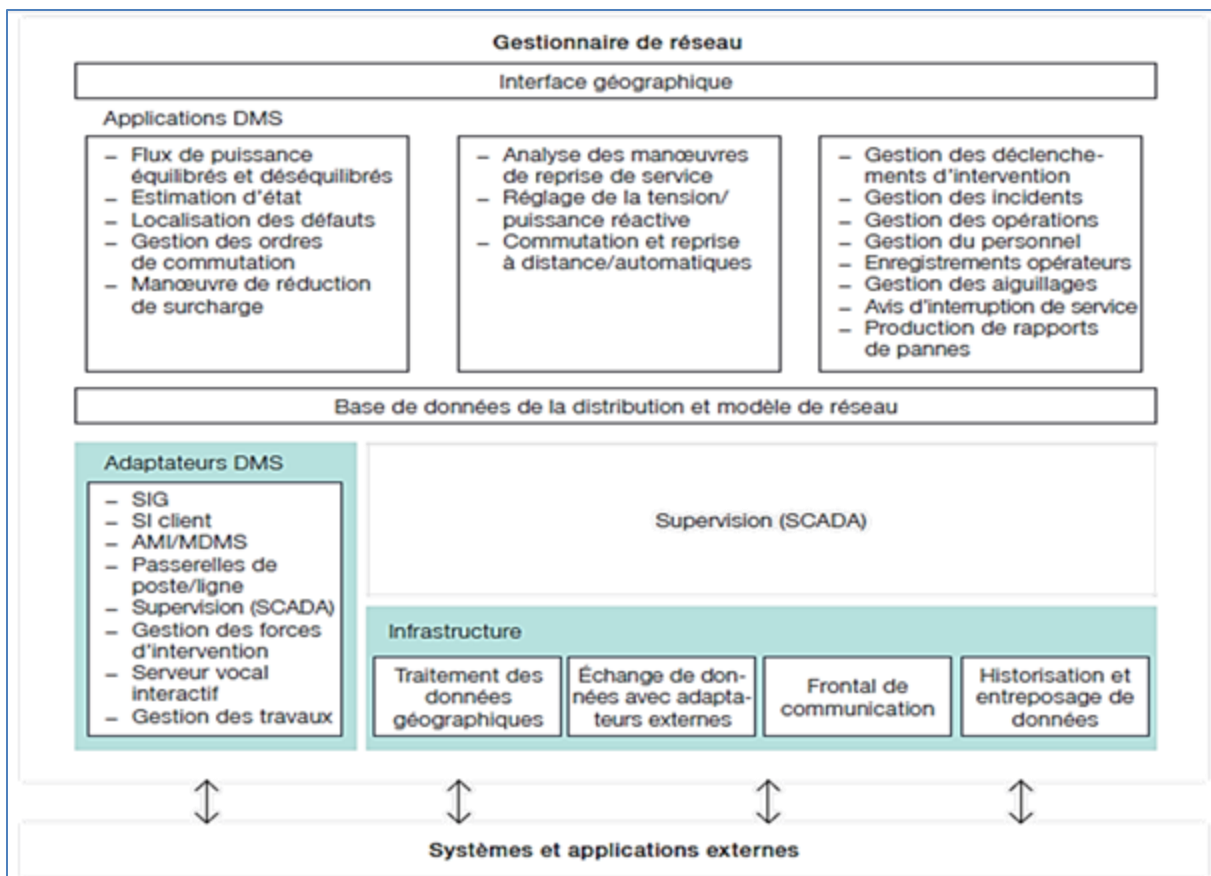


Fig. I-10 : Une plate-forme intégrée fédérant les applications SCADA, DMS et OMS.

À mesure que les réseaux de distribution gagnent en intelligence et en sûreté, les centres de conduite assument de nouvelles tâches de gestion. Leurs SI hétérogènes se rationalisent et dialoguent sans entrave pour constituer un système de surveillance et de gestion intégré.

Applications et logiciels de pointe affinent les analyses et permettent l'automatisation des opérations. Les systèmes de contrôle-commande des centres de conduite ne rendent pas seulement le réseau plus intelligent ; ils améliorent aussi le soutien à l'exploitation, à la maintenance et à la planification.

Ces opérations intégrées aident ainsi les distributeurs électriques à atteindre leurs objectifs en dépit d'exigences toujours croissantes.[10]

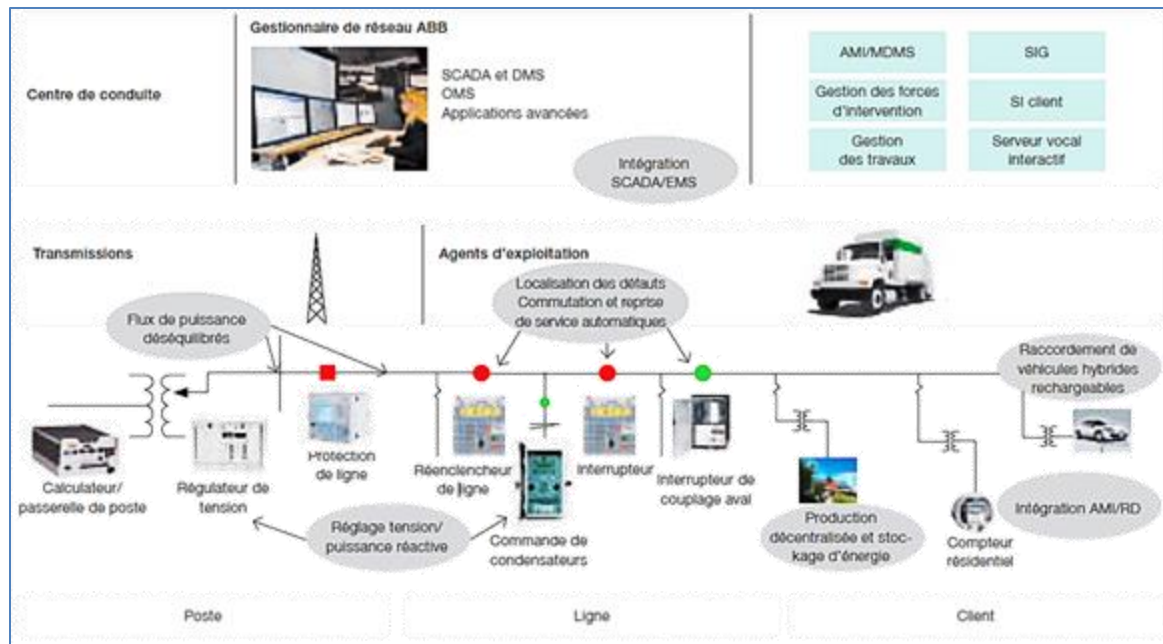


Fig. I-11 : Le centre de conduite du futur intègre systèmes d'information.

## I.4 - La rencontre entre les acteurs de l'énergie et des TIC

### I.4.1 - L'évolution de la structure du système électrique

Les systèmes électriques traditionnels se composent d'un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique produite vers les consommateurs. L'électricité transite donc depuis la centrale de production, par les réseaux de transport, de répartition, de distribution pour arriver chez le consommateur.

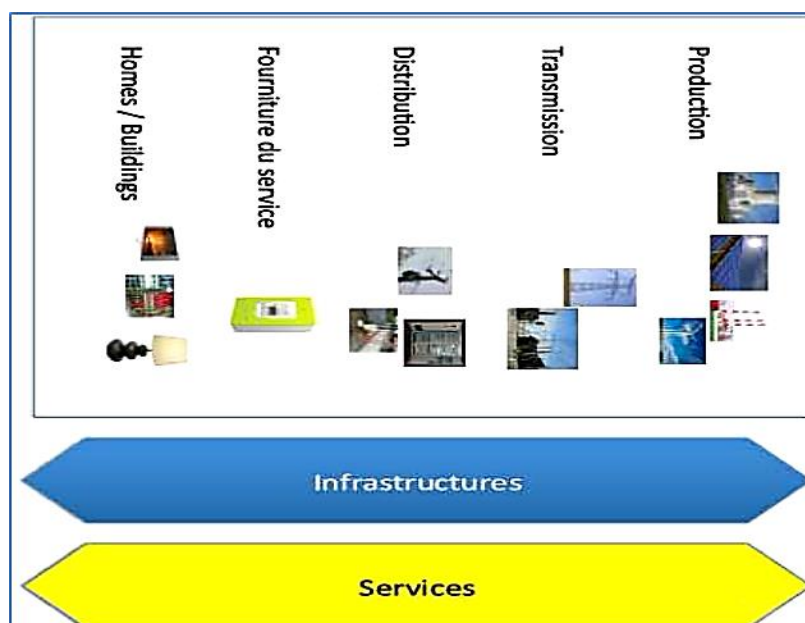


Fig. I-12 : Représentation générale de la chaîne de valeur

Dans cette configuration, les acteurs du système électriques sont limités. Il s'agit des électriciens (producteurs, gestionnaires de réseaux et fournisseurs) et des équipementiers tels que Siemens, Schneider Electric, General Electric... Les réseaux traditionnels sont déjà équipés d'outils de mesure et de contrôle mais ils sont généralement utilisés dans une démarche d'analyse a posteriori des incidents. Des systèmes de protection sont également déployés.

L'environnement smart grid introduit un nouvel étage d'optimisation de l'équilibre offre / demande au niveau des réseaux de distribution, puisque le consommateur devient une variable d'ajustement par la production décentralisée et par le pilotage des charges. La CRE [11] prévoit ainsi dans son rapport sur les modèles économiques des smart grid, que « l'utilisateur final aura un rôle actif dans le système énergétique et va devenir le centre d'attention des autres acteurs de la chaîne de valeur ». [12]

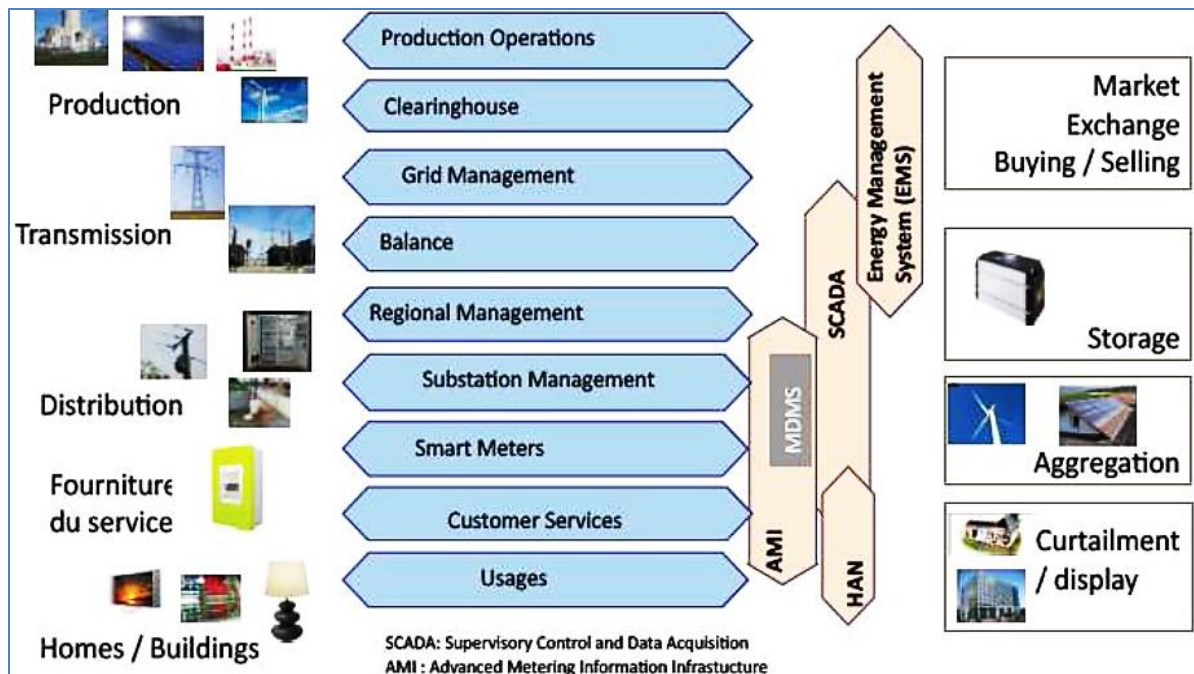


Fig. I-13 : Représentation de la chaîne de valeur d'un système électrique intelligent.

Les bénéfices pour les consommateurs sont nombreux. En améliorant les connaissances sur la consommation électrique, les consommateurs pourront bénéficier d'offres tarifaires plus diversifiées et mieux adapter à leurs comportements. Ils pourront également s'équiper de nouveaux services d'efficacité énergétique ou de maîtrise de la demande leur permettant de mieux gérer leur consommation mais également de jouer positivement sur les pics de consommation et les pannes dues à une surcharge du réseau. Enfin, les consommateurs pourront espérer un service de meilleure qualité puisque les nouvelles technologies permettront aux gestionnaires du réseau d'anticiper, de détecter et de réparer les pannes mais également de répondre en temps réel aux besoins en électricité.

### I.4.2 - La complexification du jeu des acteurs dans le système électrique

La numérisation et la modernisation du système électrique dans son ensemble, auront des conséquences différentes selon les acteurs. Comme le rappelle la CRE [11], « alors que les producteurs et gestionnaires de réseaux considèrent ces évolutions comme une possible optimisation de leur métier les fournisseurs d'électricité et les équipementiers y voient plus un relai de croissance ». Cependant, le déploiement des smart grid permet également d'ouvrir la porte à de nouveaux acteurs et notamment ceux issus du monde de l'informatique (software) et de celui des télécommunications (hardware). La distinction entre ces deux secteurs n'est pas si marquée puisque de nombreux acteurs se positionnent sur les deux secteurs, mais elle permet de couvrir l'ensemble des besoins induits par le développement des smart grid c'est-à-dire de l'architecture réseau, du logiciel et des services.

La répartition des rôles entre opérateurs de l'énergie, équipementiers historiques du marché de l'énergie (Siemens, Schneider Electric, General Electric...), nouveaux entrants issus du secteur des télécommunications et de l'informatique (Google, Cisco, Verizon, Microsoft, IBM, Atos) et spécialistes du smart grid va avoir de lourdes conséquences sur l'évolution du système électrique dans sa globalité. Plusieurs catégories d'acteurs sont donc concernées par le développement des smart grids.[12]

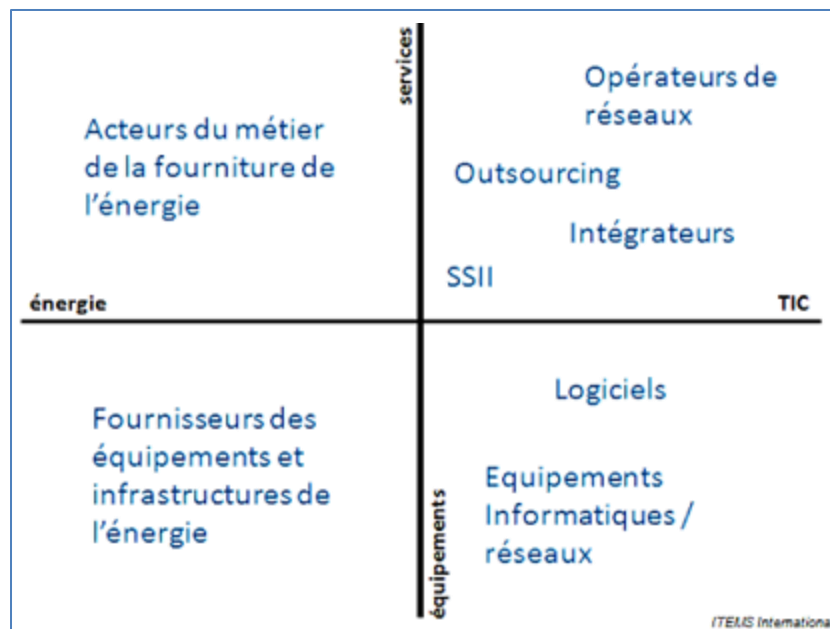


Fig. I-14 : Typologie des acteurs du marché des smart grid.

Dès lors que la composante proprement informationnelle prend une importance croissante dans l'architecture des systèmes électriques, il est permis de penser que les dynamiques d'innovation dans le secteur de l'électricité emprunteront de nombreux traits aux dynamiques d'innovation caractéristiques de l'économie numérique, que celles de l'économie du logiciel.

Aujourd'hui, la majorité des projets de smart grid sont à l'initiative des opérateurs de réseaux et des fournisseurs électriques. Ceux-ci ont tendance à ne voir les TIC que comme un outil permettant de renforcer la qualité de leur service. De leur côté, les acteurs des TIC sentent un marché très prometteur mais difficile à pénétrer. Avec les systèmes d'API, les acteurs pourraient cependant bouleverser les règles du jeu et favoriser l'innovation dans les services en permettant à des acteurs de s'interfacer avec les données de comptage.[12]

### I.4.3 - Acceptabilité par le public et enjeux économiques

Ce réseau, s'il se développe, donnera aux opérateurs des informations indirectes et directes sur la vie privée (horaires et activité des habitants). Néanmoins sa capacité annoncée à améliorer le rendement énergétique et à générer des économies sur les factures individuelles, semblent faciliter son acceptation par le public.

Cette acceptation par les utilisateurs est d'autant plus importante qu'une partie des bénéfices du smart grids en dépend [13], mais elle reste à démontrer. C'est pourquoi en France, l'ADEME, sous l'impulsion du Ministère du développement durable, a lancé des appels à manifestations d'intérêts [14] courant 2009 visant à démontrer l'efficacité énergétique apportée par le concept smart grid tout en favorisant l'intégration des ENR distribuées.

Les projets attendus devront être en cohérence avec la Feuille de Route « réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables » [15], les principaux objectifs doivent : favoriser l'intégration des énergies renouvelables sur les réseaux de distribution; participer à l'amélioration de l'efficacité énergétique, développer de nouveaux modèles d'affaires pour la vente de l'énergie, et enfin intégrer le compteur intelligent comme vecteur technologique et économique pour faciliter la gestion active de la demande.

La transition *SpurEnergy* Smart Grid et le financement d'un large éventail de technologies qui visent à stimuler la transition vers un réseau électrique intelligent et efficient, deux sondages montraient fin 2009 que la population des États-Unis souhaitait que les producteurs d'électricité fassent plus appel aux sources renouvelables (25 % d'ici 2025) pour l'électricité, ce qui demande un réseau plus souple et intelligent et que 74 % des américains se disaient prêts à modifier leur comportement via de nouvelles technologies pour économiser l'énergie, si leur facture d'électricité était allégée, et souhaitaient à 88 % que les autorités investissent dans de nouvelles technologies.[16]

### I.5 - L'impact environnemental des réseaux intelligents

L'environnement est une autre priorité pour le RI : le CO2 est responsable de 80 % de l'impact total des gaz à effet de serre et la production d'électricité en est la principale source d'émission.

La figure 14 compare la courbe d'évolution des émissions annuelles de CO<sub>2</sub> (en gigatonnes) des centrales électriques à celle des autres sources ; force est de constater que plus de 40 % de cette pollution est imputable aux centrales classiques ! La clé de la réduction de cette empreinte carbone, tout en satisfaisant aux besoins croissants d'électricité, réside dans l'insertion des ENR, une gestion dynamique de la charge (réponse à la demande), une plus grande efficacité énergétique et la conservation des ressources.

Pourtant, la pénétration croissante des ENR est elle-même source de nouveaux défis : citons, l'incertitude de la production et l'éloignement des parcs éoliens et centrales solaires des lieux de consommation, qui accentuent les contraintes sur les infrastructures existantes.[12]

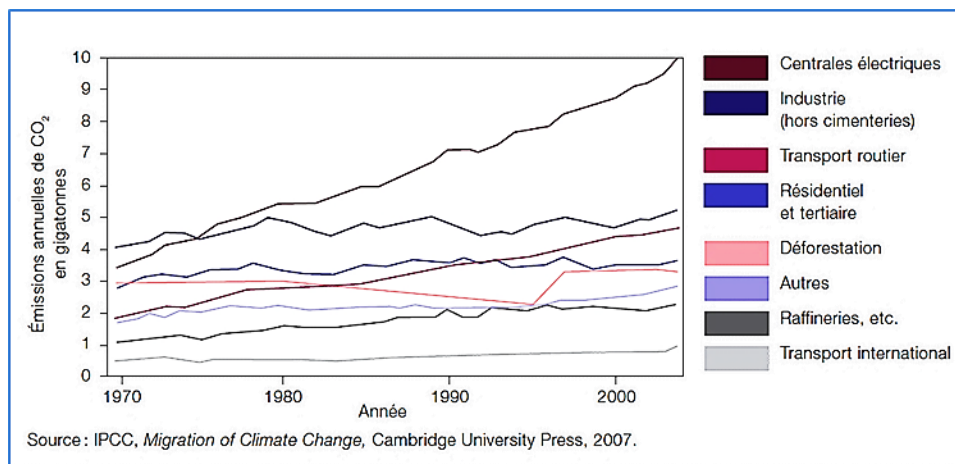


Fig. I-15 : La production d'électricité étant la première source d'émissions de CO<sub>2</sub>.

### I.5.1 - Augmentation de l'empreinte carbone

Ces nouvelles exigences ne peuvent être satisfaites qu'en transformant les réseaux existants qui, plus que cinquantenaires pour la plupart, fléchissent aujourd'hui sous le poids de l'âge et des contraintes. Le RI apparaît de plus en plus aux yeux des industriels et des pouvoirs publics. Pour relever les grands enjeux de l'électricité du XXI<sup>e</sup> siècle – faire mieux avec moins et améliorer l'efficacité, la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement sur le long terme, dans le respect de l'environnement, le RI s'appuiera sur un ensemble de technologies d'instrumentation, d'information, de communication et de contrôle-commande qui couvriront tous les maillons de la chaîne, de la production d'énergie à sa distribution et sa consommation. Les obstacles techniques les plus urgents à surmonter sont [12] :

- l'augmentation, à moindres coûts, de la capacité du réseau en minimisant autant que possible son impact environnemental ;
- l'accroissement du taux d'utilisation des équipements et ouvrages, grâce à la gestion et la régulation du transit de puissance ;



- la gestion et la régulation des flux de puissance pour réduire les pertes de transport-distribution et les pointes électriques ;
- le raccordement de charges mobiles (par exemple, véhicules électriques rechargeables) pour diminuer les contraintes réseau et les utiliser comme ressources ;
- la gestion de la participation des consommateurs à la demande pour alléger la charge du réseau et optimiser l'utilisation des actifs ;
- la réduction des risques de pannes générales, le cas échéant, la détection et l'isolement de toutes les perturbations du système de même que la reprise rapide du service ;
- le raccordement des ENR locales et distantes et la gestion des productions intermittentes ;
- l'intégration et l'optimisation du stockage d'énergie pour soulager les réseaux.

## I.6 - Conclusion

Les Smart grids apparaissent comme l'une des solutions possibles pour intégrer les énergies renouvelables tout en répondant aux objectifs fondamentaux assignés aux réseaux, la sécurité, la stabilité, la fiabilité, l'égalité d'accès et la qualité de l'alimentation et de service.

L'intégration aux réseaux des nouvelles technologies de l'information et de la communication les rendra communicants et permettra de prendre en compte les actions des acteurs du système électrique, tout en assurant une livraison d'électricité plus efficace, économiquement viable et sûre.

Le système électrique sera ainsi piloté de manière plus flexible pour gérer les contraintes telles que l'intermittence des énergies renouvelables et le développement de nouveaux usages tels que le véhicule électrique.

Ces contraintes auront également pour effet de faire évoluer le système actuel, où l'équilibre en temps réel est assuré en adaptant la production à la consommation, vers un système où l'ajustement se fera davantage par la demande, faisant ainsi du consommateur un véritable acteur. Ils tendent également à exploiter aussi des souplesses potentielles des nouveaux usages de l'électricité ou du stockage afin d'évoluer de façon la plus économique possible vers un avenir énergétique plus sobre et moins producteur de CO<sub>2</sub>.

Nous nous intéresserons tout particulièrement dans la suite de notre étude sur le Système de Comptage Intelligent et Architectures de Communication.

## Référence :

- [1] Que sont les smart grids ?, sur le site fournisseurs-electricite.com.
- [2] Communication «Smart grid de l'innovation au déploiement», Commission européenne, avril 2011.
- [3] Source: Expert Group 1 from UE Commission Task Force for Smart Grids - Functionalities of Smart Grids and Smart Meters.
- [4] “Livre blanc: réseaux électriques intelligents”, rédigé par GIMLEC, Edition mars 2011.
- [5] Bal, J. L., & Philibert, C. (2013). Les caractéristiques des énergies intermittentes électriques sont-elles problématiques? Les particularités techniques du solaire et de l'éolien. Responsabilité et environnement, (1), 8-15 (résumé).
- [6] Cleantech Republic Vidéo, Gestion des énergies renouvelables intermittentes et dispositifs d'effacement, émission du WebTV Thema «Ville durable et intelligente».
- [7] Interview de Thierry Legrand intitulée “Smart grids en Afrique: le nec plus ultra à partir de rien” [archive] (consultant spécialisé en smart-grids et rédacteur en chef du site les-smartgrids.fr, publié 08 mars 2014.
- [8] Standard CEI 61850: “Evaluation de performance et Aide à l'intégration”, Fanny CLAVEL 20/03/2012.
- [9] Réseaux intelligents: “Une évolution profonde du système d'approvisionnement en énergie”, revue ABB, vol 1, pp 8-9, 2010.
- [10] “Les réseaux électriques du futur”, revue ABB, vol 1, pp 28-30, 2010.
- [11] CRE [Réseaux électriques; Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky], septembre 2011, PDF.
- [12] “La chaîne de valeur du marché des smart grids”, rapport V52, CAP énergies – SCS, ITEMS International, Paris, France, p 41-43, juin 2012.
- [13] SmartGrids for Dummies, sur le site www.logica.fr.
- [14] Fonds démonstrateur de recherche - Second Appel à manifestations d'intérêt sur les Réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables, sur le site ademe.fr.
- [15] Stratégie et Orientations : Feuilles de route, sur le site ademe.fr.
- [16] Poll: Majority Support New Technologies for Smart Grid, sur le site tdworld.com, du 21 décembre 2009 - [consulté le 4 May 2015].

## **Chapitre II**

<b>II.1 - Introduction</b>	<b>25</b>
<b>II.1.1 - Problématique</b>	<b>25</b>
<b>II.1.1 - Objectifs</b>	<b>26</b>
<b>II.1.2 - La relation entre les réseaux intelligents et les compteurs intelligents</b>	<b>26</b>
<b>II.1.3 - Le rôle des compteurs intelligents</b>	<b>27</b>
<b>II.1.4 - L'intégration des énergies alternatives</b>	<b>29</b>
<b>II.2 - Gestion et distribution électrique dans un foyer</b>	<b>29</b>
<b>II.2.1 - Accès et contrôle à distance</b>	<b>31</b>
<b>II.2.2 - Plateformes industrielles</b>	<b>33</b>
<b>II.3 - Architectures de communication</b>	<b>36</b>
<b>II.3.1 - Architectures de contrôle</b>	<b>36</b>
<b>II.3.2 - Architecture de déploiement</b>	<b>37</b>
<b>II.3.3 - Systèmes de comptage communicant</b>	<b>39</b>
<b>II.3.4 - Cloud Computing</b>	<b>40</b>
<b>II.3.5 - Gestion de la consommation</b>	<b>41</b>
<b>II.3.6 - Centrales de mesure</b>	<b>41</b>
<b>II.3.7 - Les outils de déploiement</b>	<b>42</b>
<b>II.3.7.A - L'environnement du routeur</b>	<b>42</b>
<b>II.3.7.B - Le compteur intelligent</b>	<b>44</b>
<b>II.4 - Comptage intelligent</b>	<b>46</b>
<b>II.4.1 - Avantages et inconvénients</b>	<b>46</b>
<b>II.4.1.A - Avantages</b>	<b>46</b>
<b>II.4.1.B - Inconvénients</b>	<b>47</b>
<b>II.4.2 - Système de comptage évolué en France</b>	<b>48</b>
<b>II.4.2.A - Compteur Linky, de nombreux avantages pour le client</b>	<b>49</b>
<b>II.4.2.B - À quoi va me servir le compteur Linky ?</b>	<b>50</b>
<b>II.4.2.C - Combien cela va-t-il me coûter ?</b>	<b>50</b>
<b>II.4.2.D - Ce compteur n'est-il pas trop indiscret ?</b>	<b>50</b>
<b>II.4.2.E - L'information au cœur du système</b>	<b>51</b>
<b>II.4.2.F - Aspects techniques</b>	<b>52</b>
<b>II.4.3 - Système de comptage évolué en Italie</b>	<b>52</b>

<b>II.4.4 - Système de comptage évolué en Allemagne</b>	<b>53</b>
<b>II.4.4.A - Comptage, mesure et équipement de contrôle</b>	<b>53</b>
<b>II.5 - Le comptage évolué AMI</b>	<b>55</b>
<b>II.5.1 - Gestion active de la consommation électrique</b>	<b>55</b>
<b>II.5.2 - La gestion technique des données et leur traitement</b>	<b>56</b>
<b>II.5.3 - Marché des capteurs et du M2M</b>	<b>56</b>
<b>II.5.4 - Cyber-Sécurité et la Sécurité des données</b>	<b>57</b>
<b>II.5.5 - Services d'information aux usagers sur leur consommation</b>	<b>58</b>
<b>II.5.6 - Tarifications horaires</b>	<b>58</b>
<b>II.5.7 - Services communicants avec le réseau local domestique</b>	<b>58</b>
<b>II.6 - Conclusion</b>	<b>59</b>

## Liste des Figures :

<b>Fig. II-1</b> : La relation entre les réseaux intelligents et les compteurs intelligents	27
<b>Fig. II-2</b> : La distribution d'énergie électrique.	29
<b>Fig. II-3</b> : Couches du système IDAPS.	30
<b>Fig. II-4</b> : Schéma architectural du système.	31
<b>Fig. II-5</b> : Le flux de communication dans le service de détection.	32
<b>Fig. II-6</b> : La solution du réseau proposée par CISCO [24].	33
<b>Fig. II-7</b> : Les différents domaines d'un Smart grid.	34
<b>Fig. II-8</b> : Le modèle global d'un réseau électrique intelligent.	36
<b>Fig. II-9</b> : Types de communications dans le réseau.	37
<b>Fig. II-10</b> : La communication entre régions.	38
<b>Fig. II-11</b> : La communication entre zones et foyers.	38
<b>Fig. II-12</b> : Communication entre un compteur et les appareils électroménagers.	39
<b>Fig. II-13</b> : Système de comptage communicant.	40
<b>Fig. II-14</b> : L'architecture d'une centrale de mesure.	42
<b>Fig. II-15</b> : Architecture d'un routeur.	43
<b>Fig. II-16</b> : Création de la table routeurs Voisins.	44
<b>Fig. II-17</b> : Table de foyers connectés au routeur.	44
<b>Fig. II-18</b> : Table des foyers qui fournissent l'énergie dans une zone.	44
<b>Fig. II-19</b> : Communication entre un compteur et les appareils électroménagers_2.	45
<b>Fig. II-20</b> : Schéma d'un compteur intelligent.	45
<b>Fig. II-21</b> : Les opérations à distance dans un smart home.	47
<b>Fig. II-22</b> : Gestion des données collectées (MDM, Metering Data Management).	54
<b>Fig. II-23</b> : Panel d'acteurs du comptage évolué	55
<b>Fig. II-24</b> : Panel d'acteurs de la gestion active de la consommation.	56
<b>Fig. II-25</b> : Plateformes de gestion M2M.	57
<b>Fig. II-26</b> : Classification des travaux sur la sécurité de Smart Grids.	57
<b>Fig. II-27</b> : Home Area Network (HAN).	59

« ————— »

## II.1 - Introduction

Un réseau intelligent détecte et traite les problèmes dans les systèmes de distribution avant qu'ils n'affectent les services. Il incorpore des systèmes de mesure et de communication rapides pour centraliser et diagnostiquer ces systèmes pour les ramener rapidement à un état stable après des interruptions ou des perturbations [1].

L'évolution des technologies permet d'intégrer de nouveaux éléments matériels et logiciels au niveau de foyers afin de faciliter les tâches de commandes et de monitoring. Une nouvelle génération de compteurs sera installée au niveau des foyers [2]. Il s'agit de compteurs intelligents (Smart meters) [3]. Ces compteurs communiquent en temps réel avec des centres de contrôle. Ils permettent de mesurer la consommation énergétique des foyers ou des appareils électriques et électroménagers auxquels ils sont connectés [4]. Ils pourront ainsi fournir un historique de la consommation énergétique d'un abonné d'une manière précise durant une période de temps donnée [5].

L'avènement de ce type de réseaux électriques a créé une harmonie entre l'environnement de production, de distribution et de gestion de l'énergie et celui des nouvelles technologies de l'information et des télécommunications. Plusieurs aspects doivent être considérés à ce niveau.

**À titre d'exemple, nous citons :**

- La mise en œuvre de protocoles de communication au niveau des compteurs afin de faciliter l'accès aux données qui y sont stockées, ou exécuter des opérations techniques à distance [6].
- La mise en œuvre d'un ensemble de services qui gèrent les informations de consommation et les rendent accessibles à distance, à l'aide d'appareils mobiles [7].
- La mise en œuvre de procédures de négociation qui permet de choisir un bon fournisseur d'énergie dans un réseau ou une région formée d'un ensemble de foyers comprenant des fournisseurs et des consommateurs [8].
- La création d'un système de communication entre les compteurs [9].

### II.1.1 - Problématique

Dans un réseau électrique intelligent, plusieurs défis se présentent au niveau de l'installation des systèmes de mesure et de captage, de l'infrastructure de transport de l'énergie, des mécanismes d'échange d'informations relatives à la consommation et des paradigmes de négociation pour l'offre et la demande de l'énergie [10]. L'installation d'un système électrique intelligent nous oblige à améliorer le comportement et la fonctionnalité des compteurs électriques classiques et des appareils électroménagers au niveau des foyers.

Des mécanismes de négociation entre un consommateur et des fournisseurs d'énergie (alternative, par exemple). L'architecture de communication utilisée dans ce mécanisme doit être basée sur les technologies de communication comme les réseaux IP, les réseaux de téléphonie 3G et les réseaux sans fil [11].

### II.1.1 - Objectifs

Un réseau intelligent est essentiel pour résoudre certains des problèmes exposés ci-haut. Par conséquent, nous visons les objectifs suivants :

- La mise en place d'un outil de lecture de la consommation énergétique d'un foyer à partir d'appareils mobiles [12], ou par une consultation *Web*.
- La mise sur pied de procédures de gestion de la dissipation de puissance énergétique pour pallier les chutes de tension.
- La mise sur pied de procédures de courtage et d'achat / vente de l'énergie produite par les consommateurs.
- La mise sur pied d'une infrastructure de communication permettant d'effectuer ces échanges.
- La mise sur pied d'une infrastructure logicielle qui permet d'intégrer cette intelligence requise pour répondre aux besoins qui sont apparus dans les réseaux intelligents.
- La mise sur pied des procédures permettant de maîtriser la consommation d'énergie dans un foyer ou une région. Un service de contrôle peut utiliser ces procédures pour lire en temps réel et à distance la consommation énergétique d'un foyer ainsi que la consommation globale d'énergie par une région (c'est-à-dire un groupe de foyers) en temps réel ou pour une période spécifique.

### II.1.2 - La relation entre les réseaux intelligents et les compteurs intelligents

Le compte rendu de consultation a analysé la relation entre réseaux intelligents et les compteurs intelligents. En particulier, il a exposé qu'il est possible d'avoir un réseau plus intelligent sans compteurs intelligents. Cette question a été soulevée parce qu'une inquiétude subsistait sur le fait que de nombreuses parties confondaient compteurs intelligents et réseaux intelligents. Ceci apparaît d'ailleurs dans de nombreux commentaires des répondants. En particulier, quelques répondants ont déclaré que les compteurs intelligents sont fondamentaux pour aboutir à un réseau plus intelligent. L'EREGE reste persuadé qu'il est techniquement possible de développer des infrastructures de réseau intelligent et de compteurs intelligents indépendamment les unes des autres. [13]

Cette idée est importante à expliquer afin de promouvoir une meilleure compréhension des deux concepts. Cependant, l'EREG ne met pas en avant cette solution, en réalité, c'est plutôt le contraire. Il est important d'utiliser toute synergie possible entre les compteurs intelligents et les réseaux intelligents, là où ils sont tous deux déployés.



**Fig. II-1 :** La relation entre les réseaux intelligents et les compteurs intelligents

L'EREG reconnaît que le taux de déploiement des compteurs intelligents est probablement différent de celui des réseaux intelligents et que le défi pour les sociétés de réseau et, dans certains pays, pour les gestionnaires/propriétaires de compteurs, est de trouver les moyens les plus efficaces de lier les deux programmes. Cependant, l'EREG insiste pour dire que les compteurs intelligents ne concernent qu'une partie des fonctionnalités futures des réseaux intelligents. Comme déjà énoncé dans le compte rendu de consultation, « les réseaux intelligents englobent un plus large champ de solutions et de technologies et ne sont en aucun cas restreints ou strictement délimités par l'introduction des compteurs intelligents ». [13]

### II.1.3 - Le rôle des compteurs intelligents

Les compteurs intelligents permettent, entre autres, de gérer les réseaux électriques décentralisés avec des sources d'énergie diversifiées. La distribution et le contrôle de cette énergie doivent être gérés par un mécanisme intelligent [3]. Également, dans un réseau intelligent, étant donné qu'un simple client peut passer d'un statut de consommateur à celui de fournisseur d'énergie, le réseau doit donc permettre de gérer cette nouvelle situation. L'utilisateur doit également pouvoir consulter en temps réel sa consommation énergétique en utilisant différents types de périphériques comme les ordinateurs portables et les mobiles pour communiquer avec ces compteurs.



L'évolution des technologies permet d'intégrer de nouveaux éléments matériels et logiciels dans un compteur, offrant ainsi la possibilité de capter les informations qui permettent de contrôler la consommation énergétique d'un foyer en temps réel. De plus, ces compteurs doivent pouvoir communiquer entre eux, collecter la consommation des foyers ou celles des appareils auxquelles ils sont connectés. Ils pourront ainsi fournir un historique de la consommation énergétique d'un foyer afin de la suivre et de l'étudier de manière précise. Parmi les solutions proposées, il y a la réalisation d'un système de communication au niveau d'un foyer qui gère le transfert des données entre les appareils intelligents et entre ces derniers et les compteurs intelligents [5]. Au niveau des foyers, différents types d'appareils électroménagers munis de liens appropriés permettent de communiquer avec un compteur intelligent grâce à une liaison sans fil ou filaire.

Dans ce contexte, nous visons à considérer plusieurs aspects, notamment :

- La mise sur pied d'un système de communication sans fil entre les compteurs pour leur permettre de communiquer entre eux et avec les appareils installés dans le foyer. Plusieurs types de technologies peuvent être utilisés à ce niveau (par ex. ZigBee) [9]. Ces compteurs doivent également permettre de communiquer avec des réseaux externes. Ainsi, un centre de contrôle peut prendre les prélèvements de consommation sur un compteur à distance. Le client peut aussi consulter en temps réel sa consommation d'énergie électrique.
- La réalisation d'un protocole de communication au niveau de ces compteurs pour gérer les cas d'urgence (par ex. une chute de tension dans le réseau) [6]. Ce protocole gère le comportement des appareils électroménagers installés dans un foyer afin d'éviter les perturbations des charges.
- L'introduction d'un mécanisme d'échange entre les compteurs intelligents dans différentes zones du réseau afin de gérer les offres et les demandes d'énergie. Cette offre pourra être fournie par plusieurs fournisseurs qui utilisent divers générateurs d'énergie [8]. Avec l'utilisation des énergies alternatives au niveau des foyers, un client dans le réseau peut vendre l'énergie produite localement. Cette production alimente son foyer, et en cas de surplus, elle sera injectée dans le réseau afin qu'un autre foyer puisse l'utiliser. Pour cela, ce mécanisme utilisera une procédure de gestion de l'offre et de la demande pour effectuer ces échanges. Ce mécanisme devrait être supporté par une procédure de négociation.

- La mise en œuvre d'un ensemble de services au niveau des compteurs intelligents afin de gérer les données qui représentent la consommation et les rendre accessibles à distance. Plusieurs fabricants d'appareils électroménagers travaillent afin de permettre à ces appareils de communiquer avec n'importe quel type de compteur intelligent [14].

### II.1.4 - L'intégration des énergies alternatives

Les recherches et les technologies courantes se basent sur la création de systèmes électriques qui produisent l'électricité tout en visant de lutter contre le réchauffement climatique et la pollution [15]. Dans un réseau électrique intelligent, la création d'énergie ne se limite pas aux seuls producteurs classiques. On peut obtenir de l'énergie alternative supplémentaire et renouvelable créée par les utilisateurs qui deviennent producteurs et fournisseurs du réseau [16]. Ils peuvent donc vendre ce qu'ils produisent aux autres clients.

### II.2 - Gestion et distribution électrique dans un foyer

La production d'énergie dans ce modèle basée sur les réseaux intelligents est décentralisée. Elle comporte l'énergie produite classiquement et l'énergie renouvelable. Une zone est alimentée par des lignes de haute tension; cette énergie sera transformée afin d'alimenter le réseau local et en cas de surcharge, l'énergie de plus sera stockée pour utilisation ultérieure. L'ajustement des tensions au niveau du réseau est géré par des modules de contrôle munis d'interfaces de communication sans fil, et téléguidés à distance par un centre de commande [17].



Fig. II-2 : La distribution d'énergie électrique.

L'intégration des véhicules électriques dans le réseau a également été prise en considération dans ce type de réseaux. Des stations de recharge électrique sont installées sur plusieurs points dans le réseau. Ces stations alimentent ces véhicules dans des stations communes et même dans les foyers [17]. Il existe plusieurs modèles de distribution électrique comme IDAPS (Intelligent Distributed Autonomous Power System) [18].

Afin d'augmenter la fiabilité des services électriques, des ressources distribuées d'énergies appelées DER (Distributed Energy Resources) ont été installées dans les artères de distribution électrique. IDAPS permet aux clients d'acheter l'électricité à partir de leurs voisins; le client utilisateur final aura donc le choix d'acheter une partie de leur électricité à partir des unités de DER disponibles localement si les offres présentent des prix compétitifs ou des caractéristiques intéressantes (comme l'énergie verte). IDAPS utilise le système multi-agents. Chaque agent est mené par un service *Web* installé afin de partager ces données avec les autres agents sur le réseau (Fig. II-3).

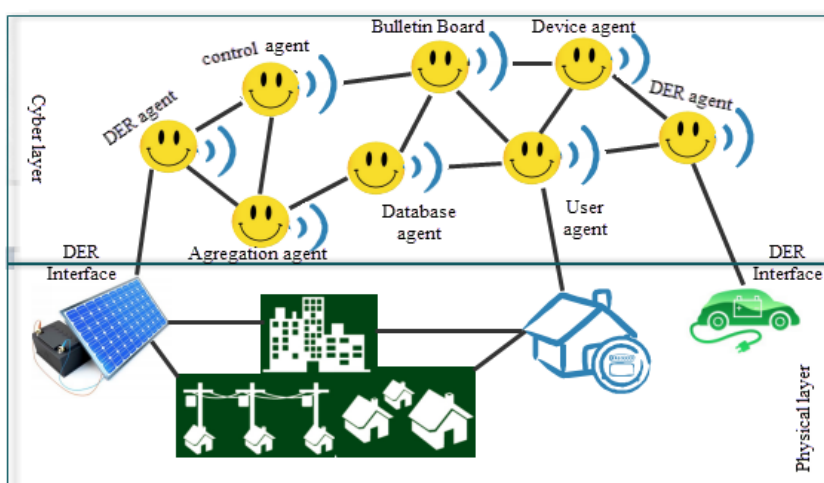


Fig. II-3 : Couches du système IDAPS.

Les agents dans IDAPS communiquent entre eux, et en cas de panne ou de chute de tension, plusieurs DER coopèrent afin de renforcer la charge. Le système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) est un système de gestion à distance pour traiter en temps réel un grand nombre de mesures et de contrôler à distance les installations techniques [19].

Ce système peut être utilisé pour gérer les réseaux électriques, comme il peut aussi être utilisé sur d'autres applications ou domaines comme les canalisations de gaz et de pétrole, le transport de produits chimiques, etc. La production décentralisée, ou (Distributed Generation) DG suscite de plus en plus d'intérêt et constitue une forme future de la production d'électricité. L'objectif est de créer un réseau électrique non centralisé afin que la production énergétique ne soit pas le monopole de quelques groupes ou entreprises.

De plus, IDAPS est basé sur les services *Web* via des connexions filaires, alors que nous utilisons la transmission sans fil Wi-Max. La technologie Wi-Max (technologie choisie par les pionniers de l'industrie), qui permet de desservir de grandes zones au moyen d'un réseau sans fil est bien développée.

### II.2.1 - Accès et contrôle à distance

Grâce aux systèmes de contrôle à distance dans un réseau électrique intelligent, le client peut consulter sa consommation énergétique, ou même piloter ses appareils électriques et électroménagers. Dans ce domaine, nous citons quelques travaux similaires. Un système qui utilise des services *Web* est décrit [20]. Ce système comporte une passerelle résidentielle configurée qui possède un CPU, un module GSM, une interface réseau et un module de commutation. Toutes les composantes utilisées sont reliées entre elles dans un canal Ethernet intelligent au niveau du foyer (Fig. II-4).

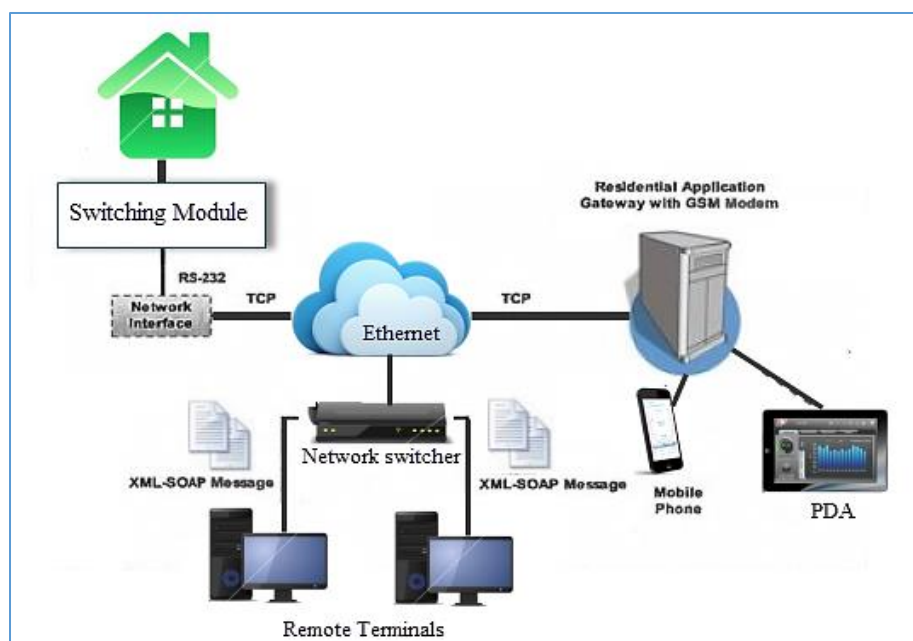


Fig. II-4 : Schéma architectural du système.

Un client envoie, à partir de son mobile, une commande vers la passerelle GSM (Gateway). Cette dernière reçoit cette requête et la transfère sur le réseau local comme un message SOAP vers un terminal. Dans le terminal, il existe des fonctions de commande déclarées comme des services. La requête reçue par le terminal amorce une fonction afin d'exécuter une tâche de commande qui sera envoyée vers une interface de type standard RS-232 vers un commutateur. Puisque chaque appareil électroménager dans le foyer est connecté à ce commutateur, le message de commande sera reçu par l'appareil auquel il est destiné afin qu'il change son état

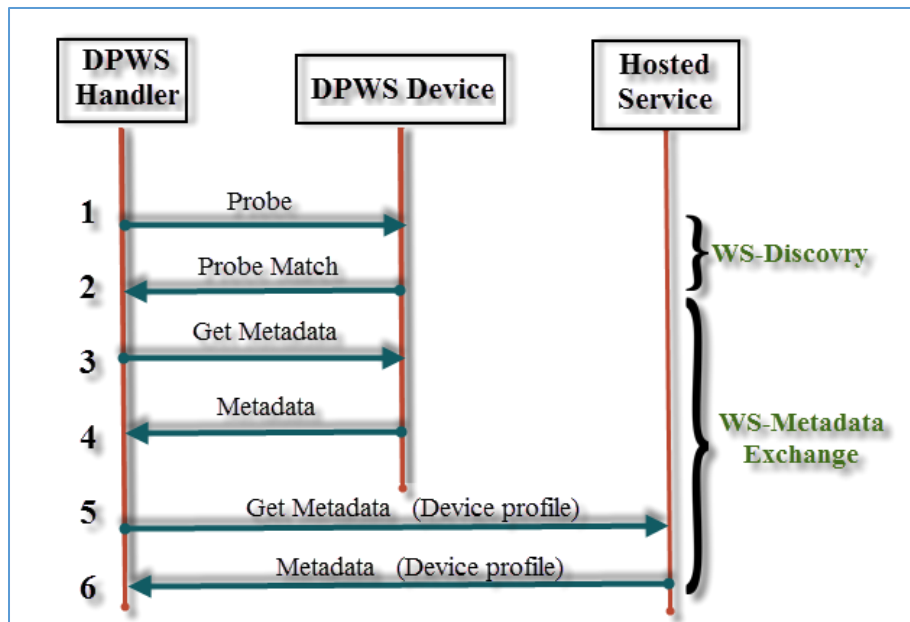
[20]. Le service *Web* est représenté par les fonctions de commande qui se trouvent au niveau d'un serveur *Web* dans le foyer.

L'accès à ces fonctions passe par l'intermédiaire d'un site *Web* installé sur un fournisseur externe qui utilise le service *Web* décrit par sa description WSDL. Le serveur est connecté à une interface ZigBee, et les appareils intelligents seront menés par le même type de connexion que celle installée sur cette interface. Cette solution offre une cadre plus souple d'accès aux services de commande du réseau.

**L'architecture présentée dans [21] contient trois niveaux :**

- (a) - Un dispositif de détection et d'enregistrement.
- (b) - Une plateforme de services *Web* WSP (Web Service Platform).
- (c) - Une plateforme de services communs CSP (Common Service Platform).

Si le service de détection détecte un nouvel appareil, l'appareil sera enregistré par le CSP sur une base de données. Le CPS contient les interfaces d'accès aux services *Web* de chaque appareil. Tous les messages se basent sur le protocole SOAP. L'accès aux appareils électroménagers s'établit par la technologie BPL. Dans ce modèle, les fonctions de commande sont installées sur la plateforme WSP. Ces dernières accèdent au CSP qui contient toutes les informations sur les appareils installés dans le foyer (Fig. II-5).



**Fig. II-5 :** Le flux de communication dans le service de détection.

Le système Energy Tracking [22] propose un modèle de compteur intelligent qui utilise le service *Web*. Ce compteur contient :

- Les protocoles XML, HTTP, SMTP, SNTP, FTP, DHCP, DNS.
- SNTP pour la synchronisation du temps.

- L'authentification sur le serveur *Web*.
- Une base de données.
- Un service FTP client.
- Un serveur SOAP.

Un client peut accéder aux données du compteur grâce au service *Web* à travers un message courriel ou une requête FTP. Avec une application qui communique avec le compteur grâce à un service *Web*, un service de messagerie ou une connexion FTP, un client peut consulter sa consommation énergétique en temps réel. Ce modèle traite seulement les prélèvements électriques dans un foyer, et le traitement des prélèvements d'une zone (plusieurs foyers) sera effectué au niveau du centre de monitoring. Dans notre modèle, le traitement de données d'une zone sera effectué dans un autre serveur installé au niveau de la zone. De plus, dans ce modèle, un client peut piloter un appareil électroménager à distance. [23]

### II.2.2 - Plateformes industrielles

Dans l'industrie, plusieurs constructeurs d'équipements et de logiciels ont proposé des environnements pour modéliser, gérer et surveiller les réseaux électriques. Nous citerons trois exemples de ce type de solutions. Cisco Smart Grid est une combinaison de produits et de services dont l'architecture globale comporte quatre domaines principaux [24] :

- (1) - Création, transmission, distribution et gestion de la production d'énergie.
- (2) - Gestion de la consommation au niveau des foyers, des industries et des commerces.
- (3) - Gestion du réseau électrique : installations et maintenance des éléments du réseau.
- (4) - Monitoring : facturation, gestion des données, etc.

Cette proposition est représentée par la Fig. II-6 :

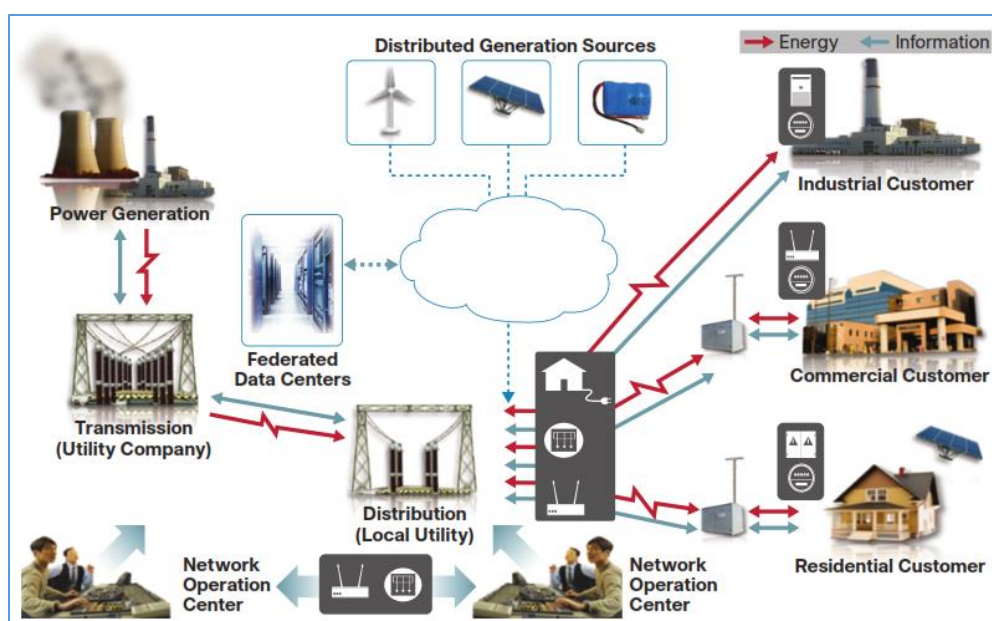
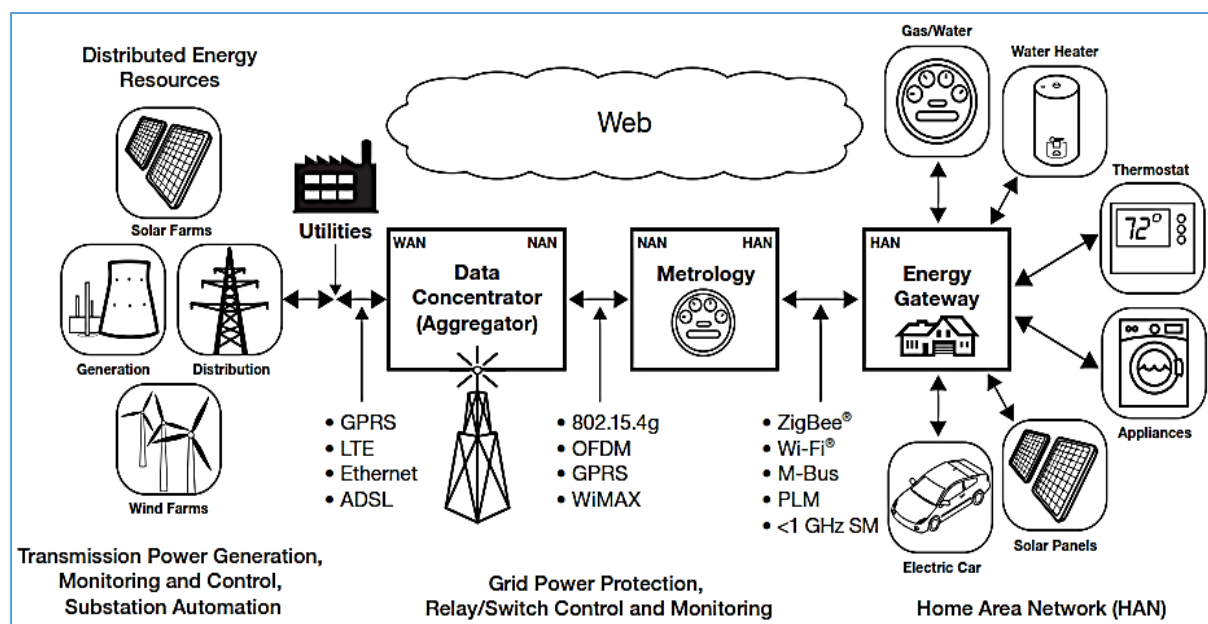


Fig. II-6 : La solution du réseau proposée par CISCO [24].

**Les services fournis aux entreprises sont représentés par six niveaux :**

- **Le Niveau 1** regroupe l'infrastructure d'énergie comme le câblage, les capteurs, les transformateurs, les connecteurs, les compteurs électriques, les unités de stockages, etc.
- **Le Niveau 2** représente les différents types de communications (Wi-Max, ZigBee).
- **Le Niveau 3** représente la plateforme informatique de stockage de données.
- **Le Niveau 4** représente les systèmes opérationnels comme l'infrastructure de comptage automatisé (par exemple, les informations géographiques), les informations de comptage électrique, les données personnelles des clients.
- **Le Niveau 5** contient les applications commerciales utilisant les communications de compteurs, les données sur l'énergie produite localement, etc.
- **Le Niveau 6** représente les services commerciaux CISCO.



**Fig. II-7 :** Les différents domaines d'un Smart grid.

Le modèle CISCO offre uniquement une architecture globale de distribution d'énergie dans une architecture centralisée. Nous avons mis l'accent sur l'aspect communication et proposons une plateforme de communication et négociation qui utilise une source de données non centralisée.

**Un modèle proposé par Oracle comporte quatre domaines représentés comme suit [25] :**

- (1) - *Technologie client (CT)* - Ce domaine comporte la production décentralisée, les énergies renouvelables, le stockage d'électricité, les appareils intelligents et les véhicules électriques hybrides et rechargeables.
- (2) - *Technologie opérationnelle (OT)* - Ce domaine est représenté par le modèle de gestion SCADA, les types de télécommunications, les capteurs et les technologies de contrôle, les réseaux sans fil, le comptage énergétique, etc.

- (3) - *Compteurs intelligents (SM)* - Ceux-ci permettent à un utilitaire de recueillir les données à distance à des intervalles rapprochés.
- (4) - *Informations / Technologie de données (IT)* - Elle comporte la gestion d'énergie des consommateurs, l'affichage des données, les applications d'entreprise, etc.

**Ce modèle contient sept parties représentent les différents aspects d'un Smart grid [25]:**

- 1)- *Les rapports analytiques*, comme les rapports clients, les rapports des commandes, les rapports de distribution énergétique.
- 2)- *Les interfaces d'applications client*, comme les canaux d'interaction client (ventes...)
- 3)- *Les opérations commerciales*, c'est-à-dire la marchandise (l'énergie), la facturation et la gestion de devis, la maintenance, et la distribution d'énergie.
- 4)- *L'administration d'entreprises*, c'est-à-dire les chaînes d'approvisionnement, l'étude des projets, etc.
- 5)- *Le middleware*, qui représente les données stockées, l'infrastructure des données et la compression des données; cette partie contient aussi la partie réseaux informatisés qui représente les applications réseaux et les données qui circulent.
- 6)- *Les applications*, qui comportent les applications installées au niveau du matériel ainsi que les infrastructures sur lesquelles ces applications s'installent.
- 7)- *La sécurité des données et la sécurité physique*, (humain, matériel).

Oracle travaille en collaboration avec des services publics en *Californie* pour installer l'un des premiers *microgrids* : des réseaux électriques de petite taille conçus pour être utilisés en dehors de ces grandes installations. Ce *microgrid* est un environnement autonome d'électricité qui fonctionne au sein des grands services publics d'électricité. Il facilite un usage local ainsi que la production et l'intégration d'énergies renouvelables. Le modèle dit *Modèle de Chine* propose un réseau électrique intelligent basé sur des réseaux de haute tension et une architecture multicouche. Il intègre les dernières technologies de détection, de communication, d'information et de contrôle [26]. **Il comporte les éléments suivants :**

- (1) - *La création d'énergie*, qui se base sur l'énergie produite par les réacteurs hydrauliques, les réacteurs à base de charbon, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et les réacteurs nucléaires.
- (2) - *La technologie de transmission d'énergie*, qui se base sur une architecture de transmission de haute tension qui comprend les transformateurs, les redresseurs, les fils électriques, etc.
- (3) - *La gestion de la fiabilité*, qui représente les contrôleurs de flux électrique de haute puissance l'utilisation d'énergie renouvelable et l'injection de cette dernière dans le réseau.
- (4) - *La politique des prix*, qui affère à la tarification.



## II.3 - Architectures de communication

### II.3.1 - Architectures de contrôle

Dans les réseaux électriques actuels, le contrôle et le monitoring des services s'effectuent par des méthodes classiques comme les prélèvements sur place et l'accès direct aux points à examiner. Plusieurs recherches ont été menées dans ce domaine en vue de réaliser de meilleures architectures afin de permettre de contrôler un réseau à distance [27].

Le choix d'un bon design du réseau est un aspect important pour trouver la meilleure solution pouvant aider à résoudre les problèmes de communication et de distribution énergétique et de contrôle. Dans ce cadre, **nous proposons** une architecture de contrôle et de monitoring à distance, permettant à un centre de contrôle et de monitoring de communiquer avec des compteurs intelligents installés au niveau des foyers et raccordés au réseau. À travers un compteur intelligent installé dans un foyer, le propriétaire peut consulter sa consommation énergétique à distance grâce à son téléphone portable ou son ordinateur. Cette solution se base sur les technologies sans fil telles que Wi-Max, IEEE 802.16 [28]. Dans cette architecture, un compteur intelligent est relié à un réseau externe par une liaison sans fil Wi-Max. En même temps, ce compteur communique avec les appareils intelligents installés dans le foyer par une communication sans fil de type ZigBee [9] (voir la Fig. II-8). Cette communication est gérée par un serveur local relié à ce compteur ou intégré dans celui-ci.

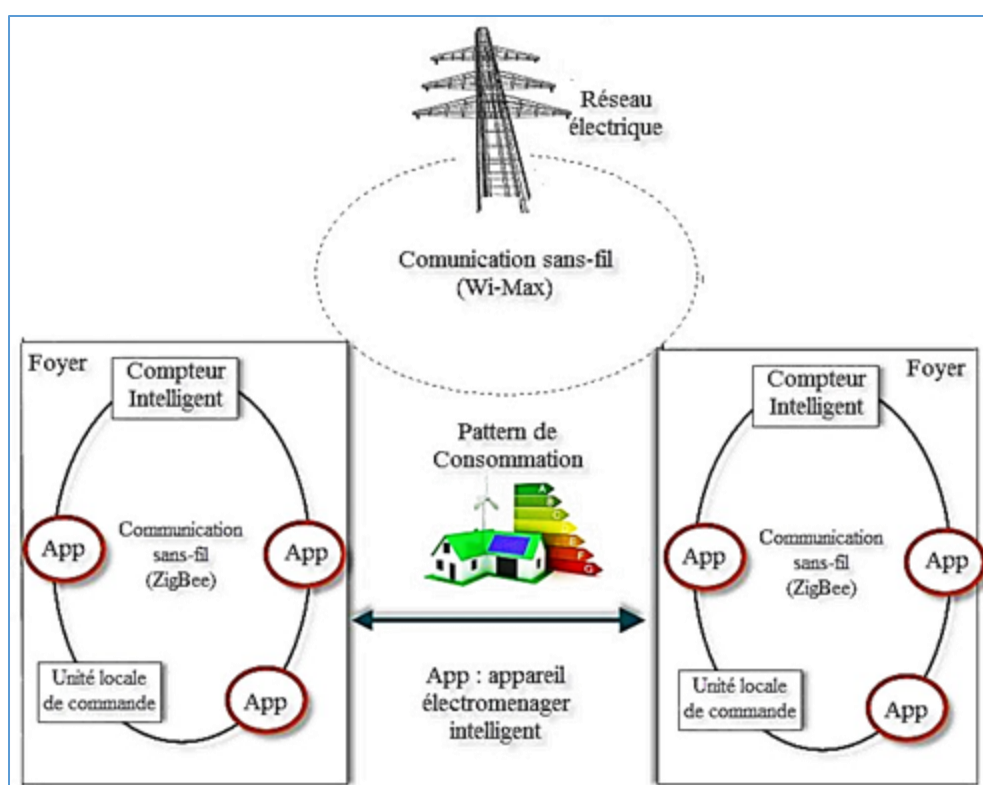


Fig. II-8 : Le modèle global d'un réseau électrique intelligent.

Le serveur local est mené par un système d'exploitation *Windows*. Celui-ci comprend un serveur *Web* (en l'occurrence *Apache*). Une application serveur offrant des services *Web* utilisant le protocole d'échange *SOAP* a été installée sur ce serveur et contient plusieurs fonctions reliées à une base de données dans le compteur. Ces fonctions sont publiées par un fichier *WSDL* donnant des informations sur les services comme l'adresse du serveur, le port de communication, les fonctions publiées, etc. [29].

### II.3.2 - Architecture de déploiement

Pour le déploiement de notre système, nous présentons une architecture de communication à deux niveaux (Fig. II-9):

- 1) Le Niveau région représente la communication entre un compteur intelligent et un autre, ou entre un compteur intelligent et un appareil mobile, ou entre un compteur et un service de commande. On y utilise la technologie de communication *Wi-Max*.
- 2) Le Niveau foyer représente la communication entre un compteur intelligent et les appareils électroménagers. On y utilise la technologie de communication *ZigBee*.

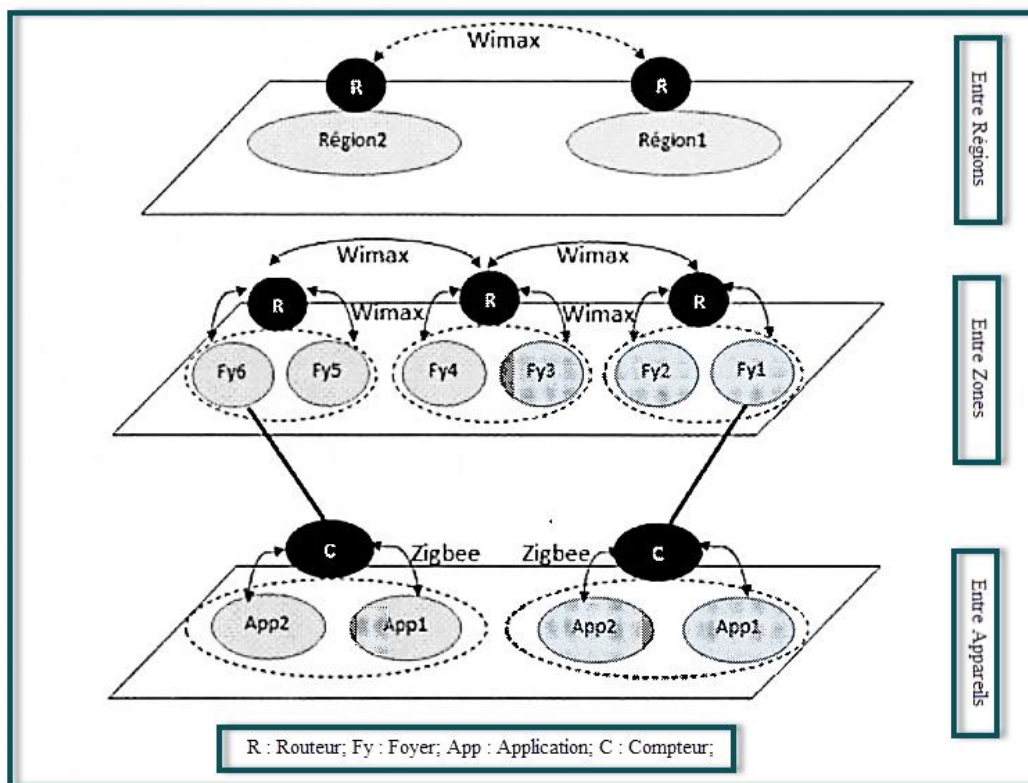


Fig. II-9 : Types de communications dans le réseau.

Grâce à cette architecture, un centre de contrôle peut communiquer avec un compteur intelligent sur le premier niveau à travers des routeurs installés au niveau des régions et reliés par des liens *Wi-Max* ou par un accès direct au serveur installé dans le foyer.

Chaque zone regroupe plusieurs foyers gérée par un routeur qui contient 3 tables de routage :

- 1) Une table Foyers qui représente les foyers connectés à ce routeur.
- 2) Une table Fournisseurs représentant les fournisseurs d'énergie dans la zone.
- 3) Une table Voisins représentant les routeurs voisins.

Chaque routeur est représenté par une adresse IP unique dans le réseau global. Chaque routeur assure la communication et fait les liens entre les zones et les régions (Fig. II-10).

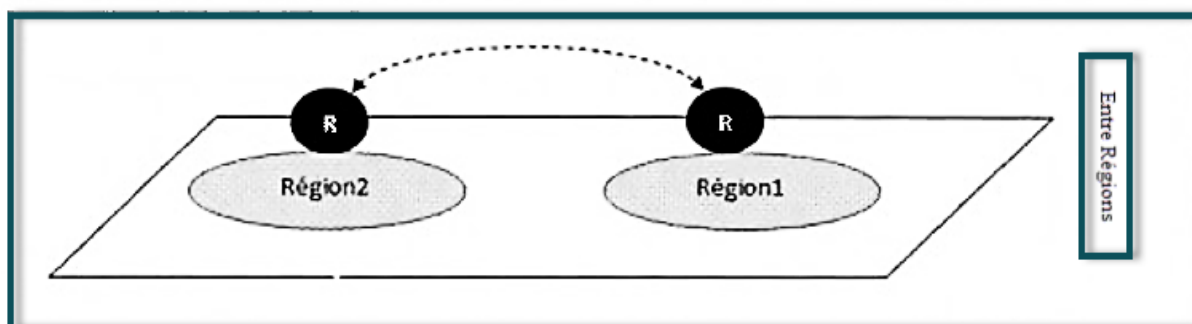


Fig. II-10 : La communication entre régions.

Au niveau d'une région, la communication entre les compteurs intelligents se fait par l'intermédiaire des routeurs. Chaque routeur représentant une zone regroupe tous les compteurs connectés avec lui dans une table afin d'acheminer les communications (Fig. II-11).

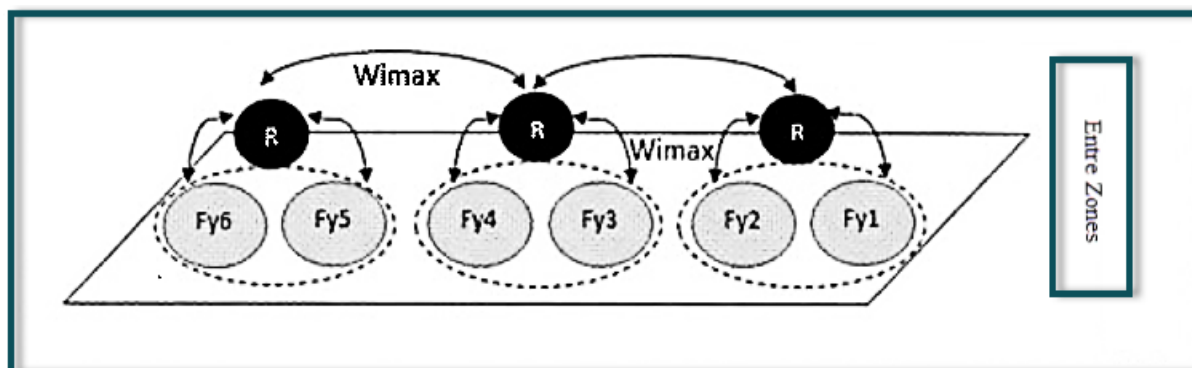


Fig. II-11 : La communication entre zones et foyers.

Le choix de Wi-Max nous permet de créer un réseau *Mesh* ayant une portée pouvant atteindre 50 kilomètres [30]. De plus, les frais d'installation sont relativement réduits comparativement à des technologies équivalentes comme BPL [31].

Au niveau d'un foyer, on utilise une liaison ZigBee. Cette technologie est abordable et offre un niveau de fiabilité adéquat et une consommation électrique réduite. Un compteur relié via ce lien envoie des requêtes de commande aux appareils installés dans le foyer. Chaque requête est représentée par un message qui porte l'identification de l'appareil, le type de message et les données à transférer.

L'appareil électroménager possède une interface ZigBee qui peut communiquer avec le même type d'interface au niveau du compteur intelligent (Fig. II-12).

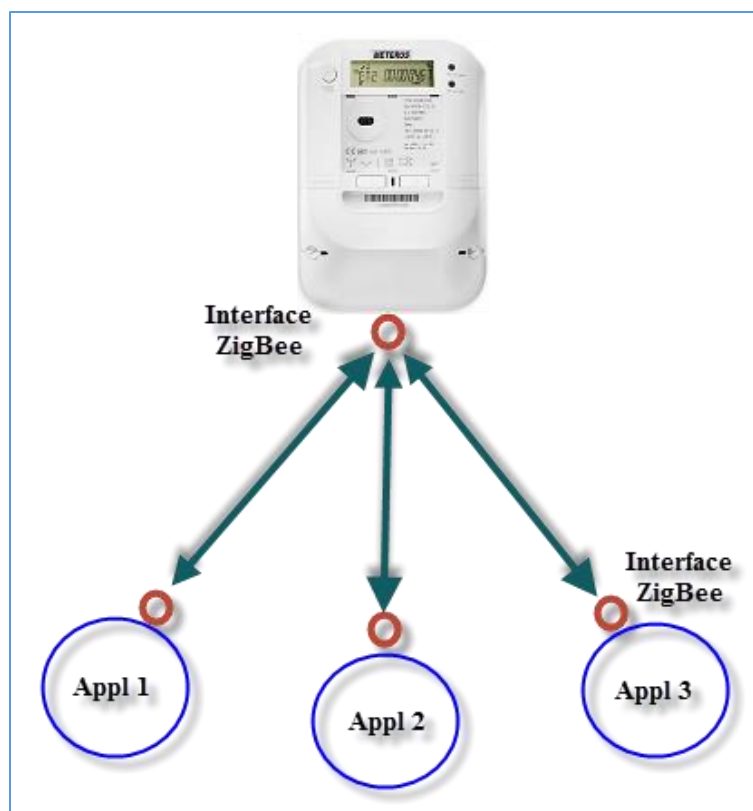


Fig. II-12 : Communication entre un compteur et les appareils électroménagers.

### II.3.3 - Systèmes de comptage communicant

Les compteurs communicants sont une des composantes du déploiement des réseaux électriques intelligents. Ils sont une première étape vers le déploiement de futurs systèmes de comptage intelligent. Les nouveaux produits proposés sont de plus en plus complexes ; ils gèrent les fonctions classiques de mesure de l'énergie consommée et de tarification variable (à minimale tarif Heures Pleines / Heures Creuses, mais à terme des tarifications beaucoup plus flexibles et dynamiques). Ces compteurs sont capables de mesurer l'énergie produite (mesure de flux bidirectionnels), de gérer la puissance qui transite et de piloter la courbe de charge. Ils disposent enfin de capacités de communication bidirectionnelle qui permettent de faire de la relève à distance et qui les rendent pilotables à distance. Ils donnent donc, enfin, la possibilité au consommateur d'avoir facilement une meilleure appréhension de ses consommations. [32]

Pour être effectivement utiles, les données de comptage devront être intégrées dans les centres de pilotage du réseau et traitées par les outils informatiques appropriés. Cela permettra la modélisation fine du pilotage de la charge ainsi que l'anticipation de la production d'énergie et du stockage décentralisés.

Ces compteurs sont plus précis, capables de mesurer plusieurs types de flux électriques et surtout, ils sont communicants. Ils permettront de contrôler et de piloter des flux bidirectionnels de courant et d'information, à tous les niveaux du réseau.

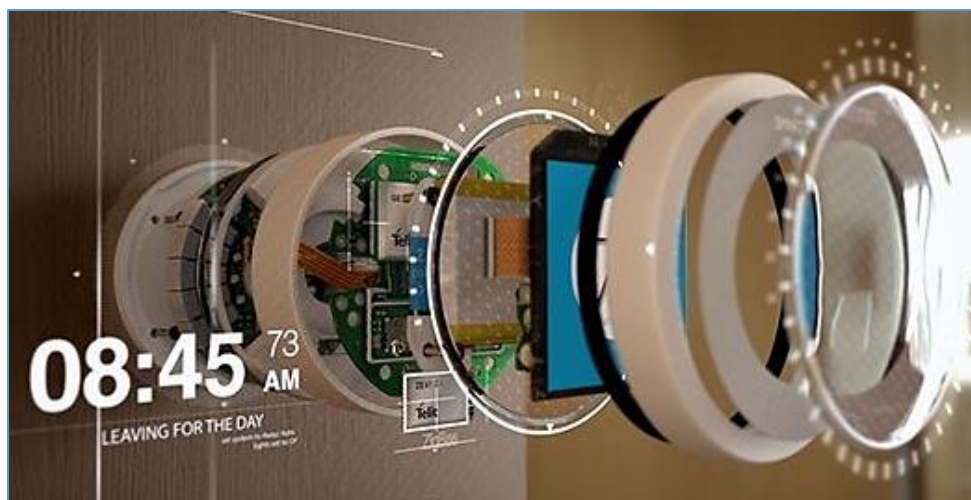


Fig. II-13 : Système de comptage communicant.

### II.3.4 - Cloud Computing

L'informatique en nuages est un concept faisant référence à l'utilisation de la mémoire et des capacités de calcul des ordinateurs ou serveurs répartis dans le monde entier et liés via Internet (principe de la grille informatique). L'utilisateur fait appel à des applications et des données sans savoir où elles se situent dans le monde. [33]

Le Cloud Computing qui constitue une voie actuellement très importante des nouvelles architectures de systèmes informatiques en réseaux pourrait jouer un rôle important pour le Smart Grid. De grands acteurs de l'informatique comme *IBM, Microsoft, Oracle...*, des télécoms comme *Orange, AT&T, Deutsche Telekom...* ou de l'Internet comme *Google, Amazon...* sont désormais très actifs sur le Cloud Computing. C'est un sujet extrêmement important en Europe où il fait partie des Investissements d'Avenir dans le cadre du Grand Emprunt IAGE.[34]

De nombreuses initiatives ou partenariats sont déjà à l'œuvre sur le thème des smart grids dans un environnement de cloud computing. L'augmentation de la fréquence et la précision des relevés effectués par les compteurs intelligents laissent présager de nouveaux défis en ce qui concerne la capacité d'analyse et de stockage de ces données. [35]

En parallèle la question de protection de la vie privée fait débat puisque les opérateurs disposeront d'un volume d'informations personnelles disponibles croissant. Si les mesures ne seront pas dans un futur proche enregistrées toutes les minutes ni appareils par appareils, elles permettront néanmoins de déterminer le nombre d'occupants, leur rythme de vie, leurs habitudes de consommation touchant ainsi à l'intimité.

Dans ce contexte il est important de rassurer les consommateurs sur les conditions d'exploitation et de partage de ces données par les énergéticiens et leurs partenaires.[36]

### II.3.5 - Gestion de la consommation

La première source des économies d'énergie viendra des comportements des consommateurs. Mais pour favoriser des comportements vertueux, il ne suffit pas d'offrir aux habitants des moyens d'action sur leur facture d'électricité. *IssyGrid* mise aussi sur l'accompagnement des usagers pour les aider à prendre conscience de l'intérêt d'une gestion attentive de l'énergie. Le centre d'information, d'analyse et de services du quartier, proposera des programmes de coaching et des conseils. *Linky*, le compteur intelligent, permettra également de doter le réseau d'une infrastructure de communication complète.

Le réseau intelligent est aussi une innovation qui en appelle d'autres : en recourant aux technologies de cloud-computing, et en permettant la diffusion de données interopérables, le projet entend encourager l'innovation et favoriser l'apparition de nouveaux services aux citoyens. Dans cette longue traîne d'innovations, de nouvelles perspectives en termes d'emploi, de métiers et de compétences pourraient apparaître. [37]

Les compteurs ont été dotés d'équipements permettant aux habitants de suivre et de piloter leurs consommations à distance, par type d'usage (chauffage, éclairage, eau chaude sanitaire et autres) ou par équipement branché (réfrigérateur, poste de télévision, informatique...). C'est un équipement pour rendre notre consommation d'énergie intelligente et responsable.

Ces compteurs, permettent de recueillir en continu des données sur leur consommation globale d'énergie. Pour chaque logement, des factures individuelles pourront être établies sur la base des consommations réelles de chaque appareil. Cela permettra notamment à leurs occupants de mieux comprendre et maîtriser leur consommation.

### II.3.6 - Centrales de mesure

Gérer l'énergie, c'est protéger, surveiller et contrôler tout le réseau électrique à tout moment. C'est aussi, pour l'exploitant, optimiser au plus juste prix la consommation d'énergie sans préjudice pour l'activité. Cela passe par une vision globale et en temps réel des paramètres électriques de toute l'installation. Les solutions modernes à ce besoin sont des produits et des services utilisant les technologies de l'information et de la communication, construits autour de bus de terrain qui incorporent de plus en plus des produits intelligents, tels que les centrales de mesure et les logiciels de supervision.[38]

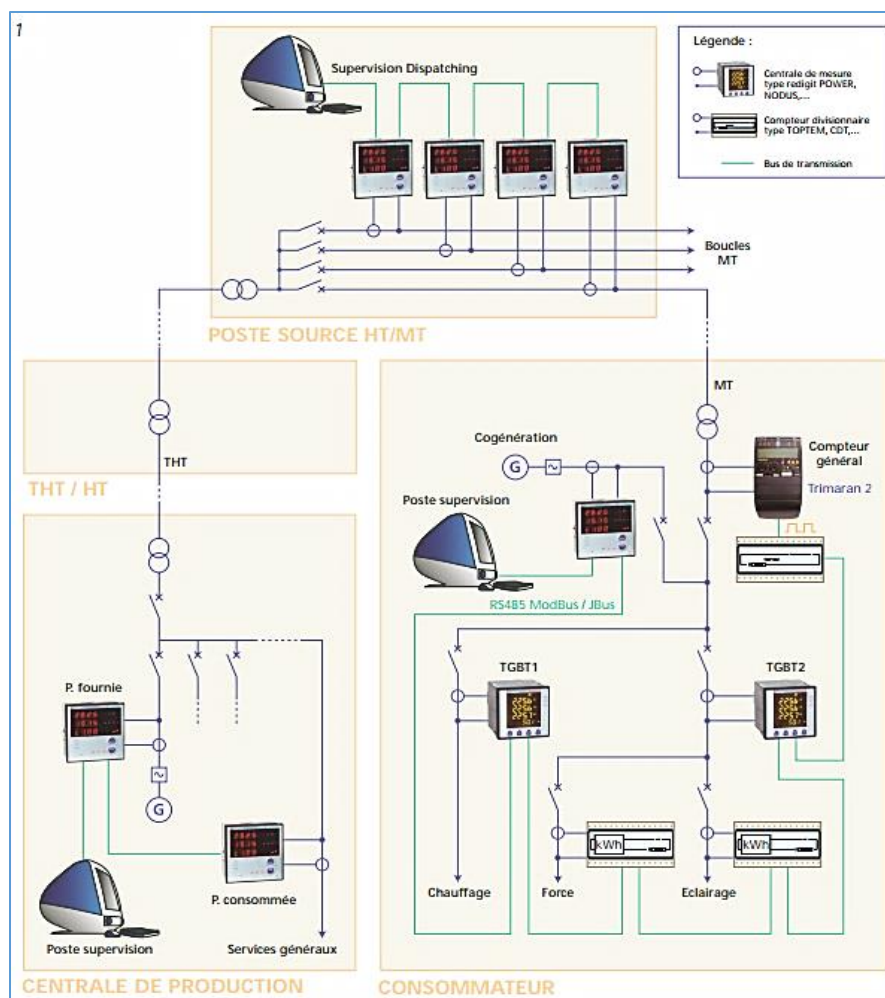


Fig. II-14 : L'architecture d'une centrale de mesure.

### II.3.7 - Les outils de déploiement

Pour implémenter cette architecture, plusieurs outils ont été développés et utilisés dans des versions améliorées.

#### II.3.7.A - L'environnement du routeur

Un compteur intelligent communique avec un service de contrôle ou avec un autre compteur à travers une station de base. Cette station est représentée par un routeur d'acheminement. Chaque routeur utilise les trois tables citées précédemment. Les tables de routage *Foyers* et *Fournisseurs* sont utilisées par le protocole de négociation de l'offre et de la demande d'énergie entre un client qui cherche un bon fournisseur d'énergie dans le réseau et les fournisseurs de ce service. Chaque routeur possède une infrastructure qui facilite cette négociation en permettant d'exécuter et d'acheminer des agents mobiles chargés de cette négociation [39].

Il contient un environnement d'exécution de ces agents et un middleware tel que montré dans la Fig. II-15. Le routeur regroupe ses tables de routage, un système d'exploitation (OS) et un middleware avec des modules de communication.

Toutes les requêtes de communication, à l'exception de la procédure de négociation, s'exécutent dans la partie OS. La procédure de négociation s'exécute dans le middleware.

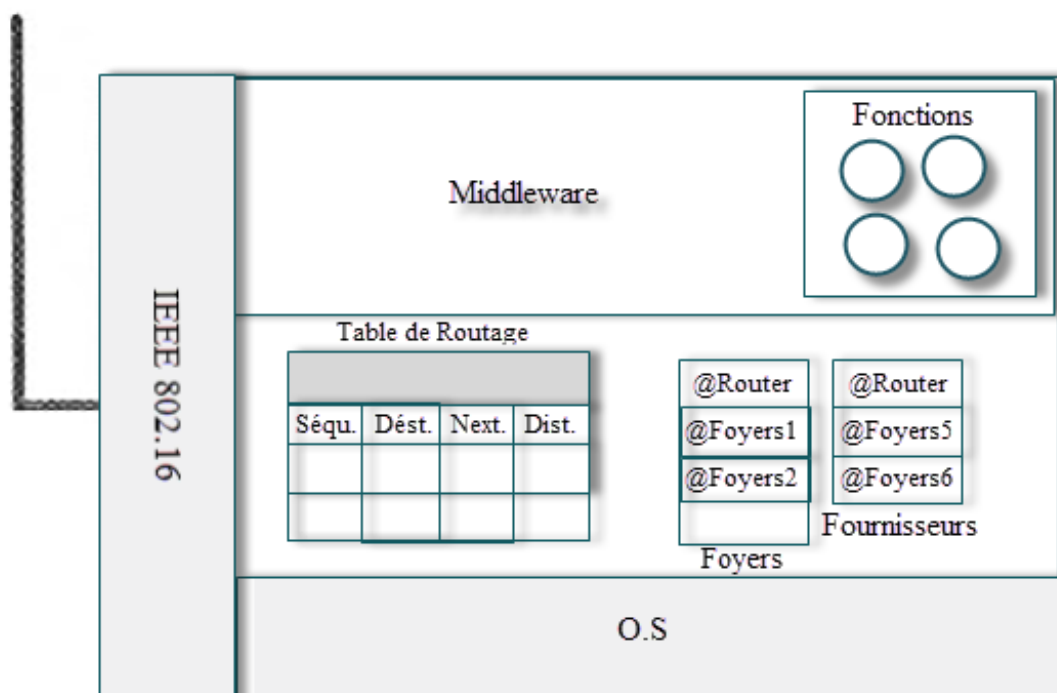


Fig. II-15 : Architecture d'un routeur.

Le middleware constitue une plateforme d'exécution des agents mobiles chargés du mécanisme de négociation. Cette couche peut accéder à des fonctions du middleware pour le service de routage et pour l'accès aux bases de données ou les tables de routage. Parmi les fonctions de base, on a :

- Une fonction qui donne accès aux tables de routage et peut être utilisée par un agent mobile
- Une fonction qui joue le rôle de lien vers la base de données il est utilisé par l'agent mobile.
- Une fonction qui retransmet l'agent vers un autre routeur ou vers un compteur intelligent.
- Une fonction qui écoute sur un port de communication l'arrivée d'un agent mobile.
- Une fonction qui duplique un agent mobile.
- Une fonction qui exécute l'agent mobile.
- Une fonction *DÉTRUIRE UN AGENT*.

Un routeur assure la communication entre les foyers d'une même zone et établit un lien vers les autres routeurs par l'utilisation des trois tables de routage citées précédemment :

(1) - La table *Voisins* : contient les adresses IP des routeurs voisins et leurs caractéristiques de communication. Cette table est construite à l'aide de messages requête/réponse de type Probe [40], (Fig. II-16) :



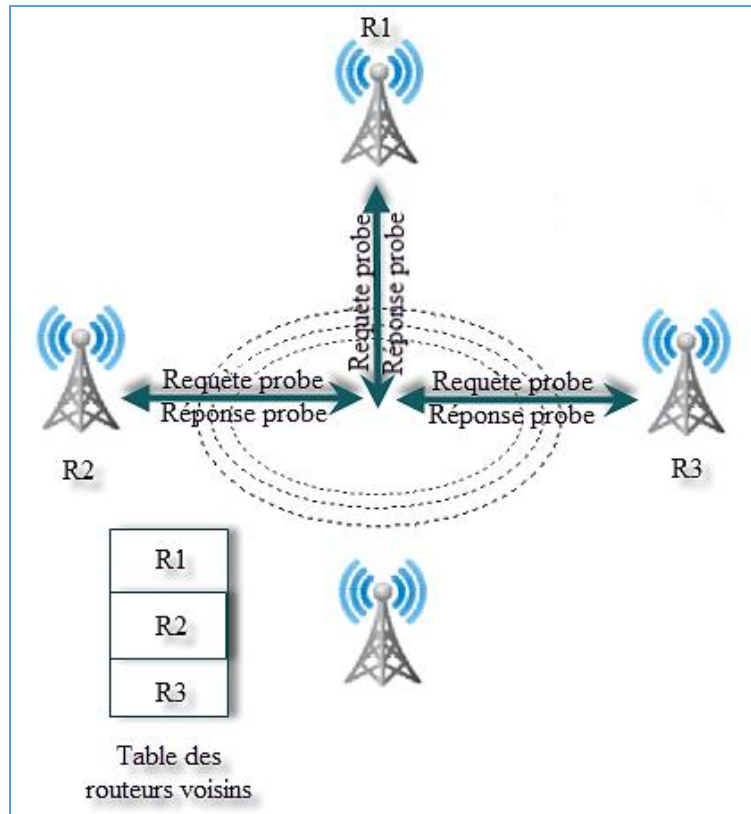


Fig. II-16 : Création de la table routeurs Voisins.

- (2) - Une table *Foyers* : contient les adresses des compteurs intelligents connectés avec elle. Cette table possède la structure suivante (Fig. II-17):

@Foyer1	@Foyer2	...	@Foyer n
---------	---------	-----	----------

Fig. II-17 : Table de foyers connectés au routeur.

- (3) - La table *Fournisseurs* : représente les foyers qui offrent le service de vente dans une zone liée au routeur. Cette table prend aussi la forme d'un vecteur et contient l'adresse du routeur courant ainsi que les adresses des foyers qui fournissent l'énergie dans la zone (Fig. II-18):

@Routeur	@Fournisseur1	@Fournisseur2	...	@Fournisseur n
----------	---------------	---------------	-----	----------------

Fig. II-18 : Table des foyers qui fournissent l'énergie dans une zone.

Les deux premières tables sont utilisées dans la procédure d'échange d'informations et d'exécution de commandes. La troisième table sera utilisée par le protocole de négociation mené par l'échange d'agents mobiles.

### II.3.7.B - Le compteur intelligent

Afin de permettre la création d'applications autour des réseaux intelligents, la technologie de ces compteurs a été améliorée de telle sorte qu'ils offrent un environnement riche en fonctionnalités.

Ils ont aujourd'hui des caractéristiques qui facilitent leur intégration dans les grands systèmes de commande à distance. Un compteur communique avec les services de contrôle et de commande et les appareils intelligents installés dans le foyer comme les postes de télévision, les machines à laver, les systèmes de chauffage, etc. (Fig. II-18).

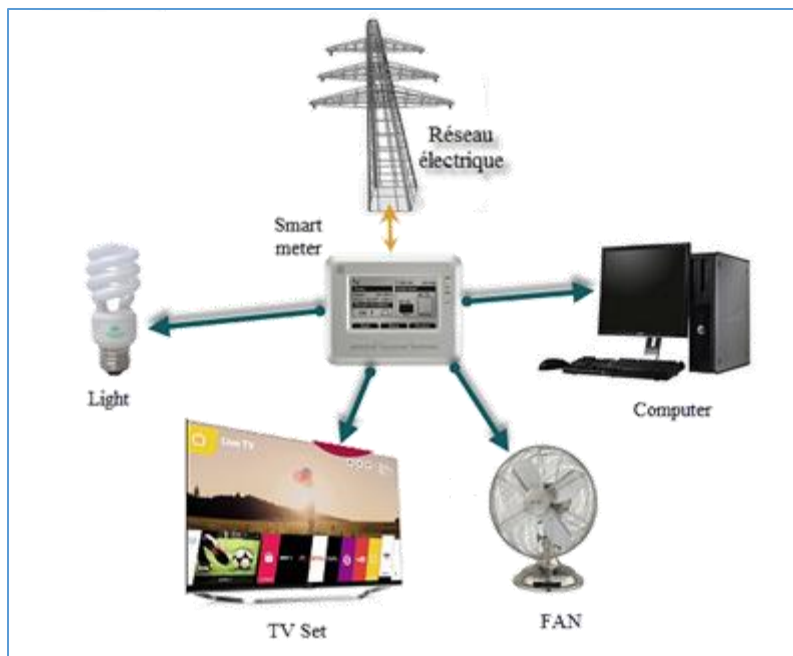


Fig. II-19 : Communication entre un compteur et les appareils électroménagers\_2.

Le rôle multiple du compteur nous oblige à lui adapter une architecture améliorée. Il contient une base de données gérée en temps réel qui sauvegarde l'historique d'utilisation d'énergie de chaque appareil. Il peut également gérer en temps réel le comportement de chaque appareil grâce à un système d'ordonnancement et une infrastructure de communication Fig.II-20.

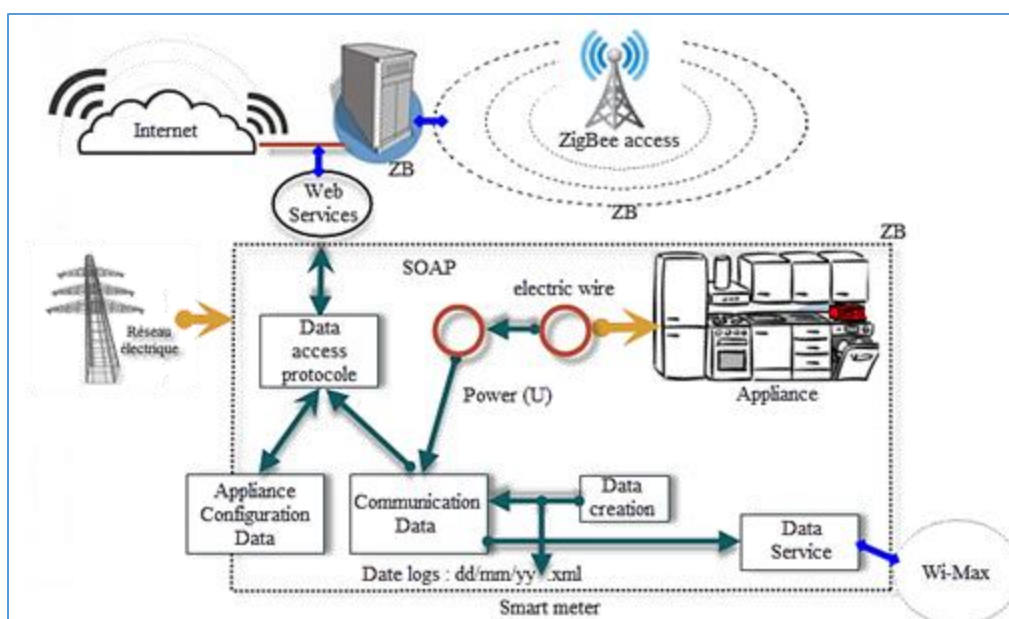


Fig. II-20 : Schéma d'un compteur intelligent.

## II.4 - Comptage intelligent

Le comptage intelligent est un préalable au Smart Grid. Il remplace le compteur électrique traditionnel et son fameux disque, afin de pouvoir moduler les tarifs en fonction des conditions d'offre et de demande en électricité. Les tarifs jour/nuit sont un exemple d'application du principe du smart grid. Il n'y a pas encore d'information quant au coût pour le consommateur lors du remplacement de l'ancien compteur électrique par un compteur intelligent. [41]

Les compteurs « communicants » aident à produire des factures sur la consommation réelle, à repérer des gaspillages, des pertes en ligne ou les postes qui coûtent le plus au client. Ils peuvent éventuellement l'informer de microcoupures ou de pertes sur le réseau électrique. L'opérateur en attend des gains de productivité important, via la suppression des emplois de personnels chargés du relevé des compteurs. Si le compteur est en outre programmable à distance et équipé d'un appareil de coupure à distance, il est dit AMM. Cette dernière qualité est capitale car dépassant le simple relevé à distance ; elle ouvre l'ensemble du réseau (de distribution d'électricité, d'eau, de gaz) à des évolutions profondes génériquement connues sous le nom de « réseau intelligent ». Cependant, ces compteurs présentent des inconvénients en termes de coût et potentiellement en termes d'atteinte à la vie privée notamment.[42]

Cette notion concerne plus souvent le compteur électrique, mais s'étend aux domaines du gaz naturel et de l'eau. Éventuellement bidirectionnels, ils sont aussi développés dans la perspective de la ville intelligente ou ville du futur où sont attendus des instruments (capteurs intelligents et communicants) et des réseaux capables de traiter, stocker, filtrer, sécuriser ou renvoyer ou partager des données, pour notamment suivre en temps réel les réseaux, équilibrer l'offre et la demande, maîtriser ou lisser les consommations, produire des factures, repérer et réparer les pannes ou défauts, piloter la gestion de crise, affiner les modèles de prévision, [43].

### II.4.1 - Avantages et inconvénients

La dérégulation progressive des marchés de l'électricité et du gaz dans le monde, ainsi que l'interconnexion croissante des réseaux ont incité des agences et organismes gouvernementaux de réglementation ou de régulation à rechercher des moyens de mieux connaître, prévoir et maîtriser la consommation électrique, de gaz et d'eau des habitants, d'un quartier, d'une région ou d'un pays. [43]

#### II.4.1.A - Avantages

Les promoteurs de ces compteurs visent à inciter les clients à moins consommer, par l'établissement de prix différenciés en temps réel, aux heures de crêtes (sur tarification) prévisibles selon les heures de la journée et la saison.

Cela est censé encourager les clients à consommer moins d'énergie et permettre des économies globales d'énergies dans une perspective de développement durable. En effet, en permettant un suivi de consommation, ces systèmes permettraient de réaliser des économies d'énergie de 5 à 15 %, en favorisant de meilleures pratiques. Ces compteurs permettent également de couper à distance avec l'accord des clients l'alimentation de certains équipements, pour éviter les surcharges du réseau en périodes de pointe [44]. Ces compteurs permettent également d'effectuer certaines opérations à distance, sans qu'un technicien ne se déplace et que le client soit présent. En éliminant les tâches manuelles de relève, de changement de puissance, de coupure ou de remise en service, ces compteurs sont censés, à terme, permettre une diminution des coûts de distribution de l'énergie et des délais d'intervention. Ces compteurs permettront en outre d'avoir une facture basée sur une consommation en temps réel, plutôt que sur une alternance de relevés sur site et d'estimations.

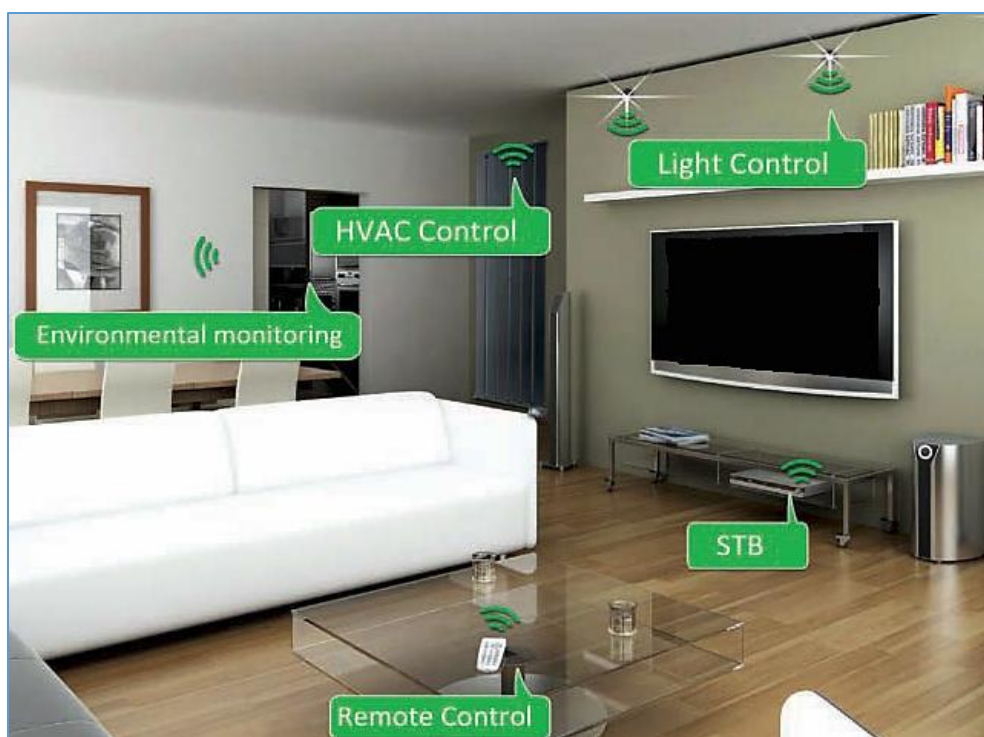


Fig. II-21 : Les opérations à distance dans un smart home.

### II.4.1.B - Inconvénients

La précision et la liaison constante qu'ils entretiennent avec le fournisseur d'électricité sont jugées préoccupantes en raison des possibles atteintes à la vie privée qu'ils permettent. Ainsi, le Bureau européen des unions de consommateurs (BEUC) s'inquiète des dérives possibles en matière policière et commerciale : « Le gestionnaire peut savoir, en théorie, minute par minute dans quelle pièce vous vous trouvez et ce que vous y faites ! » relève ainsi Levi Nietvelt, conseiller chargé de l'énergie au BEUC [45].

Un chiffrage des données transmises devrait néanmoins éviter les piratages et les fournisseurs devraient se voir imposer des règles strictes dans l'usage de ces informations. En France, la commission de régulation de l'énergie (CRE) a constitué un groupe de travail sur ce sujet incluant la CNIL (Commission nationale de l'informatique et des libertés) [46]. Cette dernière a, à cette occasion, mis en garde EDF quant à la nécessité de « garanties sérieuses » sur la confidentialité des données, compte tenu du fait qu'à terme ces compteurs permettront de savoir « beaucoup de choses sur les occupants d'une habitation, comme leur horaire de réveil ou le moment où ils prennent une douche » [47].

Par ailleurs, le coût de ces appareils n'est pas négligeable : entre 12 et 24 euros par an pendant dix ans à chaque utilisateur [45] ; il pourrait même doubler par rapport au prix initialement prévu. En outre, l'utilisation du CPL suscite une interrogation du fait de la pollution électromagnétique en ondes à hautes fréquences associée à cette technologie lorsqu'elle est utilisée sans blindage des câbles. Outre des problèmes d'interférence pour les utilisateurs professionnels d'ondes HF, généralisées par le caractère systématique de l'installation des nouveaux compteurs, les hautes fréquences sont susceptibles de poser un sérieux problème de santé publique [48]. Enfin, il a été souligné que cela entraînerait la disparition de nombreux emplois chez ERD [45]. La technologie CPL, utilisée pour la communication entre le compteur et le concentrateur, présente l'inconvénient de produire des ondes à haute fréquence à l'extérieur des fils lorsque le réseau électrique n'est pas blindé. En outre, la communication entre le concentrateur et le système central se ferait par ondes téléphoniques (GPRS).[49]

### II.4.2 - Système de comptage évolué en France

L'expression smart grid 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 des échelles plus locales. En France par exemple, *Linky*, le compteur d'ERDF sera une véritable révolution pour développer le concept Smart grid, associé à certains box chez les usagers, il devrait permettre de piloter certains équipements à distance pour faciliter la gestion de la charge qui transite sur les réseaux.



Des *ploggs* mis en communication par des logiciels de type *middleware*, permettent à des appareils de communiquer entre eux.

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. Selon ERDF, la généralisation du compteur *Linky* permettrait [50] [51] :

- **pour les fournisseurs** : une réduction des fraudes et des réclamations, et une plus grande richesse d'informations permettant de proposer aux clients de nouvelles offres.
- **pour les producteurs** : une meilleure maîtrise des pointes de consommation et une simplification de l'installation de panneaux photovoltaïques.
- **pour les clients** : des factures établies systématiquement sur leur consommation réelle, sans intervention à l'intérieur du domicile et sans prise de rendez-vous.
- **pour les gestionnaires de réseaux** : une réduction des coûts de gestion.

Le système construit par ERDF repose sur la communication bidirectionnelle entre son parc de comptage et un unique système d'information via des concentrateurs installés dans les postes de transformation HTA/BT.

**Les informations et les ordres circulent entre ces 3 points de la manière suivante :**

- de *Linky* au concentrateur, par courants porteurs en ligne bas débit sur le réseau (BT).
- du concentrateur au système central, par téléphonie mobile (GPRS).
- Les flux sont supervisés par une unique agence centrale de supervision (control room).

Le courant porteur en ligne utilisé est basé sur une modulation S-FSK, à un débit de 2400 bits par seconde. Au-dessus de cette couche physique sont utilisées les couches du protocole PLAN (norme IEC 61334) ainsi qu'une messagerie COSEM (norme IEC 62056) [52].

Le système *Linky* est à la fois un gestionnaire d'actifs et de données de comptage et un automate délivrant des services aux autres SI de l'entreprise et, via eux, aux SI des fournisseurs d'électricité. Grâce à lui, un client emménageant dans son nouveau logement pourra appeler son fournisseur, lui demander une mise en service et l'obtenir sans la contrainte d'un rendez-vous physique, dans les 24h.

### II.4.2.A - Compteur Linky, de nombreux avantages pour le client

- ✓ De nombreuses interventions réalisées à distance qui ne nécessitent plus la présence du client. Vous n'êtes plus obligé d'attendre ERDF et de perdre une journée de travail.
- ✓ Une facture qui pourra être calculée sur la base de sa consommation réelle et non sur une estimation. Vous payez précisément ce que vous consommez, sans estimation.

- ✓ Toutes les données de consommation sont cryptées dès la source. ERDF garantit ainsi la protection de ces informations personnelles qui sont la propriété du client.
- ✓ Des délais d'intervention ramenés de 5 jours à moins de 24 heures. ERDF travaille en liaison étroite avec la CNIL et CRE afin de garantir au client le respect de sa vie privée.
- ✓ En cas de panne sur le réseau, le diagnostic est facilité et la réalimentation en électricité des clients s'en trouve plus rapide.
- ✓ Un meilleur suivi de la consommation électrique pour une meilleure maîtrise des dépenses en énergie.
- ✓ L'installation du compteur communicant n'est pas facturée au client.

#### II.4.2.B - À quoi va me servir le compteur Linky ?

Le compteur *Linky* est un compteur d'électricité évolué ou communicant, c'est-à-dire capable de mesurer précisément la consommation électrique d'un logement en temps réel et de transmettre automatiquement les données aux opérateurs d'énergie toutes les 10 à 30 minutes.

**Ce système présente un triple avantage pour vous :**

- vos factures ne seront plus établies sur des estimations approximatives. Les litiges liés à la facturation devraient diminuer ;
- vous pourrez mieux évaluer votre consommation et la maîtriser. Selon ERDF, les économies d'énergie réalisées grâce à *Linky* pourraient être de l'ordre de 10% à 15%.
- Des abonnements spécifiques pourront vous être proposés afin de coller au mieux à vos habitudes de consommation ;
- plus besoin d'attendre que le technicien passe pour relever votre compteur. [53]

#### II.4.2.C - Combien cela va-t-il me coûter ?

ERDF évalue le coût d'un compteur *Linky* entre 120 et 240 €. Mais vous ne paierez pas cette somme : « en aucun cas l'installation du compteur ne sera facturée au ménage concerné au moment de la pose » affirme le ministère. L'opération est financée par le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité TURPE, payé par les opérateurs. Ces derniers pourront alors augmenter la facture du consommateur de 1 ou 2 € par mois pour amortir le coût de l'installation sur 10 ans. Autrement dit, vous paierez, mais de façon indirecte.

#### II.4.2.D - Ce compteur n'est-il pas trop indiscret ?

Les informations de consommation d'énergie transmises par les compteurs sont très détaillées et permettent de savoir beaucoup de choses sur les occupants d'une habitation, comme leur horaire de réveil, le moment où ils prennent une douche ou bien quand ils utilisent certains appareils (four, bouilloire, toaster...).

Par ailleurs, les opérateurs peuvent agir à distance sur ces compteurs, notamment modifier la puissance de l'abonnement, voire couper l'alimentation électrique, via une interface web. La CNIL demande aux distributeurs d'énergie d'apporter des garanties sérieuses sur la sécurisation des données et leur confidentialité. La pose obligatoire du compteur Linky n'est pas légale. Pour de multiples raisons, mais une en particulier plus que les autres : "Le compteur Linky est en capacité de savoir tout ce que vous faites chez vous à 10 minutes près [53]. Il est capable de savoir si vous êtes chez vous ou pas, pendant combien de temps vous êtes parti en vacances en laissant votre domicile inoccupé, de savoir combien de personnes vous hébergez au jour près...

Le compteur mouchard *Linky* c'est 1984 en vrai ! Mais le plus gros scandale est de nature sanitaire : Le Compteur Mouchard *Linky* communique par des ondes électromagnétiques artificielles CPL qui rayonnent et sont toxiques pour la santé. [54]

### II.4.2.E - L'information au cœur du système

Globalement, *Issygrid* raconte comment le recours aux technologies de cloud computing permet d'inventer les services de demain. De la prévision des besoins en énergie photovoltaïque à la gestion des charges des véhicules électriques, le numérique embarqué à Issygrid, c'est 14 systèmes qui communiquent en permanence. Opérationnel depuis 2012, son système d'information a été conçu par *Embix1*, *Microsoft* et *Steria* pour analyser l'ensemble des ressources de production et les consommations d'énergie du quartier en lien avec le réseau de distribution d'électricité. L'objectif est de conseiller les particuliers et les entreprises pour mieux maîtriser leur consommation et éviter les pics de demande. Un compteur communicant ou compteur évolué est un compteur disposant de technologies avancées, dites AMR qui identifient de manière plus détaillée et précise, et éventuellement en temps réel la consommation énergétique d'un foyer ou d'un bâtiment, et la transmettent, par téléphone ou par courants porteurs en ligne (CPL), au gestionnaire des données de comptage.[55]

Il communique en duplex et peut déconnecter l'installation ou en réduire la puissance. *Linky* fait partie de la catégorie des compteurs communicants (AMM), c'est-à-dire pouvant être interrogés et actionnés à distance par l'utilisation de la technologie CPL outdoor sur le réseau basse tension, comme premier niveau de communication [56]. Soit un coût unitaire moyen d'environ 150 euros par compteur [57]. Le compteur *Linky* est utilisé dans le cadre de plusieurs expérimentations de réseaux intelligents :

- Adress, projet européen se déroule sur les îles bretonnes de *Houat et Hoëdic* [58],
- GreenLys, à Lyon et Grenoble [59],
- IssyGrid, à Issy-les-Moulineaux [60],
- Nice Grid, à Carros [61],



- Smart Electric Lyon, à Lyon [62],
- Watt & Moi, à Lyon [63].

**Les avantages du compteur *Linky* sont les suivants [56] :**

1. il permet aux clients de bénéficier plus simplement et plus rapidement de leurs services habituels (mise en service, adaptation de contrat, donc sans rendez-vous) et leur offre pour la première fois la possibilité de suivre précisément leur consommation ;
2. il permet aux gestionnaires de réseaux de distribution (tels ERDF) d'améliorer leur qualité de service et de réaliser des gains de performance, par la réduction des délais d'intervention, ramenés de 5 jours à moins de 24 heures ;
3. il contribue à la modernisation du réseau en permettant par exemple la détection à distance des pannes sur le réseau basse tension (BT) et donc une réalimentation en électricité plus rapide, ce qui diminue significativement les temps de coupure [64] ;
4. il permet de faciliter l'intégration des ENR dans le réseau électrique, en contribuant à gérer l'intermittence de la production d'électricité de ces sources d'énergie [65].
5. il permet la généralisation de la facturation calculée sur des consommations réelles;
6. il permet aux fournisseurs d'électricité de diversifier leurs offres ;

Plus généralement, cette génération de compteurs communicants est présentée comme une des étapes vers les réseaux intelligents.

#### II.4.2.F - Aspects techniques

Le compteur *Linky* embarque toutes les fonctionnalités existantes sur les CBE auxquelles il vient ajouter celles de sa génération (mesures sur 14 index, relevé de courbe de charge, communication CPL avec les concentrateurs), symbolisées par la présence d'un port USB en façade, qui toutefois ne peut recevoir un périphérique USB standard mais est destiné à offrir les fonctionnalités de télé-information client (TIC) [66].

#### II.4.3 - Système de comptage évolué en Italie

Ces compteurs à puce électronique et communications bidirectionnelles, de conception solide mesurent la puissance et sont dotés de capacités logicielles de gestion. Ils communiquent sur des lignes à faible tension avec des normes standard entre l'IP locale et les serveurs de l'entreprise ENEL. Le client comme le fournisseur peuvent aussi connaître la consommation du compteur, à distance, lire des informations sur l'utilisation d'un compteur, détecter une panne de service ou une utilisation non autorisée de l'électricité... Un client peut réclamer à tout moment et changer à distance ses conditions de facturation, son plan de crédit de prépaiement, son montant forfaitaire ou ses tarifs. [67]

Le problème principal de ces compteurs est celui de la communication, qui doit pouvoir être fiable et automatique ou sollicitée, dans un réseau communicationnel où circuleront en permanence des milliards de données affluant vers un ou quelques nœuds centraux. Selon les cas (urbain, rural, zone d'activité, zones isolées, etc.), on a songé à utiliser les antennes relais des téléphones mobiles, les ondes radio, les lignes électriques ou téléphoniques, les solutions Wi-Fi et Internet ou la combinaison de plusieurs de ces solutions.

### Exemples de services

- Le relevé d'index à distance, sans que l'abonné ne soit présent (et donc la disparition des factures estimées) ;
- La mise en service à distance, dans des délais plus bref (après un déménagement par exemple) ;
- Le dépannage à distance.



### II.4.4 - Système de comptage évolué en Allemagne

*Yello Sparzähler* est un compteur intelligent permettant aux citoyens de réduire leur facture d'électricité et leurs émissions de carbone, tout en régulant la demande en électricité en période de pointe. En octobre 2009, le fournisseur d'électricité Allemand *Yello Strom* et CISCO ont lancé un pilote de compteur évolué en Allemagne. Ce projet a pour objectif de créer, grâce à des compteurs évolués et des énergies de sources renouvelables un système intelligent de gestion de l'électricité permettant aux citoyens de mesurer et de contrôler la consommation électrique de leurs appareils électriques, de réduire leur facture d'électricité et leurs émissions de carbone, tout en régulant la demande en électricité en période de pointe. [68]



#### II.4.4.A - Comptage, mesure et équipement de contrôle

Les entreprises du *Gimélec* développent des offres de compteurs communicants et des systèmes répondant aux besoins de tous les acteurs amenés à intervenir sur les réseaux intelligents [69] :

- Les opérateurs de réseau** : Ils pourront intégrer les informations de comptage intelligent en temps réel à leur centre de contrôle pour permettre une modélisation plus fine du réseau et de la demande, en lien avec les différents usages.
- Les fournisseurs / agrégateurs** : Ils permettront un accès plus fréquent aux profils de consommation de leurs clients pour élaborer des offres de tarif et de service multiples.

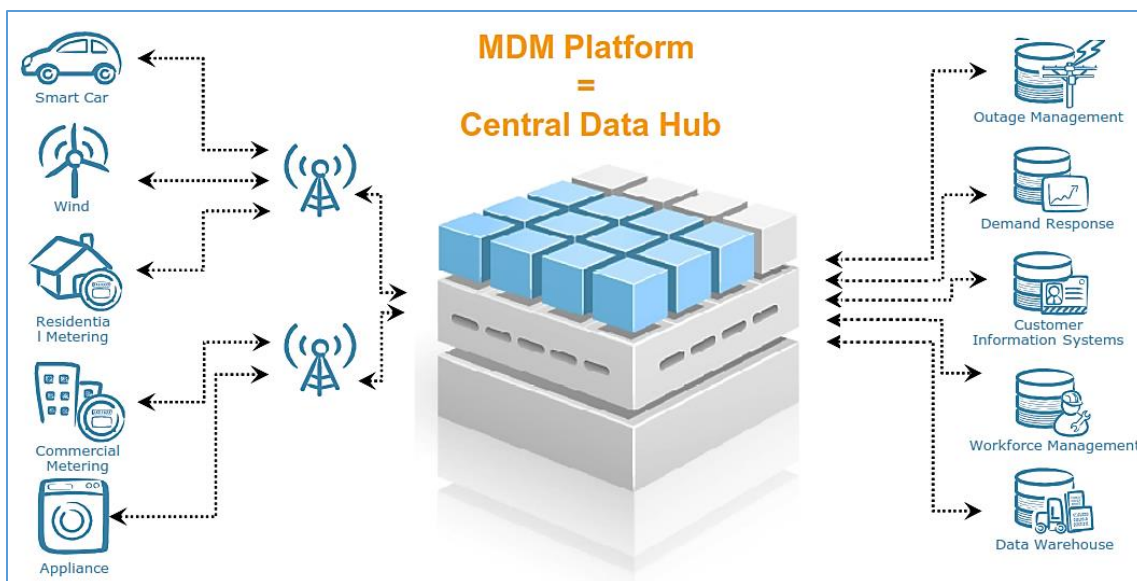
- c. Les consommateurs / consom'acteurs** : Ils pourront directement accéder à des informations concernant leur consommation. Ils pourront, s'ils le souhaitent, connecter leur compteur avec le système de gestion énergétique et permettre un affichage déporté en temps réel des informations.

L'infrastructure passe par des moyens de communication et des concentrateurs de données associés à un système d'information capable de traiter et modéliser les données générées ainsi qu'à des technologies de contrôle-commande capables de piloter les compteurs. Ces systèmes de comptage intelligents doivent en particulier être hautement sécurisés pour résister à des cyber-attaques et permettre une sécurisation de bout en bout des informations de comptage. L'ensemble de ces technologies doit s'intégrer avec les dispositifs mis en place par les gestionnaires de réseau qui permettent de faire de la gestion de la charge et de l'optimisation du réseau. Il est enfin important de noter que les compteurs communicants ne se situent pas uniquement chez les consommateurs ; ils ont vocation à être placés à tous les niveaux du réseau.

**Les entreprises du Gimelec mettent en œuvre des offres :**

- ❖ de pilotage à distance des compteurs (AMM, Advanced Metering Management),
- ❖ de gestion des données collectées (MDM, Metering Data Management),
- ❖ de construction des infrastructures nécessaires à la collecte et à la transmission des données de comptage (AMI, Advanced Metering Infrastructures).

Ainsi, elles sont capables de proposer des offres de comptage, de mesure et d'équipement de contrôle complètes, intégrées et optimisées, au service du développement des smart grids. Elles participent d'ailleurs au projet d'expérimentation *Linky*, mené par ERDF sous contrôle de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).



**Fig. II-22 :** Gestion des données collectées (MDM, Metering Data Management).

## II.5 - Le comptage évolué AMI

Le système de comptage évolué est l'un des concepts clés des réseaux intelligents puisqu'il permet de communiquer sur les données de consommations avec les équipements en aval et en amont du compteur. Ces systèmes intègrent des équipements et des logiciels permettant de compter, de communiquer et d'analyser les consommations des clients. D'une manière générale, ils permettent de relever de manière détaillée et régulière les consommations et favorisent les offres de facturation intégrant des coûts horaires différenciés. Ils permettent également de limiter les interventions particulières et de réduire les pertes non techniques. Enfin, des fonctionnalités liées à l'efficacité énergétique et la gestion de la pointe peuvent également être développées. [70]

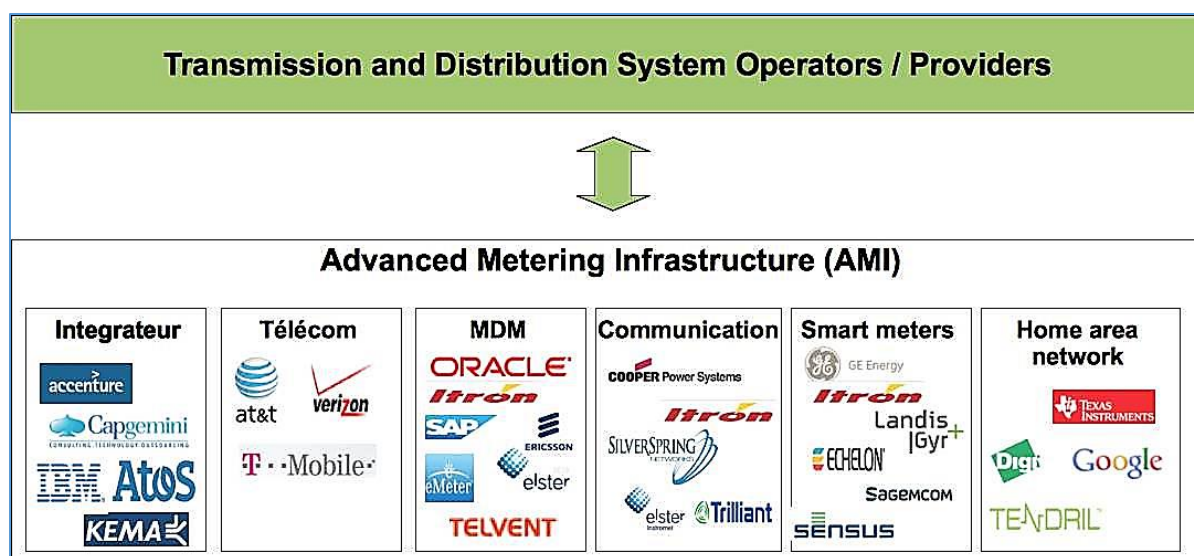


Fig. II-23 : Panel d'acteurs du comptage évolué.

### II.5.1 - Gestion active de la consommation électrique

Les systèmes de gestion active de la consommation électrique permettent de responsabiliser les consommateurs en leur permettant de visualiser les informations liées à leurs consommations. Mais ils vont également plus loin en permettant aux consommateurs de planifier différemment les tâches réalisées par les appareils électriques au cours de la journée. En responsabilisant les consommateurs et en répartissant au mieux la consommation électrique, il est ainsi possible d'éviter les pics de consommation mais également de consommer au moment de la journée où les tarifs sont les plus avantageux.

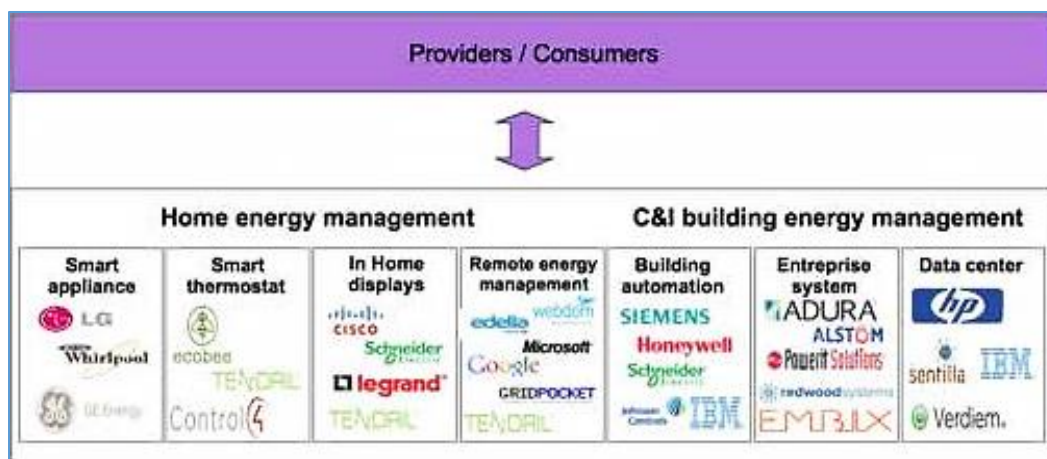


Fig. II-24 : Panel d'acteurs de la gestion active de la consommation.

## II.5.2 - La gestion technique des données et leur traitement

Cette fonction est une évolution critique des prochaines années avec deux points clés [71] :

- 1) Une évolution de la collecte des données issues de compteur intelligent avec en perspective:
  - Le rôle incontournable des architectures de cloud computing,
  - Le contrôle technique des données par certains acteurs clés.
- 2) Vers des fonctions avancées de traitement de données qui nécessiteront :
  - La croissance de « l'intelligence » dans les dispositifs décentralisés de la distribution électrique, laquelle devra de plus en plus être interfacée avec les services intelligents à l'intérieur des bâtiments et résidences,
  - Des applications nouvelles renvoyant des données et des services vers les consommateurs et vers les réseaux,
  - Des capacités de gestion de volumes considérables.

Les clients de ce marché sont les fournisseurs, distributeurs ou potentiellement les agrégateurs. Il pourrait également concerner directement le marché des clients finaux selon les évolutions qui pourraient survenir sur la propriété des données ou sur le devenir du lien entre les compteurs et autres boîtiers intelligents (ou leurs successeurs) dont disposent les clients.

## II.5.3 - Marché des capteurs et du M2M

Que ce soit en aval ou en amont, les automatismes vont nécessiter des chaînes de capteurs et de mécanismes de communications entre systèmes. C'est le marché du M2M. C'est celui autour duquel s'organise une partie de la standardisation, notamment celle sur laquelle est présent l'ETSI avec les systèmes de communication liés aux compteurs intelligents. Il reste que pour ce marché, la partie smart grids n'est pas forcément bien délimitée dans la mesure où il peut toucher des fonctions connexes comme celle de la mobilité, du transport. [70]

C'est un domaine privilégié pour PACA dans la mesure où c'est un champ d'action important du pôle SCS.

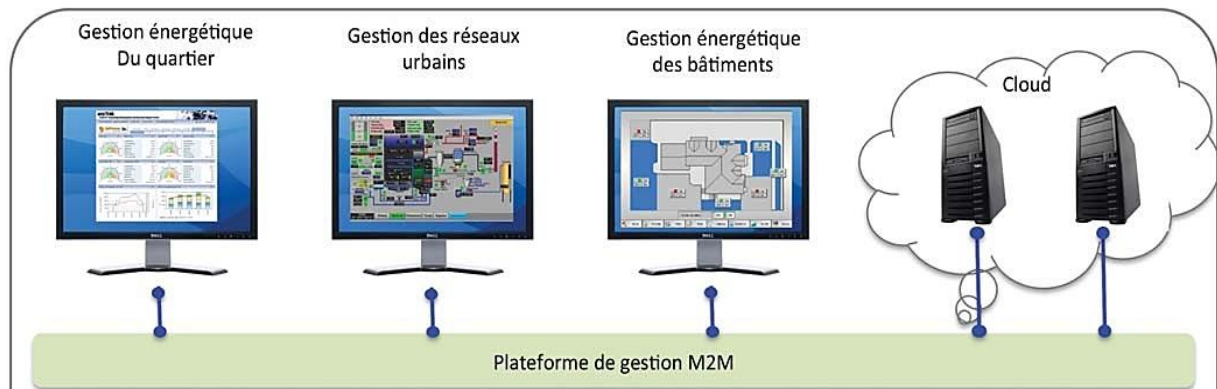


Fig. II-25 : Plateformes de gestion M2M.

### II.5.4 - Cyber-Sécurité et la Sécurité des données

Ce sujet est ressorti des analyses menées pour la présente étude comme risque potentiel et donc comme un secteur pour lequel des investissements conséquents devraient être consentis par les acteurs du marché. L'infrastructure de comptage évoluée est l'ensemble formé par des compteurs communicants et les systèmes de communication et d'information centralisés correspondants. Les AMI collectent les données issues des compteurs intelligents, analysent et délivrent des résultats avancés.

Ils intègrent des équipements et des logiciels permettant de suivre et d'analyser les consommations des clients (MDM), c'est une technologie qui collecte les données des compteurs intelligents (via Radio, CPL ou Réseau fixe) relatives à la consommation, au diagnostic et les transfère à un système de traitement adapté (technique).

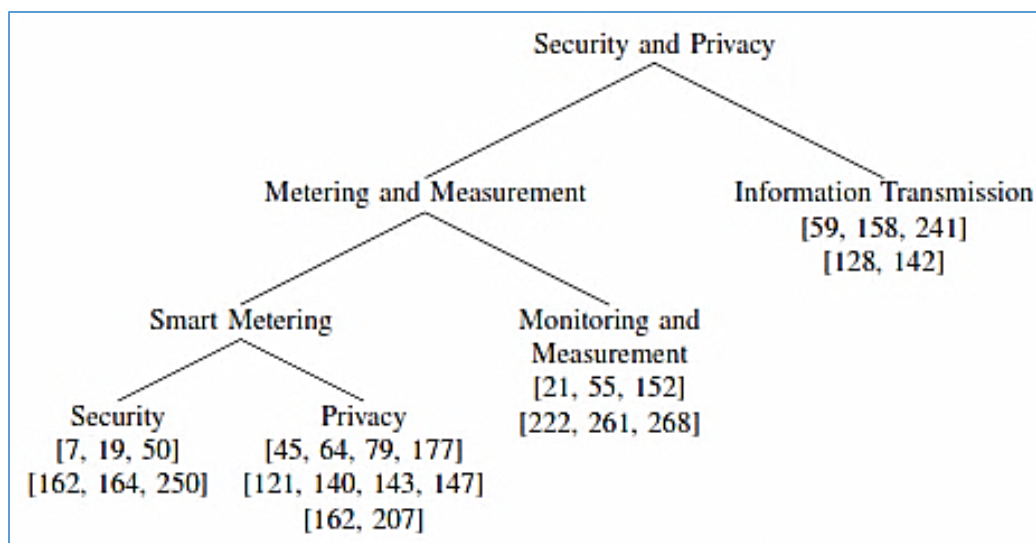


Fig. II-26 : Classification des travaux sur la sécurité de Smart Grids. [72]

Soucieuses du respect de la vie privée, les associations de consommateurs émettent des réserves sur le déploiement de *Linky*. La Commission nationale de l'informatique et des libertés (CNIL) a déclaré, dans un communiqué publié le 5 août 2010 [73] :

Les informations de consommation d'énergie transmises par les compteurs sont très détaillées et permettent de savoir beaucoup de choses sur les occupants d'un foyer. Les distributeurs d'énergie devront donc apporter des garanties sérieuses sur la sécurisation de ces données et leur confidentialité. ERDF a répondu que toutes les données sont chiffrées, pour protéger le système contre des attaques malveillantes pouvant nuire au respect de la vie privée. L'entreprise a ajouté que toutes les informations collectées seront considérées comme des données personnelles et donc transmises aux producteurs et distributeurs d'énergie dans le respect de règles de confidentialité, sous le contrôle de la CNIL. Il permet au consommateur d'accéder gratuitement à sa consommation. L'accès puisse se faire via un site Internet.

### II.5.5 - Services d'information aux usagers sur leur consommation

Potentiellement, *Linky* apportera au consommateur la possibilité d'une information en temps réel sur la consommation. De tels services permettent de sensibiliser les clients à leurs consommations et de les inciter à mieux maîtriser leurs usages. Cela permet d'éviter les éventuels gaspillages en leur faisant prendre conscience des dépenses énergétiques inutiles ou des gains qu'ils peuvent réaliser en changeant certains équipements. Un rapport britannique datant de 2006, qui a compilé plusieurs retours d'expérience (USA, Canada, Scandinavie, Pays-Bas et Royaume Uni) montre un effet réel de l'affichage en temps réel des consommations (5% à 15% de baisse des consommations). Toutefois la persistance dans le temps des économies est variable. Un des fabricants sélectionnés par ERDF, *Landis+Gyr*, a fait part d'un retour d'expérience en Australie qui montre que, chez le consommateur australien qui bénéficie d'un affichage déporté, on observe en moyenne une baisse de consommation de 10% les deux premiers mois, de 5% les quatre mois suivants et un retour à la « normale » après six mois. [74]

### II.5.6 - Tarifications horaires

La tarification horaire permet d'offrir à l'utilisateur un signal-prix dépendant de l'heure de la journée et de l'évolution de l'offre et de la demande d'électricité ; Ce signal-prix doit permettre de mieux traduire les externalités (économiques et environnementales) et d'inciter les clients à réduire les consommations en période de pointe.

### II.5.7 - Services communicants avec le réseau local domestique

La communication entre le *Linky* et les équipements intelligents au sein de la maison, au sein d'un HAN (Home Area Network), permet d'optimiser le lancement de certains appareils.

De fortes avancées en matière de technologies TIC, et de normalisation des équipements électroménagers intelligents, sont encore nécessaires pour parvenir à déployer de tels services à grande échelle. L'adoption de comportements écologiques se heurte à de nombreux obstacles, qu'ils soient de nature matérielle, financière ou psychologique. [74]



Fig. II-27 : Home Area Network (HAN).

## II.6 - Conclusion

Les compteurs intelligents permettent aux fournisseurs d'électricité de mieux répondre à la demande, mais ils permettent aussi aux consommateurs de participer à des programmes d'économie d'énergie et de sauver sur leur facture d'électricité. Les risques de non-protection de la vie privée peuvent se manifester entre autre par l'exposition, le vol, le piratage, le traitement et l'exploitation insoutenable des données personnelles de consommation et de production électrique des individus et collectifs qui se servent de ce compteur.

## Référence :

- [1] Vale, «Distributed Energy Resources Management with Cyber-Physical SCADA in the Context of Future Smart Grids», 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference MELECON, p. 431-436, April 2010.
- [2] S. J. a. R.W. K. T. N. Rob van Gerwen, «Smart Metering», The Global Community for Sustainable Energy Professionals, p. 1 à 9, July 2006.
- [3] A. K. a. A. Annaswamy, «Decision and Control (CDC)», 2010 49th IEEE Congress Centre Firenze, Italy Conférence #20427, p. 194 -199, Déc. 2010. .
- [4] C. O. D. F. Jianwen Shao, «Smart Home Appliance Control», STMicroelectronics, Inc. Schaumburg, IL USA, p. pp. 1-6, 5-9, Oct. 2008.
- [5] Yang-Xin, «Research on Smart Appliances Control Protocol», International Workshop on Education Technology and Computer Science (ETCS), vol. 2, p. 551-554, March 2010.
- [6] J.H. a. W.H. K. Es6, «Technologies for Smart Grid and Smart Meter», IEEE International Conference on Solid-State Circuits Conference Digest of Technical Papers (ISSCC), 2011, p. 533, Feb. 2011.



- [7] Hochgraf, «Smart Grid Charger for Electric Vehicles Using Existing Cellular Networks and SMS Text Messages», Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE Int. Conference, p. 167-172, Oct. 2010.
- [8] J. E. Samarakoon, «Smart Metering and Self-Healing of Distribution Networks», IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET), pp. 1-2, Dec. 2010.
- [9] J.-H. Shang-Wen Luan, «Development of a Smart Power Meter for Ami Based on ZigBee Communication», International Conference on Power Electronics and Drive Systems, 2009, PEDS 2009, p. 661-665, Nov. 2009.
- [10] S.G. a. P. L. Qiqi Zhang, «Smart City Grid : The start to develop smart grid», E-Product E-Service and E-Product E-Service and E-Entertainment (ICEEE), International Conference, pp.1-4, Nov. 2010.
- [11] Zhao Feng, «Study on the Application of Advanced Broadband Wireless Mobile Communication», In Power System Technology (POWERCON), International Conference, pp. 1-6, Oct. 2010.
- [12] U. Ali, S. Nawaz et N. Jawad, «A Real-Time Control System for Home/Office Appliances Automation, From Mobile Device through GPRS Network», Electronics, Circuits and Systems, 2006. ICECS '06, 13th IEEE International Conference, n° 110.1109/ICECS.2006.379923, p. 854-857, 10-13 Déc. 2006.
- [13] Exposé de principe sur les réseaux intelligents (smart grids) Document de conclusions établi par l'ERGEG, p.19, 10 juin 2010.”
- [14] C.E. Kalogridis, «Privacy for Smart Meters: Towards undetectable appliance load signatures» Smart Grid Communications (SmartGrid-Comm), 2010 First IEEE International Conference, p. 232-237, Oct. 2010.
- [15] L. A. a. Z. Lukszo, «Smart Metering for the Future Energy Systems in the Netherlands», Critical Infrastructures, 2009. CRIS 2009. Fourth International Conference, pp. 1-7, 27. 30/04/2009.
- [16] W. Wies, «Design of an Energy Standalone Distributed Generation system Employing Renewable Energy Sources and Smart Grid Technology as a Student Design Project», Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, p. 1-8, July 2010.
- [17] C. Abbey, «The Hydra-Québec Distribution Smart Grid Zone», Hydro-Québec Research Institute (IREQ), 2011.
- [18] Y. T. Saifur Rahman, «Intelligent Distributed Autonomous Power Systems (IDAPS)», IEEE PES Summer Meeting in Tampa, Florida, June 24-28, 2007.
- [19] F. T, «Securing SCADA Infrastructure», Forinet, n° 1WP-SCADA-R1-201010, p. 2, 10, 2010.
- [20] T. Perumal, A. Ramli et C. Leong, «Design and Implementation of SOAP-Based Residential Management for Smart Home Systems» Consumer Electronics, IEEE Transactions, vol. 54, n° 110.11 09/TCE.2008.4560114, p. 453-459, May 2008.
- [21] C.-M. Huang, H.-H. Ku et C.-W. Lin, «Design and Implementation of a Web2.0Based Home-Appliances Control Service Platform», Pervasive Systems, Algorithms, and Networks (ISPAN), n° 110.1109/I-SPAN.2009.72, p.110-115, 14-16 Dec. 2009.
- [22] EnergyTracking, «Web Enabled Meter», Energy Tracking, 2007. [En ligne]. Available : <http://www.energytracking.com/wem.htm>. [Accès le 12 05 2015].
- [23] B. Baghdad, ‘ La Communication Sans Fil Dans Un Réseau Électrique Intelligent (Smart Grid) - Méthodologie De Développement’, UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL, AVRIL 2013.”
- [24] At-A-Glance, «Cisco Smart Grid (Solutions for the Next-Generation Energy Network)» Cisco Systems, 2009.
- [25] R. N. N. E. M., «Oracle Solutions for Smart Grid» Oracle Utilities, p. 1-24, Sept. 2, 2009.

- [26] J. Wu, «China Smart Grid Development Model and Industry Prospect», China Smart Engineering Association, p. 1-43, 10 August 2011.
- [27] A. Aggarwal, S. Kunta et P. Verma, «A Proposed Communications Infrastructure for the Smart Grid», Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2010, no 110.1109/ISGT.2010.5434764, p. 1-5, 19-21 Jan. 2010.
- [28] J. CARLO, «The IEEE 802.16 Working Group on Broadband Wireless Access Standards» 12 11 2014. [En ligne]. Available: <http://www.ieee802.org/16/>. [Consulté le 08 avril 2015].
- [29] Y. Shohoud, «Introduction to WSDL», 2001. [En ligne]. Available: <http://www.ijeei.org/docs-19158807814f8582920653e.pdf>. [Consulté le 17 avril 2015].
- [30] P. D.a. S. Valae, «802.16 Mesh Networks», December 8, 2006.
- [31] R. McCaughern, «Consultation Paper on Broadband over Power Line Communication Systems», Spectrum Engineering Branch, no 1 SMSE-005-05, p. 1-12, July 2005.
- [32] «LIVRE BLANC : RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENT », rédigé par GEMELEC, P.36.”
- [33] «La chaîne de valeur du marché des smart grids , CAPENergies -SCS ITEMS PARIS FRANCE 2012.”
- [34] «<http://investissement-avenir.gouvernement.fr/content/action-projets/les-programmes/numérique>.”
- [35] [http://ec.europa.eu/information\\_society/activities/cloudcomputing/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/information_society/activities/cloudcomputing/index_en.htm).”
- [36] La chaîne de valeur du marché des smart grids, Rapport V52 - © ITEMS International.”
- [37] RSLN Qu'est-ce qu'un ABB smart grid Zoom sur l'énergie intelligente de demain.html.”
- [38] Réseaux électriques, PÔLE ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE, p.9.”
- [39] S. W. Loke, «Mobile Agent Technology for Enterprise Distributed Applications: An Overview and an Architectural Perspective», CRC for Distributed Systems Technology Monash University, Caulfield Campus, PO Box 197, Caulfield East, Victoria 3145, Australia, p. de 1 à 28.
- [40] P. S. Ningning Hu, «Estimating Available Bandwidth Using Packet Pair Probing», School of Computer Science Carnegie Mellon University Pittsburgh, PA 15213, n°1CMU-CS-02-166, 9 Septembre 2002.
- [41] Smart grid.html.”
- [42] [http://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Compteur\\_communicant&oldid=108712542](http://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Compteur_communicant&oldid=108712542).”
- [43] Compteur communicant\_Wikipédia.html.”
- [44] Le compteur électrique «intelligent» à la hauteur des attentes de 2012?, la Voix du Nord, 20 septembre 2010.”
- [45] Des compteurs intelligents et chers, sur le site lemonde.fr du 10 juin 2010.”
- [46] Compteurs intelligents et vie privée: la CNIL fait le point, sur le site generation-nt.com du 6 août 2010.”
- [47] 60 millions de consommateurs, no 453, p. 10, octobre 2010.”
- [48] A new electromagnetic exposure metric: high frequency voltage transients associated with increased cancer incidence in teachers in a California school, sur le site ncbi.nlm.nih.gov, août 2008.”
- [49] Conseil d'État, 9e et 10e sous-sections réunies, 20 mars 2013, no 354321., sur le site legifrance.gouv.fr.”
- [50] CRE [Réseaux électriques; Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky], JUIN 2011, p.32, consulté 2015-05-11.”
- [51] ERDF teste Linky, son nouveau compteur électrique communicant, sur le site lemoniteur.fr du 3 avril 2009.”
- [52] Linky, le compteur nouvelle génération, sur le site erdfdistribution.fr.”

- [53] Le compteur électrique Linky en six questions\_Articles\_Actualités-Le site du magazine 60 millions de Consommateurs.htm.”
- [54] pascool 22octobre 2011 sur le site 60 millions de Consommateurs.htm.
- [55] RSLN Smart grids Issy-les-Moulineaux accueille le premier réseau de quartier intelligent.html.”
- [56] Linky, les compteurs communicants au service des clients» , sur le site erdfdistribution.fr, consulté le 18 avril 2015.”
- [57] Compteur électrique Linky: 3 millions de foyers équipés d’ici à 2016, sur le site bfmtv.com, consulté le 18 avril 2015.”
- [58] Bretagne : Sécurisation de l’alimentation électrique des îles de Houat et Hoëdic, site de la CRE, consulté le 5 avril 2015.”
- [59] “Michel Deprost, Réseaux d’énergie intelligents: Greenlys testera l’efficacité de LINKY, Enviscope.com, le 27 novembre 2011, consulté le 5 avril 2015.”
- [60] “ERDF installe 100 compteurs communicants pour IssyGrid, site de la ville d’Issy-les-Moulineaux, juillet 2013, consulté le 5 avril 2015.” .
- [61] Nice Grid: inauguration d’un espace dédié au «quartier solaire intelligent», site EDF ‘L’énergie en question’, le 4 septembre 2013, consulté le 5 avril 2015.”
- [62] Pierre-Alexandre Bevand,Avec Smart Electric Lyon, la capitale des Gaules veut ‘imaginer la ville intelligente de demain’, Metronews, le 28 octobre 2013, consulté le 30 avril 2015.”
- [63] Watt et moi: un site internet pour surveiller sa consommation d’électricité, Grand Lyon Magazine, le 21 mars 2013, consulté le 5 avril 2015.”
- [64] Vers une généralisation du compteur intelligent Linky?, sur le site enerzine.com du 5 mai 2011, consulté le 17 avril 2015.”
- [65] Michèle Foin, En 2020, des compteurs doués de réseau, site de Libération, le 27 janvier 2013, consulté le 17 avril 2015.”
- [66] Linky, le compteur nouvelle génération, sur le site erdfdistribution.fr.” .
- [67] Compteur communicant\_Wikipédia.html.”
- [68] L’Allemagne et les Smart grids Le cas des compteurs évolués.html. .
- [69] RÉSEAUX ÉLECTRIQUES Intelligent, version détaillé.”
- [70] La chaîne de valeur du marché des smart grids ", Capenergies - SCS, p48.”
- [71] La chaîne de valeur du marché Des smart grids",Capenergies-SCS.”
- [72] Xi Fang, Satyajayant Misra, Guoliang Xue and Dejun Yang, “Smart Grid – The New and Improved Power Grid: A Survey”, IEEE, 2012.
- [73] Les compteurs électriques intelligents en questions, Site de la CNIL du 5 aout 2010.” .
- [74] <http://les4elements.typepad.fr/blog/2011/02/compteurs-intelligents-o2-enters-uk-smart-metering-market-with-multi-million-pound-agreement-with-g4.html>.”

## **Chapitre III**

<b>III.1 - Introduction</b>	<b>64</b>
<b>III.2 - Système de pilotage énergétique</b>	<b>64</b>
<b>III.2.1 - Pourquoi évoquer le pilotage énergétique du quartier ?</b>	<b>64</b>
<b>III.2.2 - Les différents acteurs du pilotage du quartier</b>	<b>67</b>
<b>III.2.3 - Les enjeux du pilotage de l'éclairage pour l'efficacité énergétique</b>	<b>70</b>
<b>III.2.4 - Les enjeux du pilotage de l'éclairage pour la réduction du pic de consommation</b>	<b>70</b>
<b>III.2.5 - La gestion de l'énergie réactive</b>	<b>71</b>
<b>III.3 - Contrôle de la répartition de charge</b>	<b>71</b>
<b>III.3.1 - Simulation de la consommation</b>	<b>72</b>
<b>III.3.2 - Coordination en cas de chute de tension</b>	<b>75</b>
<b>III.3.3 - Consommation en cas de chute de tension</b>	<b>75</b>
<b>III.3.4 - Contrôle de consommation par foyer et par zone</b>	<b>77</b>
<b>III.3.5 - Contrôle à distance par appareil mobile</b>	<b>78</b>
<b>III.4 - Un logiciel d'énergie intelligente</b>	<b>80</b>
<b>III.4.1 - Logiciel réseau électrique intelligent</b>	<b>81</b>
<b>III.4.2 - Smart Home</b>	<b>81</b>
<b>III.4.3 - De la maison communicante au bâtiment intelligent</b>	<b>82</b>
<b>III.4.4 - La mise en place de compteurs intelligents</b>	<b>83</b>
<b>III.4.5 - Production et Transport d'énergie HT</b>	<b>84</b>
<b>III.5 - Contrôle du réseau</b>	<b>84</b>
<b>III.5.1 - Définition d'un plogg</b>	<b>85</b>
<b>III.5.2 - Détermination de la structure de pilotage énergétique du quartier</b>	<b>86</b>
<b>III.5.3 - Cartographie des technologies smart grids</b>	<b>86</b>
<b>III.6 - Utilisation des TIC pour la gestion du réseau électrique</b>	<b>87</b>
<b>III.6.1 - Une vulnérabilité accrue</b>	<b>90</b>
<b>III.6.2 - Le système SCADA, Exemple des vers STUXNET</b>	<b>91</b>
<b>III.6.3 - Les classes de vulnérabilité selon le NIST</b>	<b>91</b>
<b>III.6.4 - Protection des données personnelles</b>	<b>91</b>
<b>III.6.5 - L'ère des super-réseaux</b>	<b>91</b>
<b>III.7 - Conclusion</b>	<b>92</b>

## Liste des Figures :

<b>Fig. III-1</b> : Les flux d'énergie dans un quartier. -----	64
<b>Fig. III-2</b> : Classification des outils et méthodes de pilotage. [2] -----	66
<b>Fig. III-3</b> : Les différents acteurs du pilotage du quartier.[3] -----	67
<b>Fig. III-4</b> : Schéma conceptuel d'un système de surveillance de la charge. -----	72
<b>Fig. III-5</b> : Schéma global de solution proposé par Kuruppu. -----	73
<b>Fig. III-6</b> : Priorité des appareils dans un foyer. -----	74
<b>Fig. III-7</b> : Communication entre un compteur intelligent et les appareils électroménagers. -----	75
<b>Fig. III-8</b> : La consommation des appareils; le cas d'un réseau intelligent. -----	76
<b>Fig. III-9</b> : La consommation des appareils ; le cas d'un réseau classique. -----	76
<b>Fig. III-10</b> : La consommation des appareils : le cas d'un réseau classique. -----	77
<b>Fig. III-11</b> : Commande à distance des appareils dans un foyer. -----	78
<b>Fig. III-12</b> : La consommation d'énergie en temps réel dans un foyer. -----	79
<b>Fig. III-13</b> : La consommation entre le mini-serveur et l'appareil. -----	79
<b>Fig. III-14</b> : Diagramme d'un système de gestion d'énergie des smart homes.[9] -----	80
<b>Fig. III-15</b> : Les différents appareils d'une maison intelligente. -----	82
<b>Fig. III-16</b> : Principales Fonctionnalités des smart grids. -----	85
<b>Fig. III-17</b> : Systèmes et équipements Smart Grids. -----	87
<b>Fig. III-18</b> : Utilisation des TIC pour la gestion du réseau électrique. -----	88
<b>Fig. III-19</b> : Interface d'un appareil de gestion d'énergie QNX. [9]-----	89
<b>Fig. III-20</b> : Le transport d'énergie sur de longues distances. -----	92

## Liste des Tableaux :

<b>Tableau - 1</b> :	Les solutions avec les besoins incompressibles des consommateurs.....	69
<b>Tableau - 2</b> :	les comparaisons pour une ampoule classique de 60W.....	70

« ----- »

### III.1 -Introduction

La gestion proactive de l'offre et de la demande s'appuyant sur certaines briques fondatrices du smart grid. L'échange d'informations, puis le pilotage des moyens de productions et des principaux gisements d'effacement est une alternative crédible à l'augmentation des capacités de pointes fortement carbonées.

### III.2 -Système de pilotage énergétique

La détermination du mode de pilotage énergétique du quartier est la troisième étape de la méthodologie proposée pour définir un éco-quartier « Smart Grid ready ». Nous considérerons dans ce chapitre le seul pilotage énergétique de l'éco-quartier c'est-à-dire la gestion dynamique, quasi temps réel, des flux énergétiques du quartier. La solution de pilotage doit s'entendre dans le périmètre plus large du pilotage de la Smart City : la gestion énergétique n'en est qu'une dimension particulière et non totalement indépendante.

#### III.2.1 -Pourquoi évoquer le pilotage énergétique du quartier ?

Dans un quartier traditionnel dont l'alimentation électrique est principalement assurée par le réseau de distribution classique, le seul pilotage nécessaire consiste à assurer la continuité de l'approvisionnement des clients de la zone et à gérer les situations exceptionnelles d'urgence. Ce pilotage relève d'une relation duale entre le gestionnaire de réseau et ses clients. Dans un quartier, le pilotage est plus complexe. Les flux d'énergie électrique ne sont plus seulement des flux de consommation ; ce sont aussi des flux de production. L'enjeu est donc de gérer des flux croisés et leurs conséquences sur la stabilité et la charge du réseau dans le quartier.

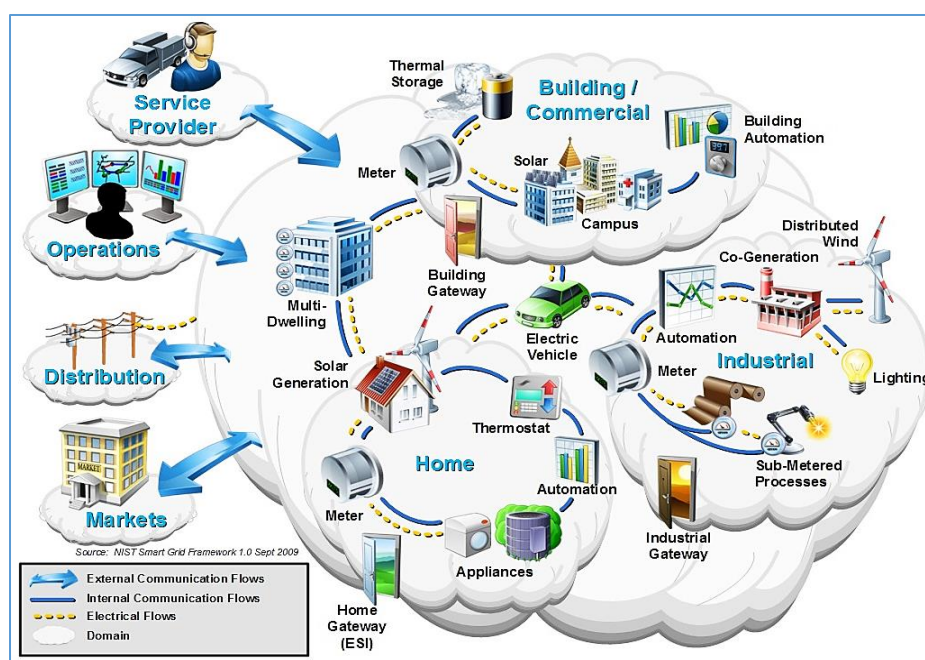


Fig. III-1 : Les flux d'énergie dans un quartier.

Il est également utile de gérer la consommation énergétique pour en garantir le niveau le plus bas pour un niveau prédéfini de service et de confort des usagers du quartier. Il faut enfin gérer de manière dynamique l'équilibre charge-capacité. [1] **Plus précisément :**

- ❖ En matière de consommation, il s'agit de déterminer de manière dynamique si chacune des unités de consommation est alimentée par la production locale, le stockage ou le réseau de distribution.
- ❖ En matière de production, il s'agit de déterminer de manière dynamique si l'énergie produite alimente la consommation du quartier, recharge les unités de stockage ou est vendue à l'extérieur de l'éco-quartier.
- ❖ Il s'agit de coordonner l'ensemble des consommateurs pour adapter au mieux leur demande au niveau d'énergie disponible et de coordonner l'ensemble des acteurs pour la meilleure performance énergétique globale possible.
- ❖ En matière de stabilité, il s'agit d'assurer de manière dynamique l'équilibre du quartier.

Dans ce document, nous ne présagerons pas des solutions mises en œuvre pour cela : elles peuvent être automatiques et reposer sur des automatismes liés au franchissement d'un seuil de prix, elles peuvent compter sur la réaction du consommateur face à une alarme lui indiquant qu'un seuil de prix ou de charge du réseau vient d'être franchi (type EJP),

Elles peuvent s'appuyer sur des contrats conclus par les fournisseurs avec des consommateurs pour qu'ils s'engagent à consommer moins pendant le période de pointe (marché de capacité).

En matière d'architecture des solutions de pilotage, **deux considérations s'imposent :**

- ❖ Les solutions doivent permettre une ouverture maximale, c'est-à-dire la prise en compte dans la coordination d'ensemble de tout acteur, en priorité prestataire de services, sans barrière technologique particulière.
- ❖ Les solutions mises en place doivent permettre tous types d'échanges de données ou d'événements entre acteurs du pilotage.

L'architecture technique des solutions de pilotage doit tendre progressivement vers une transversalité des capteurs et des réseaux de communication et doit, dès le début de l'éco quartier, prendre en compte **les besoins issus de l'ouverture des systèmes :**

- ✓ L'accès à l'ensemble des données, particulièrement celles relevant de l'énergie, sera protégé par un système global de sécurité performant. L'enjeu est moins la préservation de la confidentialité que l'assurance d'une continuité de service sans faille et la prévention de toute intervention malveillante de hackers pouvant la compromettre.



- ✓ Les droits d'accès seront gérés au niveau de la Smart City et les processus d'authentification seront simplifiés ; une seule authentification via un serveur d'authentification sera nécessaire pour l'ensemble des systèmes.
- ✓ En matière de réseau de communication, les protocoles du monde internet développé autour de l'IP pourront être utilisés aux niveaux supérieurs et descendront progressivement dans les architectures jusqu'aux capteurs.
- ✓ Afin de faciliter l'échange des données, il sera utile de converger vers des langages communs entre systèmes : modèles standardisés de données, référentiel commun pour les objets (en commençant par les plus fréquemment utilisés).
- ✓ Les échanges entre systèmes hétérogènes seront facilités par la définition de *Web services* qui permettent d'uniformiser la description et la sémantique des services entre différents systèmes et prestataires de services associés.
- ✓ Des services de médiation particuliers seront déployés pour assurer une collecte effective des données et leur transformation efficiente pour qu'elles soient correctement prises en compte par les différents systèmes.

L'état de maturité des solutions industrielles ne permet pas un déploiement idéal de telles architectures mais un certain nombre de principes faciliteront l'intervention future de prestataires de services au niveau de la gestion énergétique.[1]

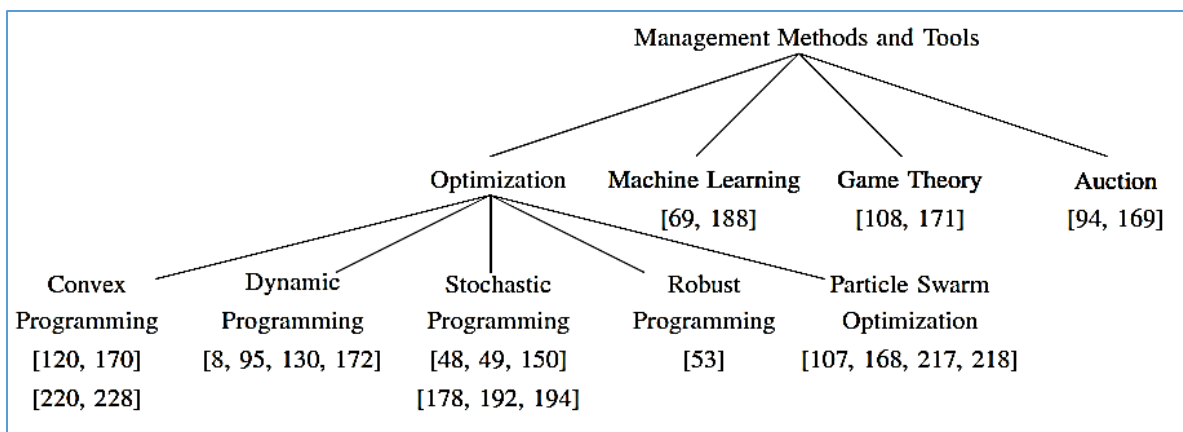


Fig. III-2 : Classification des outils et méthodes de pilotage. [2]

**Les objectifs prioritaires sont :**

- De faciliter l'interface entre les différents systèmes impliqués dans le pilotage énergétique du quartier (supervision de bâtiment, des réseaux urbains, des équipements communs, de la production décentralisée et du stockage).
- De faciliter l'interface entre les systèmes des agrégateurs et ceux des différents acteurs.

Il apparaît fortement nécessaire de définir un lot pour le système de pilotage du quartier.

**Ce système de pilotage assure les fonctions suivantes :**

- ✓ Supervision et contrôle énergétique de l'éclairage public.
- ✓ Supervision et contrôle énergétique de tous les équipements publics raccordés au réseau.
- ✓ Supervision et contrôle énergétique des réseaux urbains si ces derniers sont déployés à l'échelle du quartier. S'ils sont prévus sur un périmètre plus étendu, une interface avec ces systèmes sera nécessaire pour gérer l'effacement des pointes.
- ✓ Gestion dynamique de l'équilibre du réseau au niveau du quartier en jouant sur tous les paramètres disponibles au niveau du quartier (production locale, stockage, délestage de charges, planification d'usages gérés au niveau du quartier).
- ✓ Allocation des flux d'énergie électrique produits par les systèmes décentralisés.
- ✓ Gestion du stockage d'énergie électrique et/ou thermique.
- ✓ Coordination des autres systèmes de pilotage présents dans le quartier afin d'optimiser les performances énergétiques.

Cette plateforme sera interfacée avec tous les systèmes de gestion des agrégateurs, pilotes énergétiques et prestataires de services externes via l'architecture d'échange préalablement définie dans la section précédente (partage des infrastructures). De même, elle sera interfacée avec les autres plateformes de pilotage présentes dans la Smart City, en particulier celles de pilotage des éventuels autres réseaux et avec la supervision des postes de transformation. [1]

**III. 2.2- Les différents acteurs du pilotage du quartier**

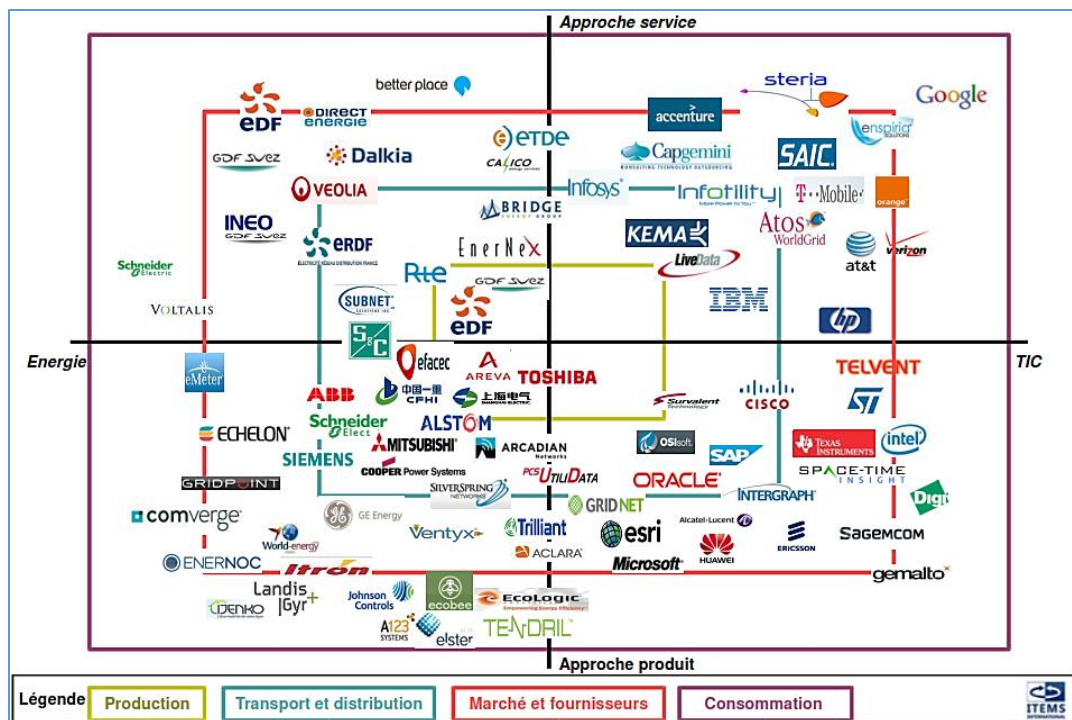


Fig. III-3 : Les différents acteurs du pilotage du quartier.[3]

1. *L'occupant du logement :*

- Pilote ses consommations électriques d'éclairage et pour les usages spécifiques.
- Est en charge de la maîtrise de ses consommations. Pour remplir pleinement son rôle, il devra être éduqué, formé et, très probablement, dans de nombreux cas, épaulé par des prestataires de services énergétiques spécialisés.

2. *Le manager énergétique des bâtiments tertiaires :*

- Pilote les consommations électriques du bâtiment correspondant à l'éclairage, à la ventilation et aux usages spécifiques et aux besoins du bâtiment en matière thermique.
- Pilote les actions « humaines » ou « manuelles » menées sur son périmètre de gestion dans le cadre de l'ajustement des consommations lors du pic de consommation.
- Pilote la sous-station d'échange thermique avec le réseau urbain afin de garantir le confort voulu aux occupants du bâtiment.
- Paramètre les automatismes du bâtiment.

3. *L'opérateur de production locale :*

- Pilote les unités de production décentralisées et les unités de stockage.
- Une variante avec un opérateur spécifique du stockage pourra être considérée.

4. *Les gestionnaires de réseau :*

- Pilotent le scénario d'urgence face à un pic de consommation.

5. *Le pilote des réseaux urbains :*

- Pilote la production de froid, de chaleur et d'électricité par les centrales de trigénération.

6. *Le gestionnaire électrique du quartier :*

- Pilote les équipements publics tant au niveau de leur consommation qu'au niveau de leur adaptation face au pic de consommation.
- Pilote l'équilibre des flux énergétiques dans le quartier.
- Coordonne les précédents acteurs dans les bâtiments tertiaires pour organiser un premier niveau de réaction face à la pointe de consommation.
- Décide de l'orientation des flux de production.
- Coordonne pour obtenir une optimisation globale à l'échelle de l'éco-quartier.
- Dès que les tarifs d'achat d'électricité seront libérés, assurera un premier niveau d'optimisation économique aux usagers du quartier.
- Une nouvelle fois, il est important de positionner ce gestionnaire énergétique de quartier par rapport à la structure de gestion globale de la Smart City, en charge des différentes infrastructures et services délivrés aux usagers, habitants ou à la communauté.

7. L'agrégateur :

- Pilote les actions d'ajustement de la consommation dans les logements.
- Sert d'intermédiaire entre le pilote du quartier et RTE.
- Pilote les ajustements de production locale et de stockage.

Dans ce paysage, l'optimisation de la consommation dans chaque maille est placée sous la responsabilité d'un pilote dont le périmètre de responsabilité est la maille en question. Comme il n'y a pas de synergie majeure entre les actions menées entre mailles, chacun de ces pilotes travaille de façon indépendante. La gestion du pic de consommation, quant à elle, repose sur des acteurs responsables d'actions sur leur périmètre mais ces actions nécessitent coordination. En effet, lors d'un pic de consommation, il faut à la fois réduire la consommation des différentes entités et applications du quartier, maximiser l'afflux d'énergie produite localement et libérer l'énergie stockée. Il est important de partager une vision globale de ce que les solutions de pilotage de ces fonctionnalités actuelles et à venir dans un futur proche permettent pour réduire la consommation électrique d'une part et pour réduire la pointe de consommation d'autre part. Il est essentiel de mettre en perspective ces solutions ou ces fonctions avec les besoins incompressibles des consommateurs ou utilisateurs de l'électricité, c'est-à-dire les besoins qui, s'ils ne sont pas servis, conduiront au rejet des solutions [1]. Tel est l'enjeu du tableau suivant:

**Tableau - 1 :** Les solutions avec les besoins incompressibles des consommateurs

Fonctionnalité	Besoin « incompressible »	Pour consommer moins	Pour réduire la pointe de consommation
Froid (Refroidissement)	Confort perçu suivant normes NF EN 13779, 15251 et 7730	Asservissement à certains paramètres « Planification »	Stockage Thermique Augmentation temporaire de la température
Chaud (Chauffage)	Confort perçu suivant normes NF EN 13779, 15251 et 7730	Asservissement à certains paramètres « Planification »	Diminution temporaire de la température
Eau chaude sanitaire	Température de confort	Solaire thermique combiné à un complément électrique	Stockage
Eclairage	Confort perçu Quelquefois l'éclairage fait partie de la décoration	Minuterie Asservissement à certains paramètres Planification	Diminution de l'intensité
Auxiliaires dont principalement ventilation	Respect de la réglementation Confort perçu	Asservissement à certains paramètres Planification	Modulation de durée limitée
Usages privés	Disponibilité des usages	Gestion des veilles	Usage batteries si possible Planification
Borne privée de recharge d'un véhicule électrique	Disponibilité de la borne pour une recharge avant l'heure à laquelle on va reprendre le véhicule	Charge lente	Planification Tarification dynamique
Borne publique de recharge d'un véhicule électrique	Disponibilité de la borne pour une recharge immédiate ou avant l'heure à laquelle on va reprendre le véhicule	Charge lente	Planification si possible
Eclairage public	Réglementation Confort Sécurité	Asservissement à certains paramètres Planification	Diminution de l'intensité

### III.2.3- Les enjeux du pilotage de l'éclairage pour l'efficacité énergétique

L'essentiel des enjeux du pilotage de l'éclairage appartient à l'efficacité énergétique, dans les bâtiments tertiaires, il peut permettre de réduire la consommation électrique :

- En asservissant l'éclairage à la présence de personnes dans les salles (salles d'enseignement, salles de réunion) via des détecteurs de présence.
- En éteignant tout l'éclairage sauf l'éclairage de sécurité pendant certaines plages horaires
- En installant des minuteries dans les lieux de passage (couloirs, escaliers et sanitaires) mais le coût de ces solutions ne permet leur rentabilité que dans certaines conditions.
- En asservissant l'intensité de l'éclairage aux conditions de luminosité, l'éclairage est ainsi conçu comme un appoint nécessaire à la lumière extérieure pour bénéficier de la luminosité.

Mais l'impact de ces dispositifs est d'autant plus faible que la technologie d'éclairage est performante ; la rentabilité économique des solutions sera donc quelquefois difficile à atteindre: il sera important de valider leur préconisation en phase 2 de la charte.

### III.2.4- Les enjeux du pilotage de l'éclairage pour la réduction du pic de consommation

En matière d'ajustement, la seule action significative qui puisse être menée est de diminuer l'intensité de l'éclairage. De telles actions nécessitent d'une part, certaines technologies d'éclairage et, d'autre part, des conditions d'utilisation du bâtiment où une variation de l'intensité lumineuse pendant des périodes d'au moins 30 minutes peut être supportée sans être ressentie comme une perte de confort. Dans un logement ou dans une zone de bureaux, le rétablissement du confort visuel par l'utilisateur lui-même par le recours à des lampes d'appoint rend l'effet de la baisse d'intensité lumineuse complètement caduque. [1]

Compte tenu de l'évolution très rapide de leur coût, nous suggérons de spécifier la quasi-généralisation des LEDs dans le quartier. À noter que pour ce type d'éclairage, les préconisations de l'ANSES devront être respectées. La comparaison des principales technologies de lampes met en évidence l'intérêt des LEDs à la fois pour la maîtrise passive et pour la maîtrise active de la consommation d'électricité pour l'éclairage.

**Tableau - 2 :** les comparaisons pour une ampoule classique de 60W.

Technologie	Consommation (W)	Luminosité (Lm)	Compatibilité avec gradateur
Incandescente	60	720	Faible
Halogène	48	630	Oui
LFC basse conso	13	720	Non
LED (130 lm/W)	6	780	Oui

### III.2.5- La gestion de l'énergie réactive

L'énergie électrique livrée aux bâtiments est composée d'une partie active et d'une partie réactive. La partie active fournit la puissance nécessaire aux principaux usages ou se transforme en chaleur (pertes), alors que la partie réactive sert essentiellement à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques. Seul l'apport énergétique de la partie active est utile. Le but de la compensation de l'énergie réactive est de réduire le courant soutiré sur le réseau. En effet, l'appel d'énergie réactive sur les réseaux de distribution est d'autant plus important que la consommation, donc l'appel global, d'électricité, par certains capteurs est importante.

L'appel d'énergie réactive génère des surcharges au niveau des transformateurs et l'échauffement des câbles d'alimentation, ainsi que des pertes supplémentaires et des chutes de tension importantes. Les batteries de condensateurs en charge de la compensation de l'énergie réactive permettent donc des économies substantielles dans les bâtiments tertiaires dont l'appel d'énergie réactive est en général facturé. En mesurant la valeur du facteur de puissance au point de raccordement de chaque bâtiment, on peut décider « d'enclencher » plus ou moins de batteries de condensateurs. Adapter en temps réel la compensation d'énergie réactive aux variations de charge évite le renvoi d'énergie réactive sur le réseau du fournisseur et les surtensions dangereuses pour certains circuits comme l'éclairage. L'intérêt de cette solution pour la qualité de la fourniture dans un éco-quartier de la plaine du Var est d'autant plus important que les périodes de pic de consommation vont être l'occasion de variations de charge très importantes et donc très perturbatrices pour le réseau. [1]

### III.3-Contrôle de la répartition de charge

L'une des problématiques consiste à étudier le comportement d'un réseau dans le cas d'une chute de tension. Une chute de tension peut se produire dans un réseau suite à une défaillance de celui-ci consécutive elle-même à une demande excédentaire d'énergie. Une chute de tension peut se caractériser par une diminution ou la disparition complète de la charge électrique, provoquant ainsi l'arrêt ou le mal fonctionnement des appareils. Afin d'éviter ces conséquences, il est important d'établir des protocoles permettant de protéger certains appareils considérés prioritaires. Pour étudier ce problème et proposer des solutions à ce problème, il faut faire des procédures et un environnement réseau permettant de :

- ❖ Effectuer un ordonnancement des appareils selon des critères comme leur durée de fonctionnement et leur niveau de priorité
- ❖ Faire face aux situations de chute de tension en utilisant l'ordonnanceur, lequel établit les règles de fonctionnement des appareils dans un foyer ou une région

- ❖ Permettre l'accès permanent et à distance aux infrastructures permettant de gérer la charge électrique dans un foyer ou dans une zone comprenant plusieurs foyers.

Les facteurs sur lesquels se base le simulateur sont le niveau de priorité des appareils électroménagers installés dans les foyers, la quantité d'énergie consommée par chaque appareil dans différents états, le taux d'utilisation de chaque appareil durant chaque période de la journée, la durée de la chute de tension et son intensité.

### III.3.1 - Simulation de la consommation

Nous citons quelques travaux similaires dans ce sujet. Un document décrit un simulateur d'une gestion intelligente de charges consommées par des appareils intelligents dans un foyer [4]. Dans cette étude, une enveloppe d'estimation de charges consommées par un appareil durant plusieurs sous-périodes sera déclarée manuellement dans chaque appareil électroménager dans un foyer. Cette enveloppe signifie que l'usage de charge par un appareil dans une période de temps ne doit pas dépasser le seuil déclaré.

Avec ce mécanisme, la consommation énergétique sera gérée plus intelligemment en fonction de l'importance d'un appareil dans une période de temps. Par contre, dans notre modèle simulé, nous avons affecté une priorité à chaque appareil durant une période de temps par rapport aux autres appareils dans le foyer. De plus, au lieu d'étudier appareil par appareil, nous avons simulé plusieurs foyers en même temps où chaque foyer comporte plusieurs appareils gérés selon leurs priorités. Le compteur intelligent gère cette opération. La réaction des appareils intelligents dans un foyer en cas d'une chute de tension n'est pas prise en charge dans [4].

Dans [5], on présente une technique qui utilise les valeurs de puissance normalisées pour détecter l'état des appareils, afin de bien gérer la distribution d'énergie dans un foyer Fig. III-4.



Fig. III-4 : Schéma conceptuel d'un système de surveillance de la charge.

Le compteur intelligent collecte les données ramassées de chaque appareil et les utilise pour gérer le bon fonctionnement de ces derniers. Par exemple, il sélectionne les bons moments où un appareil peut fonctionner afin de minimiser les coûts. D'un point de vue général, cette idée a donné de bons résultats par rapport aux autres travaux similaires. Elle donne des solutions pour minimiser les coûts.

Dans [6], un compteur intelligent contacte les différents appareils intelligents dans un foyer à travers des interfaces sans fil (ZigBee). Cette interface ramasse les informations qui représentent le comportement de chaque appareil installé dans ce foyer (Figure III.5).

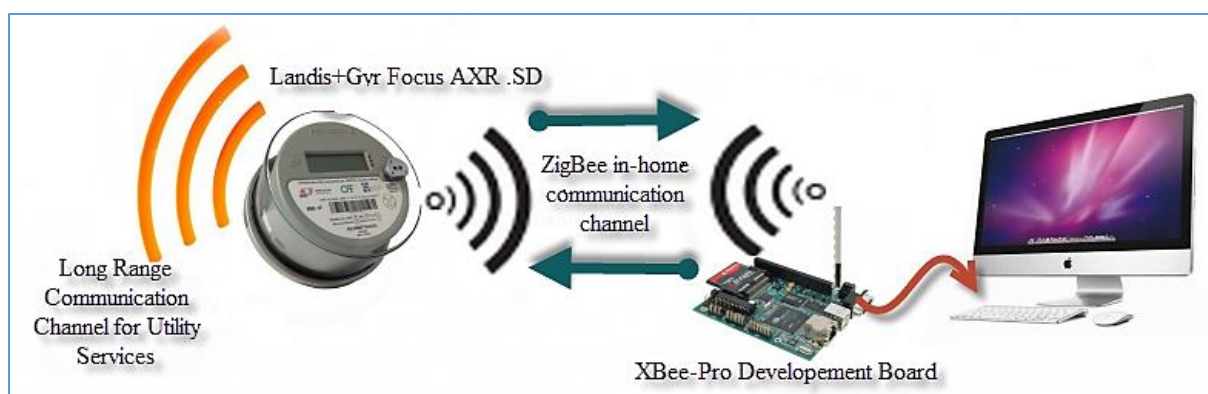


Fig. III-5 : Schéma global de solution proposé par Kuruppu.

L'algorithme de détection de comportement d'un appareil dans un foyer donne des intervalles de temps où l'appareil passe d'un état OFF à l'état ON, ou d'un état ON à l'état OFF.

Le compteur intelligent collecte les données ramassées de chaque appareil et les utilise pour gérer le bon fonctionnement de ces derniers. Par exemple, il sélectionne les bons moments où un appareil peut fonctionner afin de minimiser les coûts.

D'un point de vue général, cette idée a donné de bons résultats par rapport aux autres travaux similaires. Elle donne des solutions pour minimiser les coûts, mais elle ne donne pas de solution pour gérer le comportement des appareils dans les cas particuliers de chute de tension par exemple. Dans notre proposition qui utilise les priorités des appareils, un compteur intelligent gère plus intelligemment le comportement des appareils afin d'éviter une perturbation des fonctionnements des appareils dans un foyer. De plus, notre étude s'effectue sur plusieurs zones où chaque zone contient plusieurs foyers. Le modèle de notre simulation dans un foyer utilise un algorithme qui fonctionne en temps réel durant le fonctionnement du compteur intelligent. Il considère que la journée est découpée en huit périodes de trois heures chacune. Chaque période est elle-même subdivisée en soixante sous-périodes de trois minutes (Figure 3.4). Pour une journée, on a donc 480 sous-périodes. La durée de la chute de tension est de 405 minutes et l'intensité de cette chute est de 23 000 watts.



L'algorithme effectue un ordonnancement du fonctionnement des appareils en utilisant des priorités assignées à chaque appareil. L'algorithme utilise également des informations sur la consommation des appareils. Ces informations sont stockées dans un fichier XML dans une base de données du compteur. Ce fichier contient l'identité de chaque appareil (l'ID de l'appareil) suivie de sa consommation énergétique en état de marche (POWER ON), de sa consommation en état OFF (POWER OFF) et du taux d'utilisation de cet appareil durant chaque période avec le niveau de priorité de cet appareil durant cette période. Chaque appareil électroménager installé au niveau d'un foyer doit posséder un niveau de priorité calculé en fonction des besoins de cet appareil durant une période donnée par rapport aux autres appareils. Ce niveau de priorité comprend des valeurs entre 1 et 10. La valeur 10 sera affectée aux appareils les plus importants et les appareils seront classés en fonction de leur importance dans le foyer (figure III.6). En situation d'urgence, de chute de tension ou de dépassement du quota énergétique à consommer, ce compteur gère le fonctionnement des appareils en fonction de leurs priorités. Il envoie des requêtes aux appareils pour mettre ceux qui ont une priorité inférieure à l'état OFF afin d'éviter les conséquences néfastes des dites situations.[7]

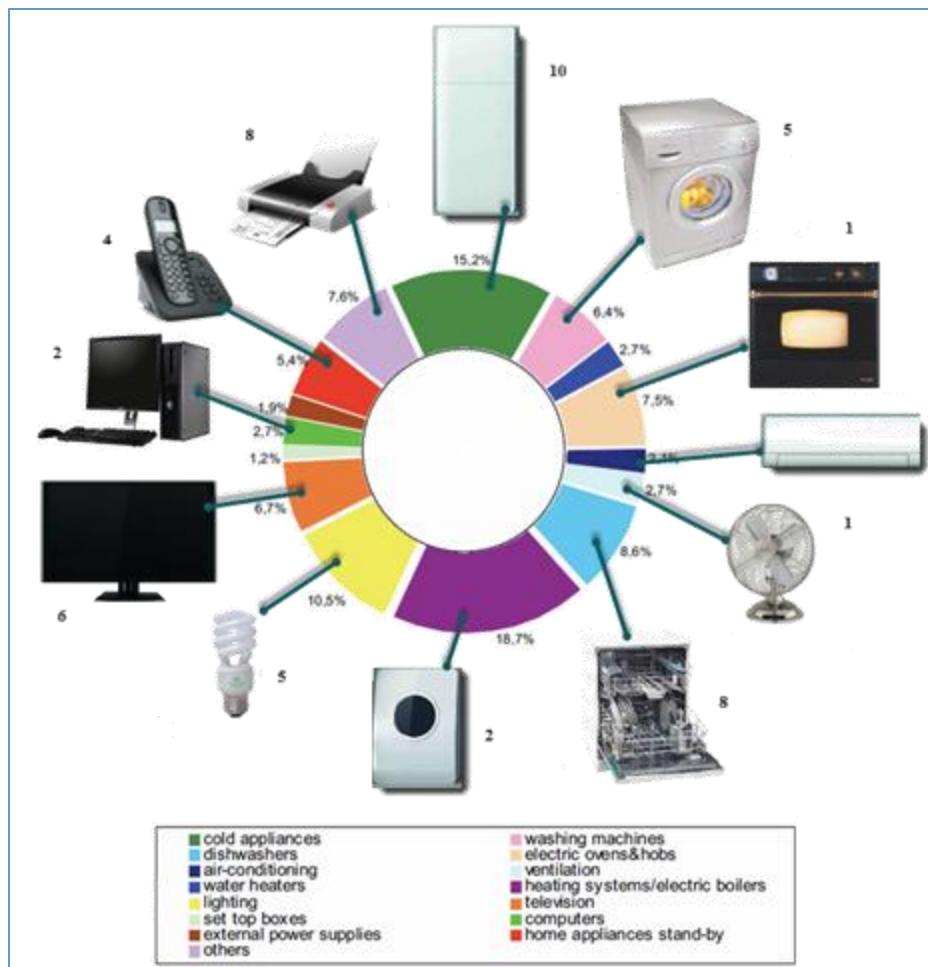


Fig. III-6 : Priorité des appareils dans un foyer.

### III.3.2- Coordination en cas de chute de tension

Nous avons étudié le comportement du réseau dans une situation de chute de tension. Une telle chute se produit si le réseau ne produit pas une quantité d'énergie permettant de supporter la consommation des appareils dans une zone ou un foyer. Dans le cas d'un réseau classique en situation d'insuffisance énergétique, certains appareils ne seront pas opérationnels. Dans le cas des réseaux intelligents, nous avons adopté une solution dans laquelle seuls les appareils les moins prioritaires ne devraient pas être opérationnels. Le compteur intelligent du foyer gère le comportement des appareils auquel il est relié et intervient dans une telle situation.

Pour cela, nous avons implémenté une procédure d'ordonnancement basée sur le niveau de priorité de ces appareils. Cette procédure envoie un message GET à tous les appareils qui ont une priorité moindre (Priorité 1) pour les mettre en état OFF. Ces appareils répondent par un message OK et se mettent à l'état OFF. Si le problème persiste encore (c'est-à-dire si la demande d'énergie demeure supérieure à l'offre), le compteur envoie un deuxième message GET aux appareils qui ont une priorité 2. Le même scénario se répète jusqu'à ce qu'il considère que la demande d'énergie par les appareils dans le foyer est inférieure aux offres. Cette procédure est représentée par la figure III.7.

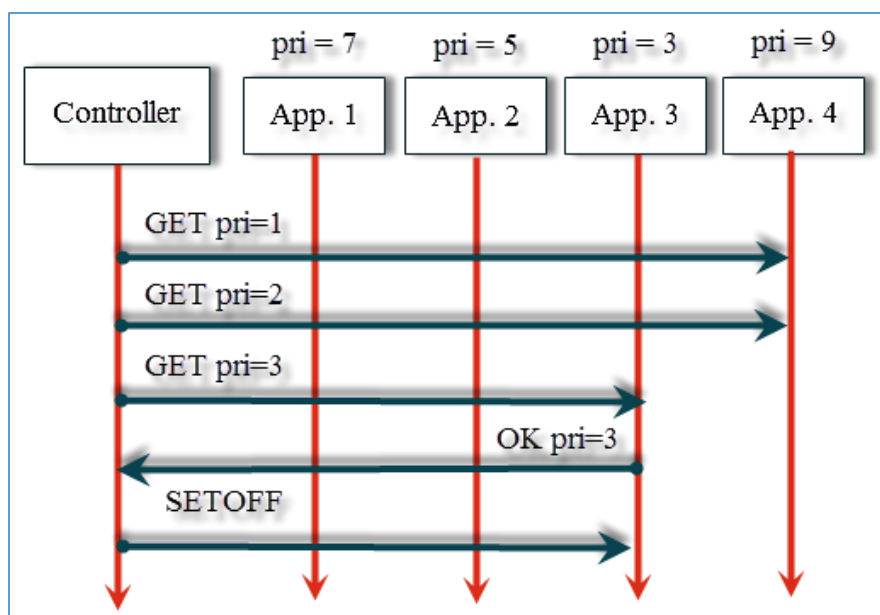


Fig. III-7 : Communication entre un compteur intelligent et les appareils électroménagers.

### III.3.3- Consommation en cas de chute de tension

Les deux figures (Figure III.8, Figure III.9) montrent la différence entre le comportement d'un réseau intelligent et celui d'un réseau classique en cas d'une chute de tension. Avec un réseau électrique intelligent, le seuil détermine la valeur d'énergie consommée durant une période  $L_t$  qui ne doit pas être dépassée.

Ce seuil est déterminé par le fournisseur. Cette valeur peut être également déterminée grâce à un contrat entre le foyer et le fournisseur. Habituellement, le fournisseur impose un seuil pour tous les foyers. Dans notre simulation, nous avons pris une valeur arbitraire de 23 000 W pour toute la zone de 1 500 foyers. D'après les résultats, le réseau intelligent a consommé une quantité d'énergie égale à 2 930 729,325 W/jour. Dans un réseau classique et dans les mêmes circonstances, la consommation est de 3 799 222 W/jour. Le réseau classique ne s'est donc pas adapté à cette chute. [7]

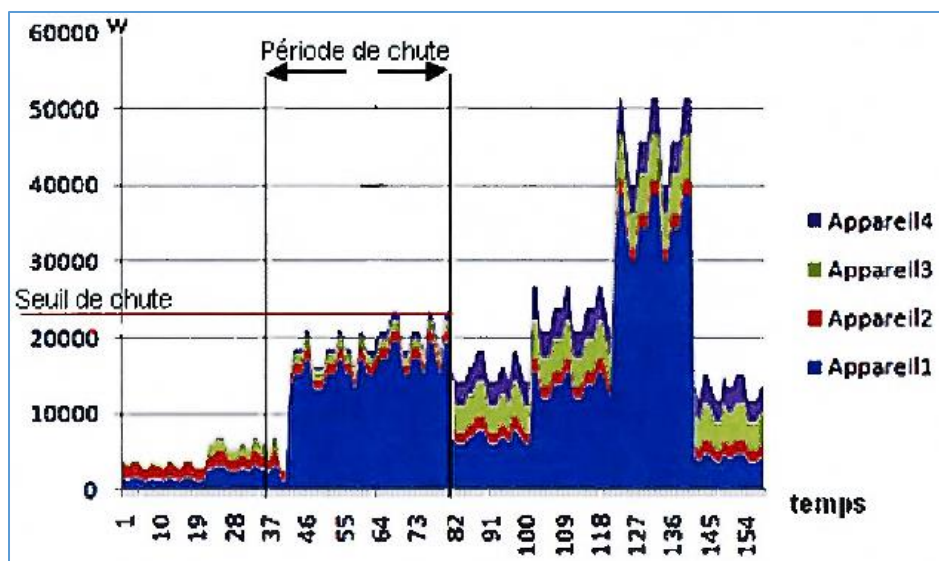


Fig. III-8 : La consommation des appareils; le cas d'un réseau intelligent.

La différence entre les deux consommations est de 868 493,175 W/j, ce qui montre que dans le cas d'un réseau intelligent, le système diminue sa consommation pour éviter une perturbation de fonctionnement au niveau des appareils, alors qu'un réseau classique conserve sa consommation avec les perturbations de fonctionnement que cela cause.

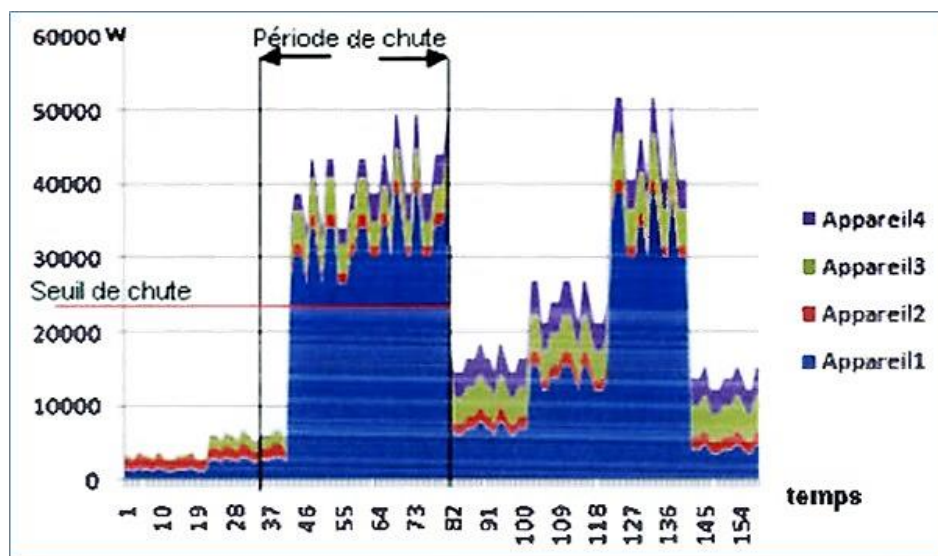


Fig. III-9 : La consommation des appareils ; le cas d'un réseau classique.

### III.3.4- Contrôle de consommation par foyer et par zone

Les données qui représentent la consommation au niveau d'un foyer sont sauvegardées en temps réel dans le compteur intelligent, dans une base de données XML. Ces données peuvent être consultées par un service de monitoring ou par le prioritaire du compteur intelligent.

Un service de commande peut consulter ces données à travers le *Web*. Cela permet à un client de consulter sa consommation énergétique ou même de piloter à distance ses appareils électroménagers. Les serveurs dans les foyers sont accessibles à travers les serveurs *Web* en utilisant des adresses IP fixes assignées par l'opérateur du réseau électrique intelligent.

Ces adresses sont supposées être connues par le Centre de monitoring. Le Service de commande de ce centre envoie une série de commandes formées de paires constituées du type d'opération désirée (consultation des données de consommations, maintenance à distance, etc.) et de l'adresse IP du compteur du foyer en question.

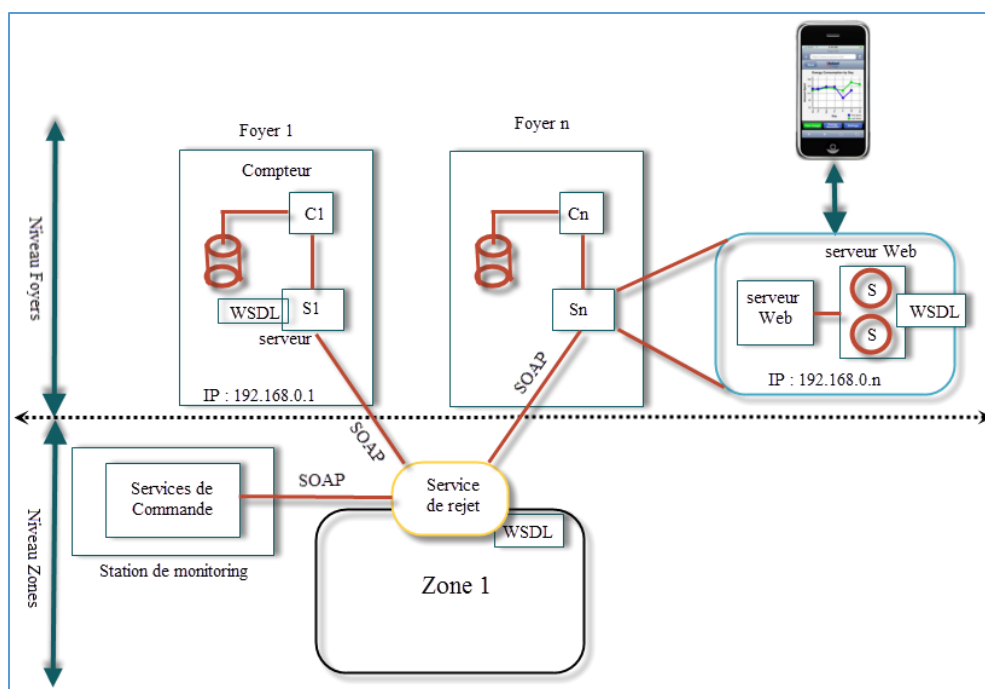


Fig. III-10 : La consommation des appareils : le cas d'un réseau classique.

Un serveur sur un foyer contient des fonctions permettant l'accès aux bases de données. Chaque service dans cette architecture fournit sa description WSDL qu'il rend publique pour les autres services afin que ceux-ci puissent y accéder en fournissant les données nécessaires à cet accès. Un module implémenté sur le serveur *Web* (notamment en PHP) accède aux services *Web* dans un foyer pour effectuer certaines tâches comme l'accès à la base XML des données du compteur local ou celles d'un compteur distant. Également, dans le centre de monitoring, le service de commande utilise les services *Web* publiés dans un Service de relais de la zone grâce à leurs descriptions WSDL. [7]

Ce relais peut faire appel aux services *Web* déclarés dans les serveurs attachés aux compteurs. Ces derniers publient également leurs services sous forme de fichiers WSDL. Dans le serveur d'un compteur intelligent (c'est-à-dire dans un foyer), il existe plusieurs fonctions publiées sous forme de services telles que :

- *GetConsommationValueRealTime* () qui lit la consommation énergétique en temps réel pendant un intervalle  $\Delta t$  pour un appareil d'identité *AppID* dans un foyer.
- *GetConsommationValue* () qui donne la consommation globale correspondant à la somme des consommations d'un foyer pendant un certaine durée.

Grâce au module *System.ServiceModel* de la bibliothèque *.NET*, les fonctions publiées- dans un fichier WSDL sont utilisées par le Service de commande pour obtenir des données afin qu'elles puissent être traitées et représentées sous forme de graphes en temps réel sur un poste client.

Le Service de commande peut ainsi lire la consommation globale du foyer en temps réel avec les détails de consommation pour chaque appareil et les afficher. Le Service de commande a sélectionné un foyer en particulier (désigné par son adresse) afin de demander la consommation de l'énergie globale avec la désignation de chaque appareil, chacun étant représenté par une couleur différente.

### III.3.5- Contrôle à distance par appareil mobile

Nous avons proposé une architecture qui permet de consulter la consommation d'un foyer et de commander les différents appareils qui s'y trouvent. Ces deux activités ont été implémentées en tant que service *Web*. Aux services qui existent déjà et que nous avons décrits, nous avons ajouté la tâche qui nous permet de commander un appareil à distance à l'aide d'un appareil mobile. Grâce à un mini- service installé dans le compteur intelligent et une interface réseau locale, on peut communiquer avec les appareils installés dans le foyer.



Fig. III-11 : Commande à distance des appareils dans un foyer.

Dans notre cas, nous avons utilisé une liaison filaire sur le port COM. Avec un simple accès par mobile à la page de consultation, on peut lire la consommation en temps réel de chaque appareil dans le foyer simulé ainsi que la consommation globale en temps réel (Figure III.12).



Fig. III-12 : La consommation d'énergie en temps réel dans un foyer.

Le propriétaire du logement peut aussi commander ces appareils intelligents à distance, par exemple pour ajuster la température du foyer, éteindre un appareil, etc. (Figure III. 13).

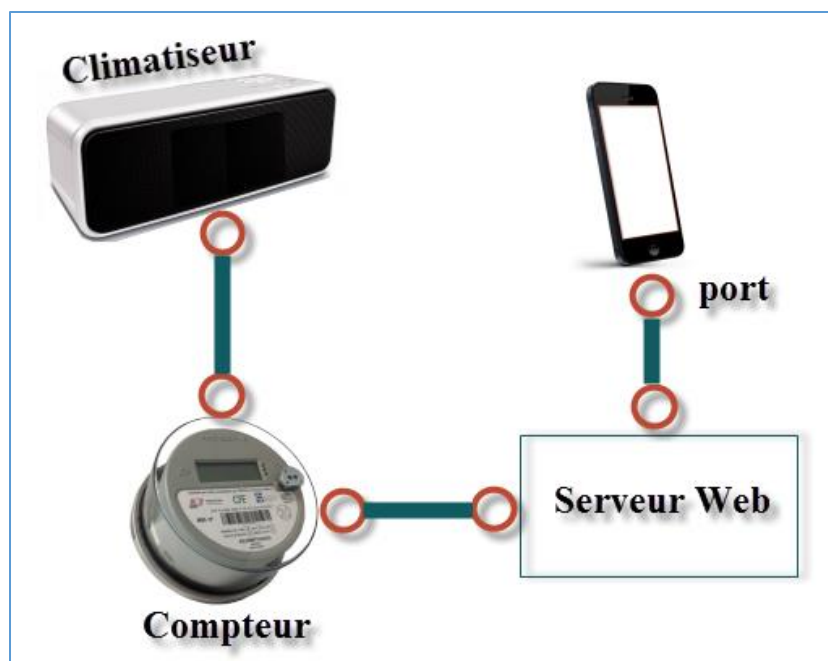


Fig. III-13 : La consommation entre le mini-serveur et l'appareil.

Pour relier ce système au monde externe (par exemple, un mobile), on connecte le serveur *Web* dans le foyer. Puisque ce serveur possède une adresse IP fixe, l'accès aux fonctions de commande et de consultation sera possible. Un usager mobile accède à ce site par un code usager et un mot de passe.

Chaque appareil dans le foyer est représenté par une application console en C# qui utilise aussi cette technologie pour partager ses données avec l'application serveur. La configuration de chaque appareil prend en considération les données contenues dans le fichier XML de description des appareils comme l'état Power ON ou OFF, le taux d'utilisation de cet appareil durant chaque période de la journée et les périodes des chutes de tension.

### III.4 - Un logiciel d'énergie intelligente

Réguler notre consommation d'énergie en fonction de nos besoins réels c'est l'idée d'un scientifique anglais, qui propose un logiciel pour faire des économies et nous aider à adopter des gestes écoresponsables. Un logiciel d'énergie intelligente, est un outil qui pourrait permettre d'aider à réduire notre consommation d'énergie, Des logiciels de ce type pourraient grandement faciliter une gestion plus intelligente de nos ressources énergétiques. Mais ils ne pourraient être véritablement efficaces que si le gouvernement mettait en place un smart grid national, un réseau qui apporterait à la fois l'électricité et une communication à double sens : entre les installations domestiques et le serveur central, pour analyser les consommations, puis entre le serveur central et le propriétaire pour ajuster son installation en fonction des résultats. Le principe est simple : les stations de travail ou les installations domestiques sont connectées à une base de données centrale qui recueille et renvoie leurs consommations d'énergie. [8]

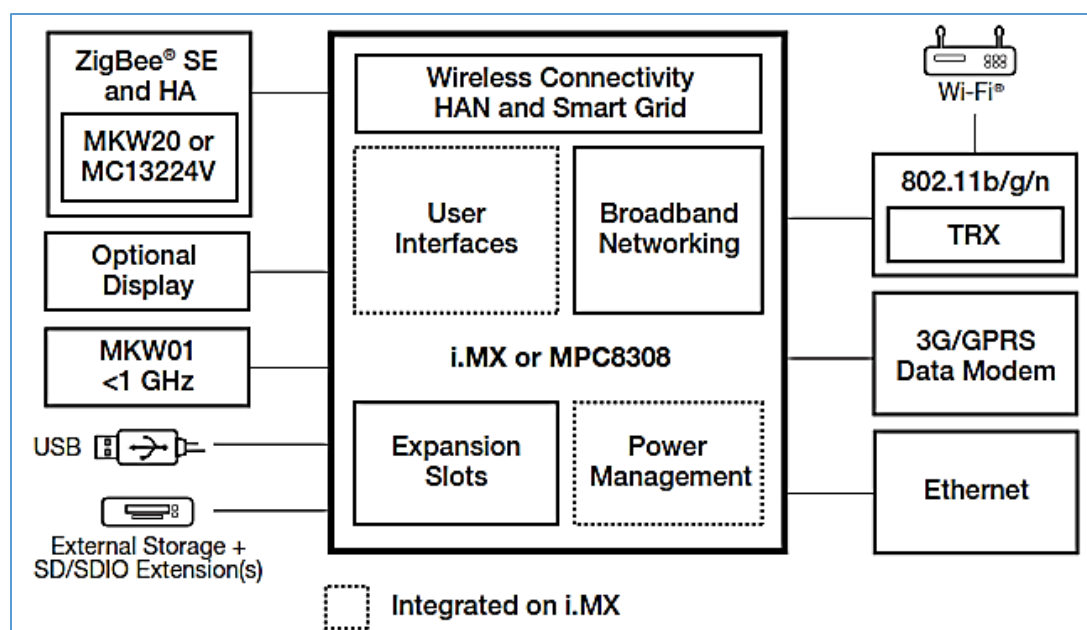


Fig. III-14 : Diagramme d'un système de gestion d'énergie des smart homes.[9]

L'idée est d'analyser l'utilisation d'énergie de chaque appareil et de proposer des moyens pour les utiliser de manière plus efficace, plus économique et plus écologique. Voire tout simplement, de les remplacer par d'autres moins coûteux.

L'expression smart grid est souvent associée au concept de compteur intelligent 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.

### III.4.1 - Logiciel réseau électrique intelligent

OpenPDC aura une large gamme d'utilisations en dehors de synchrophaseurs où les streaming en temps réel des données mesurées doivent être traitées et archivées, par exemple: la consommation d'énergie des consommateurs (réseau intelligent), la mesure sismique, la localisation à grande vitesse, contrôle de la température en mutation rapide, les applications de surveillance, le réseau le traitement du trafic, etc. (utilisé dans certains états, et prestataires, ...).

Open source - fait par des entreprises [?]:

- Open Source Home Area Network (OSHAN).
- Grid Router, de SmartSynch utilise linux.
- EnergyWise (CISCO) un SDK pour l'énergie des bâtiments.
- Akuacom (Honeywell) open source based building control.

En effet, le coût de l'appareil se situerait entre 120 euros et 240 euros par compteur, contre 80 euros en Italie, où il est entièrement financé par le fournisseur d'énergie *Enel*. Ces nouveaux compteurs offrent, pour le gestionnaire du réseau d'électricité, d'immenses avantages : notamment en terme de gestion du réseau et de réduction des coûts, Puisque la gestion des compteurs se fait à distance, permettant d'éviter à des milliers de releveurs de se déplacer. Nous n'aborderons pas ici ces aspects, mais seulement l'aspect environnemental. En termes de maîtrise de l'énergie (MDE) et de réductions des émissions de CO<sub>2</sub>.

### III.4.2 - 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... La liste est longue et ne s'arrête pas aux frontières des applications énergétiques, élargissant le champ concurrentiel à de nombreux secteurs d'activités en dehors de l'énergie.



L'évolution numérique du réseau électrique domestique, idéalement couplé avec les systèmes de comptage intelligent. Des dispositifs permettent le pilotage énergétique des usages domestiques en les optimisant en fonction des intérêts préalablement définis du client et de la communauté. Automatismes, optimisation transparente des consommations et des sources d'approvisionnement sont des pistes de services valorisables auprès des consommateurs. De son côté, l'accès à l'effacement diffus apparaît actuellement comme la principale piste de financement de ces infrastructures pour les Utilities.

**La maison du futur a ainsi de nombreuses fonctionnalités :**

- ✓ Gestion de la consommation et aide à la réduction de la consommation d'énergie ;
- ✓ Amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments ;
- ✓ Aide à la surveillance et sécurité dans le bâtiment ;
- ✓ Amélioration du confort dans la maison chauffage, climatisation, ventilation, éclairage.

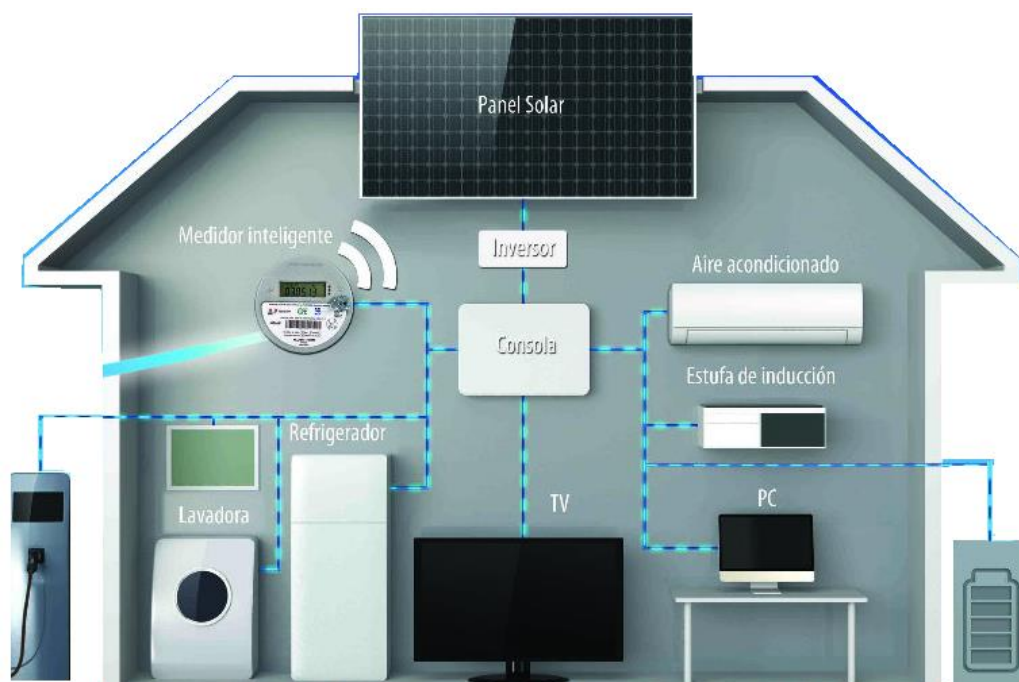


Fig. III-15 : Les différents appareils d'une maison intelligente.

### III.4.3 - De la maison communicante au bâtiment intelligent

Le terme de bâtiment intelligent recouvre à la fois la notion de maison communicante individuelle (Smart home) et de bâtiment à énergie positive (Smart building). Il s'agit de mettre de l'intelligence sur le réseau électrique des bâtiments (immeuble d'habitations ou de bureaux) pour faciliter et améliorer la gestion de l'énergie et des appareils sur le réseau. L'application des NTIC à un bâtiment tertiaire a pour nom la gestion technique des bâtiments. [10]

La GTB est un système informatique généralement installé dans de grands bâtiments ou dans des installations industrielles afin de superviser l'ensemble des systèmes qui y sont installés (alimentations, éclairage, climatisation, ventilation et chauffage, contrôle d'accès, vidéosurveillance, etc.). L'objectif est d'avoir une vue globale du bâtiment et de savoir ce qu'il s'y passe concernant notamment les états (fonctionnement d'un équipement, position, retour de commande,...), mesures (température, temps de fonctionnement, nombre de pannes,...) et les alarmes (panne, arrêt anormal, mesure dépassant un seuil,...). Un système GTB est constitué de plusieurs automates concentrateurs recueillant les informations des équipements ou des capteurs dans le bâtiment, d'un réseau reliant les concentrateurs au poste de gestion et d'un poste informatique de gestion équipé d'un logiciel de supervision (*Supervisory Control and Data Acquisition – SCADA*).

Lorsque ces nouvelles technologies sont appliquées à une maison, on parle de *domotique*. En effet, la domotique est l'ensemble des techniques et technologies (bâtiment, informatique et télécommunications) permettant l'automatisation et l'amélioration des tâches au sein d'une maison, d'un appartement ou d'un ensemble de bureaux. Apparue dans les années 1980, elle vise à apporter des solutions de confort, de gestion et de maîtrise de l'énergie, de sécurité et de communication. Lorsqu'elles sont appliquées à un immeuble, on parle *d'immo*tique. Il s'agit donc de gérer intelligemment toutes les fonctions électriques de la maison, du chauffage à l'éclairage, en passant par les équipements électroménagers et les systèmes de surveillance. Programmation, communication et intégration sont les maîtres mots de cette gestion intelligente, grâce à l'introduction de l'informatique et des nouvelles technologies. [10]

### III.4.4- La mise en place de compteurs intelligents

Les traditionnels compteurs d'électricité électromécaniques, les encombrants compteurs de gaz, les symboles des réseaux depuis les années 1950, sont en voie de disparition. Ils laissent progressivement place à de nouvelles générations de compteurs intelligents, en Europe et dans le monde. Les capacités de communications bidirectionnelles permettent de dématérialiser remontée d'informations et interventions sur le compteur. Au cœur de cette révolution, la première brique du Smart Grid : un réseau de communication reliant les utilities et leurs clients. Les investissements sont à la hauteur de l'ampleur des travaux : les premiers déploiements en Europe démontrent que les business modèles s'équilibrent tout juste en prenant en compte les coûts de gestion évités sur les réseaux, posant un véritable défi aux régulateurs pour optimiser les intérêts économiques des différents opérateurs de la chaîne de valeur.

Chaque pays trouvera sa justification économique, selon sa situation et le besoin de modernisation de ses réseaux. Chine et États-Unis investissent massivement pour prendre le leadership industriel sur ces solutions et améliorer leurs efficacités énergétiques. La mise en place de tels réseaux ouvre en effet la porte à de nombreuses applications, pour le distributeur, premier concerné, et bien au-delà : maîtrise des actifs, richesse marketing, interface et offre de services clients, analyse des usages, demand response, intégration des ENR, interaction avec le domicile...

### III.4.5 - Production et Transport d'énergie HT

De nouvelles avancées sont rendues possibles grâce par exemple au déploiement de réseaux de transmission dits « intelligents » tels que WAMS - PMU (Wide Area Measurement Systems et Phase Measurement Unities ) associés à des mesures GPS. Ceci permet la transmission en temps réel de grandes quantités d'information à de grandes distances avec une forte précision de l'instant de la mesure. Cette précision permet une prise en compte convenable des retards et une bonne synchronisation des informations reçues. Ainsi les algorithmes de commande et d'identification des systèmes électriques peuvent maintenant utiliser ces informations distantes.

La transmission d'information en temps réel permet également de prendre en compte les aspects économiques dans les réglages du réseau par de processus d'optimisation. Par exemple, compte tenu de la différence de prix de production par les diverses sources (éolienne, nucléaire, hydro...) il est possible d'optimiser les bénéfices économiques au lieu de la quantité d'énergie produite. Ces procédures permettront donc de **proposer** à terme, un changement en temps réel des réglages du réseau, qui remplacera l'utilisation de systèmes semi-statiques. Cela amène à la conception de schémas de prise de décision informatique simultanément (ou à l'aide) d'opérateurs humains. [11]

### III.5 - Contrôle du réseau

Pour contrôler en permanence les différents paramètres du réseau en termes de capacité, de production, de charge du réseau et les besoins des utilisateurs, un certain nombre de mesures doivent être réalisées tout au long de la chaîne afin de déterminer la configuration optimale de l'ensemble du réseau et son potentiel. [12]

**Deux démarches existent, éventuellement complémentaires :**

1. Un traitement centralisé de toutes ces mesures (au niveau d'une région, d'un pays), ce qui implique des moyens de communication et de traitement importants, qui ne peuvent être réalisés sans des moyens de communication et de traitement temps réel importants.

Cette solution correspondrait à un système centralisé basé sur un réseau rayonnant à partir de grandes centrales électriques, sécurisé par des interconnexions.

2. Une part croissante d'autocontrôle par le smart grid, dans le cadre d'un réseau devenu intelligent et communiquant à haut débit [13], où l'autoproduction, l'autoconsommation et la production locale consommée latéralement prendraient de l'importance. Cette solution répond mieux aux besoins d'un réseau décentralisé, tel celui promu par Jeremy Rifkin avec un « Internet de l'énergie », base d'une « troisième révolution industrielle ».

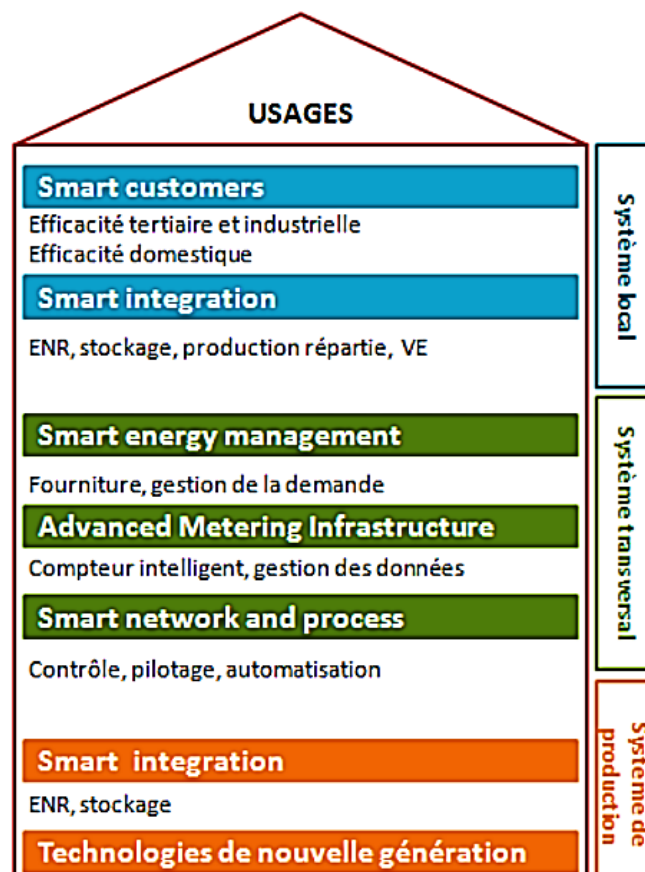


Fig. III-16 : Principales Fonctionnalités des smart grids.

### III. 5.1 - Définition d'un plogg

Dans un réseau domotique, un *plogg* est un petit appareil électronique pouvant être inséré entre une prise électrique (murale ou autre) et le cordon d'alimentation d'un appareil électrique. Ce plogg peut éventuellement contrôler l'appareil (marche/arrêt ou régulateur).

Les ploggs enregistrent la consommation électrique des appareils situés en aval du fil, pour la transmettre (généralement par un signal radio de pilotage d'interfaces (ex : middleware Hydra<sup>1</sup>) à un ordinateur sur lequel un logiciel adapté (ex : « Plogg manager » [14]) peut alors présenter des états ou des statistiques de consommations électriques réelles, pour chaque appareil d'une maison, d'un bureau, d'un bateau, etc...

### III.5.2- Détermination de la structure de pilotage énergétique du quartier

Le pilotage de l'éco-quartier apparaît comme un point clé de l'émergence des Smart Grids dans les centres urbains. Sa définition précise permet de mettre en évidence la nécessité de se doter d'acteurs et d'outils de pilotage nouveaux. Dans ce domaine, les solutions évoluent très rapidement et notre souci a été d'ouvrir les spécifications sur les solutions d'avenir tout en garantissant une faisabilité à l'horizon du projet.

### III.5.3- Cartographie des technologies smart grids

Le déploiement d'une architecture smart grids repose donc sur la combinaison de plusieurs couches infrastructures et logicielles permettant de communiquer, mesurer, contrôler et piloter. Sur cette base, il est possible d'imaginer la création de nombreux services en aval et en amont du compteur. Les équipements à mettre en œuvre diffèrent selon que l'on se trouve à tel ou tel niveau de l'architecture énergétique. Un certain nombre de fonctions ou composants existent depuis de nombreuses années. Ils ont par conséquent été déployés dans les réseaux modernes comme en France depuis bien avant qu'il soit question de smart grids. Ils intègrent le champ des réseaux intelligents. Le schéma ci-dessous met en avant les grandes catégories de composants et de systèmes que l'on peut retrouver dans une architecture smart grids [3]:

#### 1) L'infrastructure de communication :

- ❖ LAN : Local Area Network.
- ❖ WAN : Wide Area Network.
- ❖ FAN : Field Area Network.
- ❖ AMI : Advanced Metering Infrastructure.
- ❖ CPE : Customer Premise Equipment.
- ❖ HAN : Home Area Network.

#### 2) L'infrastructure énergétique :

- ❖ Super-Conducteurs
- ❖ FACTS : Flexible AC Transmissions Systems.
- ❖ HVDC : High Voltage Direct Current.

#### 3) Les outils de mesure :

- ❖ PMU : Phasor Measurement Unit.
- ❖ Capteurs.
- ❖ Compteurs intelligents.

#### 4) Les systèmes de contrôle et de détection :

- ❖ SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition.

- ❖ **MDMS** : Meter Data Management System.
- ❖ **WASA/WAMS**: Wide-Area Situational Awareness /Wide Area Measurement System.
- ❖ **WAAPCA** : Wide-area adaptive protection, control and automation.

**5) Les systèmes de pilotage :**

- ❖ **EMS** : Energy Management System.
- ❖ **GIS** : Geographic Information System.
- ❖ **DMS** : Distribution Management System.
- ❖ **OMS** : Outage Management System.
- ❖ **WMS** : Workload Management System.
- ❖ **DA** : Distribution Automation.
- ❖ **CEMS** : Consumer Energy Management Systems.
- ❖ **CIS** : Customer Information System.

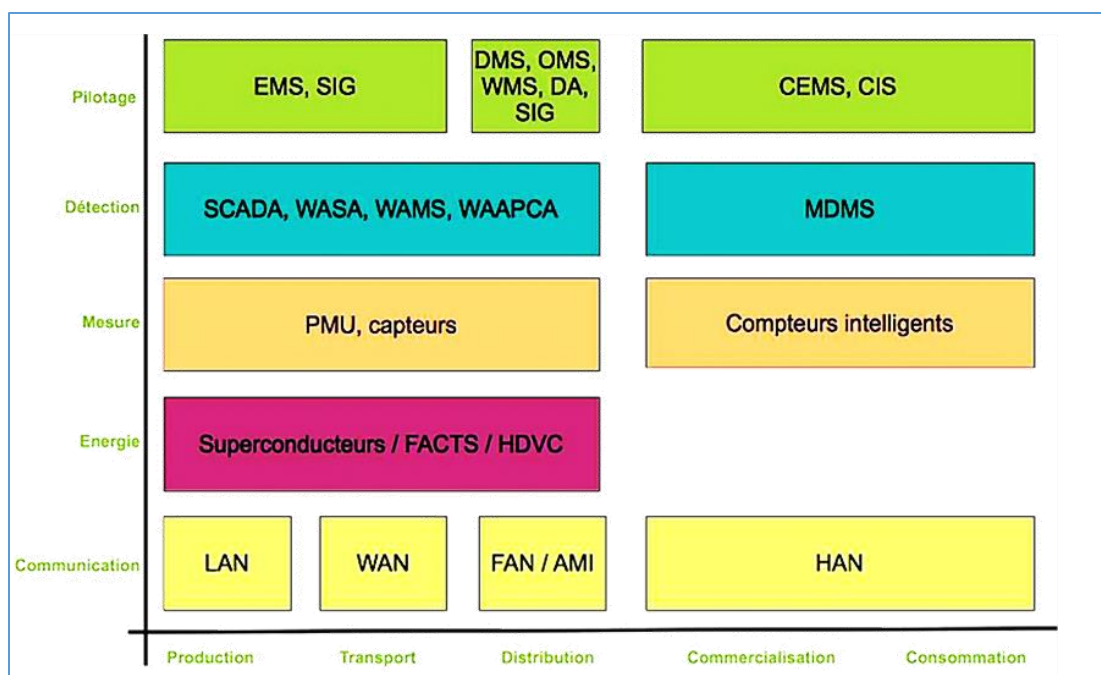


Fig. III-17 : Systèmes et équipements Smart Grids.

### III.6-Utilisation des TIC pour la gestion du réseau électrique

Pour rendre le réseau électrique plus intelligent, il sera nécessaire d'innover en ce qui concerne l'emploi des technologies de communication existantes dans le fonctionnement de l'infrastructure électrique qui, à ce jour, repose sur une hiérarchie fondée sur l'offre. Jusqu'à présent, les infrastructures de communication ont joué un rôle avant tout dans la partie supérieure de la hiérarchie du réseau électrique, au niveau des centrales de production ou des sous-stations, par exemple, et leur utilisation fait appel à des réseaux ad hoc, tels que les faisceaux hertziens.

Les réseaux de demain, en revanche, devront intégrer un très grand nombre de compteurs intelligents et de capteurs au niveau du segment de distribution, les sites et les habitations fonctionnant avec des ressources énergétiques distribuées (DER) afin de prendre en charge l'ajustement à la demande, la production distribuée et les applications économes en énergie. Cela générera la production croissante de grandes quantités d'informations qui seront prises en compte dans la gestion du réseau. [15]

La diversité des applications et des fournisseurs d'électricité au sein de la structure distribuée d'un réseau électrique intelligent requiert la mise en place d'une architecture axée sur les services. De nouvelles normes seront nécessaires pour les technologies de transmission, la domotique et la mobilité électrique. Selon Malcolm Johnson, Directeur du Bureau de la normalisation des télécommunications de l'UIT, « on sait que les appareils utilisés dans les habitations et d'autres bâtiments sont une source de gaspillage, en raison soit de la manière dont ils sont utilisés, soit de normes d'efficacité insuffisantes, qu'il convient encore d'améliorer. L'utilisation des réseaux domestiques et des TIC pour gérer l'énergie conduira à une augmentation de la consommation, même si les TIC permettent de réduire les dépenses.



**Fig. III-18 :** Utilisation des TIC pour la gestion du réseau électrique.

Les réseaux domestiques fonctionnent principalement à l'aide de la technologie Wi-Fi, mais celle-ci est relativement chère à mettre en œuvre et trop gourmande en électricité pour permettre le fonctionnement sur batterie d'applications peu coûteuses commandées à distance. Le Bluetooth est utilisé pour le fonctionnement de certains systèmes de télécommande et de certains périphériques d'ordinateur personnel haut de gamme, mais présente les mêmes inconvénients que le Wi-Fi : il est relativement cher et son autonomie est limitée.

Le Z-Wave est un protocole de communication hertzien propriétaire, conçu pour les applications commandées à distance dans un environnement résidentiel ou commercial. Il est intégré, dès leur conception ou ultérieurement, à des systèmes ou des dispositifs électroniques tels que l'éclairage, les contrôles d'accès, les systèmes de divertissement et les appareils ménagers. Par opposition à d'autres technologies de réseaux hertziens, comme le Bluetooth ou les LAN hertziens, Z-Wave et ZigBee (une technologie hertzienne à courte portée) se caractérisent par une consommation d'électricité et des débits de données relativement faibles.

Le réseau par courants porteurs en ligne s'est révélé une technologie de communication fiable pour la distribution large bande, à un niveau de qualité approprié aux techno-loisirs, de vidéos haute définition, de jeux, d'accès Internet et autres applications domestiques. Cependant, les fournisseurs doivent s'efforcer d'optimiser les performances énergétiques du réseau, dont la consommation demeure particulièrement élevée. [15]

Avec un débit et une largeur de bande plus faibles, cette technologie au demeurant fiable permettrait aux réseaux domestiques de communiquer avec des compteurs électriques intelligents, ce qui donnerait aux consommateurs la possibilité de contrôler et de gérer leur consommation d'électricité. D'autres technologies d'interface pourraient être mises en œuvre pour permettre une communication optimale entre le compteur et l'utilisateur.



Fig. III-19 : Interface d'un appareil de gestion d'énergie QNX. [9]

Les Recommandations UIT-T G.9955 et G.9956 ont pour objet de pouvoir assurer des communications en intérieur ou en extérieur sur des lignes BT ou sur des lignes MT, Passant par des transformateurs basse tension-moyenne tension ou par des transformateurs moyenne tension-basse tension, aussi bien en zone urbaine qu'en zone rurale sur de longues distances. Cette Recommandation traite des applications de comptage via le réseau électrique, d'une infrastructure de comptage évoluée et d'autres applications de réseau électrique intelligent comme le rechargement des véhicules électriques, la domotique et des scénarios de communication dans les réseaux domestiques.



Ces normes prennent en compte la compatibilité électromagnétique et les techniques d'atténuation, définies en collaboration avec le Secteur des radiocommunications de l'UIT (UIT-R). Elles permettent d'assurer un haut niveau de compatibilité avec les services de radiocommunication et de protéger ces services des émissions provenant des systèmes de communication à courants porteurs en ligne. En outre, la Commission d'études de l'UIT-T élabore actuellement une recommandation ayant pour objet de fournir une méthodologie d'évaluation des effets des projets TIC sur le plan environnemental.

Cette Recommandation fournira des spécifications concernant les principes, les prescriptions et les méthodes applicables pour quantifier, surveiller et relever les réductions des émissions de gaz à effet de serre, les économies de consommation d'énergie et les progrès en matière d'efficacité énergétique, que des projets TIC tels que les réseaux électriques intelligents auront permis d'effectuer.

Concernant les sous-stations à moyenne et basse tension, les connexions hertziennes existantes ne seront pas suffisantes pour faire face au renforcement des exigences en matière de qualité de service et à l'augmentation de la charge de trafic dus à la mise en place de systèmes de mesure ainsi qu'à la commande et à la surveillance du flux d'informations parcourant l'infrastructure de gestion distribuée du réseau intelligent.

Il conviendra de moderniser les sous-stations en les faisant passer au 3G (IMT-2000) et, à terme, au 4G (IMT évoluées) ou aux technologies filaires. Il est nécessaire de disposer de normes qui énoncent des lignes directrices en matière de conception et des prescriptions sur les économies d'énergie pour les dispositifs et les installations TIC de prochaine génération. L'UIT-T devrait se charger de cette tâche, dans le cadre de son Activité conjointe de coordination sur les réseaux électriques intelligents et les réseaux domestiques et de la Commission d'études 5 (Environnement et changement climatique), en coopération avec les principaux organismes de normalisation dans les secteurs des TIC et de l'électricité. [15]

### III.6.1 - Une vulnérabilité accrue

La superposition de l'infrastructure de réseau électrique et des systèmes de TI modernes augmente considérablement les vulnérabilités et les points d'accès que les criminels et les terroristes peuvent utiliser pour attaquer le système électrique [16]. La cyber-sécurité devrait représenter un marché de 21\$ milliards entre 2010 et 2015 avec un revenu annuel de 3.7 milliards \$ en 2015. Les investissements relatifs à la sécurité devraient correspondre à 15% de l'investissement total dans le Smart Grid.[17]

### III.6.2- Le système SCADA, Exemple des vers STUXNET

C'est le premier ver découvert qui espionne et reprogramme des systèmes industriels, ce qui comporte un risque élevé. Il a été écrit spécifiquement pour attaquer les systèmes SCADA qui sont utilisés pour le contrôle commande. Un porte-parole de Siemens a indiqué que le ver avait été trouvé sur 15 systèmes dont 5 sont situés en Allemagne dans des usines abritant des systèmes de contrôle de processus industriels.[18]

### III.6.3- Les classes de vulnérabilité selon le NIST

50 classes de vulnérabilité ont été identifiées par le NIST [19] :

- Inadequate Security Training and Awareness Program.
- Insufficient Identity Validation, Background Checks.
- Authentication Vulnerability (CWE-287).
- Cryptographic Vulnerability (CWE-310).
- Code Quality Vulnerability (CWE-398).
- Inadequate Network Segregation.
- Insufficiently Trained Personnel.
- Inadequate Integrity Checking.
- Inadequate Security Policy....

### III.6.4- Protection des données personnelles

La commission (européenne) prévoit des dispositions juridiques et réglementaires afin de veiller à ce que la vie privée des consommateurs soit respectée. Elle va vérifier les législations nationales qui pourraient s'appliquer pour tenir compte des spécificités des réseaux intelligents en matière de protection des données. Les organismes européens de normalisation devront adopter une approche dite « privacy by design » pour élaborer les normes techniques des réseaux intelligents [20].

La CNIL a élaboré le 14 octobre 2010 des recommandations spécifiques permettant de limiter les atteintes à la vie privée et aux libertés de ces réseaux suite à la mise en place d'un groupe de travail avec la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).[21]

### III.6.5- L'ère des super-réseaux

Ce concept innovant désigne des réseaux électriques à très grande échelle, utilisant du courant continu à haute tension (HVDC). Pour le transport de fortes puissances sur de longues distances via des liaisons souterraines (câbles), Le courant continu est plus approprié que le courant alternatif qui, lui, entraîne des chutes de tension trop importantes.[22]

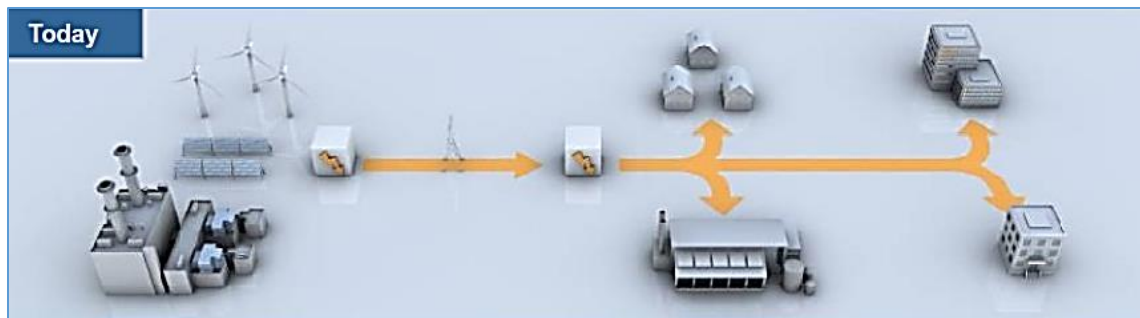


Fig. III-20 : Le transport d'énergie sur de longues distances.

### III.7 - Conclusion

D'un point de vue technologique, le pilotage énergétique nécessite :

- Un compteur communicant (smart meter) chez l'utilisateur final qui remplacera le compteur traditionnel,
- Une infrastructure de communication reliant le consommateur au producteur, plus ou moins dense suivant le mode de communication utilisé (Satellite, CPL, Wi-Fi, Radio),
- Des serveurs informatiques et de logiciels de back-office permettant au producteur de stocker et d'analyser l'immense quantité d'information générée par le Smart Grid,
- Un logiciel de suivi et de gestion de la consommation client.

### Référence :

- [1] Charte Smart Grid Côte d'Azur: Solutions pour l'Aménagement d'un Eco quartier Innovant CCI Nice Côte d'Azur – Tous droits réservés \ Consultant : Mach & Team.” .
- [2] Xi Fang, Satyajayant Misra, Guoliang Xue and Dejun Yang, “Smart Grid – The New and Improved Power Grid: A Survey”, IEEE, 2012. .
- [3] La chaîne de valeur du marché des smart grids, Rapport V52 - © ITEMS International.”
- [4] Michael Rathmair, Jan Haase « Simulator for Smart Load Management in Home Appliances » SIMUL 2012: The Fourth International Conference on Advances in System Simulation, Vienna University of Technology, Institute of Computer Technology 1040 Vienna, Gusshausstrasse 27-29/ 384, Austria.
- [5] G.W.Hart, « Nonintrusive Appliance Load Monitoring, » SICE Annual Conference 2008. Proceedings of the IEEE 1992, pp.1870-1891,2008.
- [6] S.S. Kuruppu, Student Me « Smart Meter Based Non-Intrusive Appliance Detection Algorithm for Local Real Time Feedback Purposes » IEEE, and N.Athula. Kulatunga, Member IEEE, IEEE PES ISGT ASIA 2012 1569525817.

- [7] “B. Baghdad, ‘La Communication Sans Fil Dans Un Réseau Électrique Intelligent (Smart Grid) - Méthodologie De Développement’, UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL, AVRIL 2013.”
- [8] RSLN Un logiciel pour rendre notre consommation d’énergie intelligente et responsable .html.
- [9] “Smart Energy, Energy Efficient. Connected. Secure”, freescale, freescale.com/smartenergy.
- [10] Le bâtiment intelligent De la maison communicante au bâtiment intelligent.html. .
- [11] Gilney Damm et Mariana Netto, “Proposition de création du GT – SEI”, Groupe de Travail sur les Systèmes Électriques Intelligents - SmartGrids (Production, Transport, Distribution), Avril 2010.
- [12] “Smart grid: l’informatique au service du réseau d’électricité, sur le site actu-environnement.com.”
- [13] “Nexans, communiqué décembre 2012 Power Line Communication make a Smarter Grid, Highlight of G3-PLC conference is a practical demonstration of Nexans’ innovative PLC solutions for Smarter Grid applications, Nexans technical conference demonstrates the key role of Power Line Communication (PLC) technology in Smarter Grids (56.2kb) et PLC for Smarter Grid (244.1kb).”
- [14] “[http://fr.wikipedia.org/wiki/Plogg#cite\\_note-2](http://fr.wikipedia.org/wiki/Plogg#cite_note-2).”
- [15] Réseaux Intelligents et TIC / google Scholar.
- [16] “[http://www.css.drdc-rddc.gc.ca/pstp/proj-prop/call-appel/security-securite/security-securite\\_02-fra.asp](http://www.css.drdc-rddc.gc.ca/pstp/proj-prop/call-appel/security-securite/security-securite_02-fra.asp).”
- [17] “<http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/64468.htm>.”
- [18] Julien Monereau, “SMART GRIDS Les réseaux électriques intelligents et la cyber sécurité”, ADEC 2011, Juin 2011.
- [19] “[http://www.ardi-rhonealpes.fr/web/guest/publications\\_electronique/detail/](http://www.ardi-rhonealpes.fr/web/guest/publications_electronique/detail/).”
- [20] “<http://preprod.europolitique.abccom.cyberscope.fr/politiques-sectorielles/reseaux-intelligents-la-commissionenvisage-des-mesures-reglementaires-artb301040-13.html>.”
- [21] “<http://www.cnil.fr/la-cnil/actu-cnil/article/article/des-recommandations-pour-la-mise-en-oeuvre-des-compteurselectriques-intelligents/>.”
- [22] “Les réseaux électriques”, Cahier spécial réalisé avec le soutien de la direction scientifique de TOTAL, n° 462, MARS 2012.

## **Chapitre IV**

<b>IV.1- Introduction</b>	94
<b>IV.2- Configuration Typique d'un Système HVDC</b>	94
IV.2.1 - Principe de Fonctionnement	95
IV.2.2 - Notions de base de contrôle d'un système HVDC	96
IV.2.3 - Caractéristique courant-tension en régime permanent d'un HVDC	97
<b>IV.3- Structure hiérarchique d'un système de commande HVDC</b>	100
IV.3.1 - Consigne de courant du redresseur	100
IV.3.2 - Contrôle de courant du redresseur	101
IV.3.3 - Système de commande de l'onduleur	101
<b>IV.4- Étude et simulation d'un système de transport HVDC</b>	102
IV.4.1 - Système étudié	102
IV.4.1A- Modélisation de système HVDC de la CIGRE	103
IV.4.1B- Les paramètres de simulation	104
IV.4.2 - Commande d'un HVDC a 12-Impulsions	105
IV.4.3 - Une brève explication de certaines des fonctions de commande	106
IV.4.4 - Fonctions de Commande VDCOL	107
<b>IV.5- Résultats et Discussion</b>	108
IV.5.1 - Résultats	109
IV.5.2 - Discussion	110
<b>IV.6- Validation du système HVDC</b>	110
IV.6.1 - Les paramètres de simulation	111
IV.6.2 - Simulation du réseau sans HVDC	112
IV.6.3 - L'impact de l' HVDC sur le réseau	113
IV.6.4 - Les résultats de simulation avec HVDC	114
IV.6.5 - Contrôle de la puissance	116
<b>IV.7- Réponse de réseau face à des perturbations importantes</b>	122
IV.7.1 - Mode préventif	122
IV.7.2 - Amortissement des oscillations	124
<b>IV.8- Conclusion</b>	127

« ----- »

## Liste des Figures :

<b>Fig. IV-1</b> : Schéma équivalent du système HVDC.	96
<b>Fig. IV-2</b> : Caractéristiques de contrôle d'un système HVDC.	98
<b>Fig. IV-3</b> : (a) Caractéristique Vd-Id (b) Formation de Ir.	101
<b>Fig. IV-4</b> : Contrôle de courant du redresseur.	101
<b>Fig. IV-5</b> : Système de commande de l'onduleur.	102
<b>Fig. IV-6</b> : Modèle de Référence CIGRÉ.	103
<b>Fig. IV-7</b> : Modèle de Commande d'un Système HVDC avec Simulink.	103
<b>Fig. IV-8</b> : Schéma de principe d'un système HVDC.	105
<b>Fig. IV-9</b> : La caractéristique de fonctionnement de Redresseur-Onduleur.	106
<b>Fig. IV-10</b> : Tension AC dans le PCC pendant un défaut triphasé.	107
<b>Fig. IV-11</b> : Les caractéristiques de la fonction VDCOL [32].	108
<b>Fig. IV-12</b> : Tension et Courant DC, Angle et Mode coté Redresseur et Onduleur.	109
<b>Fig. IV-13</b> : Tensions et courants triphasé coté Onduleur et Redresseur.	110
<b>Fig. IV-14</b> : Topologie du réseau simulé avec Matlab-Simulink.	111
<b>Fig. IV-15</b> : Courants de la machine synchrone $I_{s\_abc}$ (pu).	112
<b>Fig. IV-16</b> : Puissance transmise sur la ligne HVAC.	112
<b>Fig. IV-17</b> : La puissance électrique générée par les machines synchrone.	112
<b>Fig. IV-18</b> : Angle de charge de la machine synchrone.	113
<b>Fig. IV-19</b> : Modèle de Système HVDC avec Simulink pour un couloir hybride AC/DC.	113
<b>Fig. IV-20</b> : La tension $V_{abc}$ et le courant $I_{abc}$ côté redresseur circulant dans l'HVDC.	114
<b>Fig. IV-21</b> : La tension $V_{abc}$ et le courant $I_{abc}$ côté onduleur circulant dans l'HVDC.	114
<b>Fig. IV-22</b> : Courants de la machine synchrone $I_{s\_abc}$ avec HVDC en (pu).	115
<b>Fig. IV-23</b> : Angle de charge de la machine synchrone avec HVDC.	115
<b>Fig. IV-24</b> : La puissance électrique générée par les machines synchrone avec HVDC.	115
<b>Fig. IV-25</b> : L'angle de retard alpha.	116
<b>Fig. IV-26</b> : L'angle d'avance beta.	116
<b>Fig. IV-27</b> : La tension continue dans la ligne DC coté redresseur.	116
<b>Fig. IV-28</b> : La tension continue dans la ligne DC coté onduleur.	117
<b>Fig. IV-29</b> : Le courant dans la ligne DC coté redresseur.	117
<b>Fig. IV-30</b> : Le courant dans la ligne DC coté onduleur.	117
<b>Fig. IV-31</b> : La puissance réactive totale cotée générateur en (pu).	118
<b>Fig. IV-32</b> : La puissance active totale cotée générateur en (pu).	118
<b>Fig. IV-33</b> : Les puissances actives dans le réseau pour $P_{dc} = 1000$ MW, imposé sur l'HVDC.	119
<b>Fig. IV-34</b> : Les puissances réactives dans le réseau pour $P_{dc} = 1000$ MW, imposé sur l'HVDC.	119

<b>Fig. IV-35</b> : Les puissances actives dans le réseau pour $P_{dc} = 500\text{MW}$ , imposé sur l'HVDC. _____	120
<b>Fig. IV-36</b> : Les puissances réactives dans le réseau pour $P_{dc} = 500\text{MW}$ , imposé sur l'HVDC. ____	120
<b>Fig. IV-37</b> : Tension DC, Courant DC et Alpha coté Redresseur pour $P_{dc} = 500\text{MW}$ . _____	121
<b>Fig. IV-38</b> : Tension DC, Courant DC et Béta coté Onduleur pour $P_{dc} = 500\text{MW}$ . _____	121
<b>Fig. IV-39</b> : Courants de la machine synchrone pendant un défaut triphasé. _____	122
<b>Fig. IV-40</b> : Angle de charge de la machine synchrone pendant un défaut triphasé (deg). _____	123
<b>Fig. IV-41</b> : Puissance active générée par les machines synchrone pendant un défaut triphasé. ____	123
<b>Fig. IV-42</b> : Puissance réactive générée par la machine synchrone pendant un défaut triphasé. ____	123
<b>Fig. IV-43</b> : Courants de la machine synchrone pendant un défaut triphasé, avec HVDC. _____	124
<b>Fig. IV-44</b> : Angle de charge de la génératrice pendant un défaut triphasé, avec HVDC. _____	124
<b>Fig. IV-45</b> : Les puissances actives dans le réseau pendant un défaut triphasé, avec HVDC. _____	125
<b>Fig. IV-46</b> : Les puissances réactives dans le réseau pendant un défaut triphasé, avec HVDC. ____	125
<b>Fig. IV-47</b> : La tension $V_{abc}$ et le courant $I_{abc}$ côté AC circulant dans l'HVDC. _____	125
<b>Fig. IV-48</b> : Tension DC, Courant DC et Alpha coté Redresseur pendant un défaut triphasé. ____	126
<b>Fig. IV-49</b> : Tension DC, Courant DC et Béta coté Onduleur pendant un défaut triphasé. _____	126

« ————— »



### IV.1 -Introduction

Il devient de plus en plus difficile d'obtenir des endroits de passage pour construire des nouvelles lignes de transport. Pour ces raisons, les compagnies d'électricité cherchent à augmenter la puissance que peuvent transportées les lignes existantes. Idéalement, on aimerait les charger jusqu'aux limites pour supporter la consommation. En exploitant les nouvelles possibilités offertes par l'électronique de puissance avancée il est maintenant possible de remédier ces problèmes. La transmission HVDC est utilisé dans les systèmes électriques pour la transmission de puissance de longues distances, connexion des réseaux non synchronisés et de transmission de long câble sous-marin [1],[2]. HVDC basé sur des convertisseurs à thyristors à commutation LCC a été utilisé depuis nombreuses années [3],[4]. Les convertisseurs représentent le " cœur " de la station, ils permettent de transformer une énergie alternative en énergie continu ou l'inverse, ils permettent l'échange de puissance et d'imposer le sens du transfert d'énergie [5],[6]. Ces organes ont toutefois quelques inconvénients, Nous pouvons les résumer par les points suivants :

- Les convertisseurs absorbent de la puissance réactive.
- La difficulté d'interrompe les courants.
- Le coût élevé des équipements.
- La complexité de commande.

Dans ce chapitre Nous avons présenté un modèle pour la simulation de système de commande de l'HVDC. Elle est basée sur la création de modèle de commande avec Simulink, Le référence CIGRE-HVDC a été utilisée pour démontrer une telle capacité. Cette partie est consacrée aussi à l'étude de la stabilité transitoire, l'évaluation du comportement du système électrique face à des perturbations importantes et sa commande par rapport à des perturbations dangereuses.

### IV.2-Configuration Typique d'un Système HVDC

Une configuration typique d'un système HVDC se compose de : condensateurs DC, filtres AC, réacteurs en phase, transformateurs, un câble DC et deux convertisseurs. Les convertisseurs engendrent des harmoniques sur les côtés alternatif et continu. En plus d'être une perte pour la transmission de puissance, ces harmoniques peuvent d'une part causer un échauffement des condensateurs et parfois des génératrices, et d'autre part interférer avec les systèmes de communication. Il est donc nécessaire d'incorporer des équipements de filtrage. Selon l'application, les deux convertisseurs sont connectés soit « back-to-back » ou par l'intermédiaire d'un câble DC. Chaque convertisseur est composé d'un pont triphasé à deux niveaux, à 6 impulsions ou un pont triphasé, trois niveaux, 12 impulsions.

Ces convertisseurs présentent l'avantage de pouvoir limiter les courants, lorsqu'il y a un défaut du côté continu, par le contrôle de leur phase. Ils ont été l'objet de nombreuses études du fait de l'augmentation des gammes de puissance [7]. Nous les rencontrons à présent sous la forme de convertisseurs fonctionnant en source de tension [8], Les deux topologies ont été utilisées dans des projets commandés.[9]

Dans un système de transmission de puissance back-to-back, le redresseur (convertisseur AC - DC) et l'onduleur (convertisseur DC - AC) sont d'une part localisés dans une même station, c'est-à-dire un même bâtiment, et d'autre part reliés par l'intermédiaire d'une inductance en série pour les convertisseurs CSC ou d'un condensateur en parallèle pour les convertisseurs VSC, la présence de convertisseurs VSC apporte de précieux avantages [11]. Cette catégorie de système « back-to-back » est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes AC asynchrones qui peuvent soit opérer à des fréquences nominales différentes, soit le faire sans être synchronisés [12]. Ces convertisseurs peuvent être les candidats idéaux pour les domaines d'application suivants [13] :

- La connexion de sources d'énergie renouvelables telles que les éoliennes.[14]
- L'acheminement d'électricité vers des îles.
- L'apport d'énergie à des grandes villes qui sont soumises à des contraintes environnementales et de sécurité. [15]

### IV.2.1 - Principe de Fonctionnement

Le principe de fonctionnement des systèmes HVDC peut être résumé de la manière suivante: La puissance alternative fournie par une ou plusieurs sources est dans un premier temps transformée en une puissance continue, Un convertisseur (redresseur) assure l'opération, La puissance continue transite ensuite par l'intermédiaire d'une ligne de transmission et finalement, un autre convertisseur (onduleur) transforme cette puissance continue en une puissance alternative délivrée à une ou plusieurs charges. Généralement, le redresseur et l'onduleur sont symétriques et réversibles c'est-à-dire qu'ils peuvent échanger leur rôle, ils sont majoritairement réalisés avec des thyristors, quelquefois avec des transistors IGBT Il y a deux types du convertisseur triphasés principaux existent : le convertisseur de source de courant CSC et le Convertisseur de source de tension VSC. Ces deux convertisseurs sont identiques, c'est leur angle d'amorçage  $\alpha$  qui déterminera lequel fonctionne en redresseur ( $\alpha < 90^\circ$ ) ou en onduleur ( $\alpha > 90^\circ$  ou  $\gamma < 90^\circ$ , avec  $\gamma$  l'angle de garde).

Le réglage du transit de puissance sur une liaison à courant DC repose sur la possibilité de régler les tensions de sorties moyennes du redresseur et de l'onduleur par simple action sur les angles d'amorçage de leurs valves. La liaison possède deux degrés de liberté (angles  $\alpha$  et  $\gamma$ ), on peut donc lui faire réguler deux grandeurs. L'utilisation optimale de la tension alternative est obtenue en faisant fonctionner le convertisseur avec de petits angles d'amorçage pour obtenir un facteur de puissance proche de l'unité.

En outre, il est bien reconnu qu'un approprié modèle HVDC est le facteur le plus important dans l'optimum et le fonctionnement sécurisé du système [16]. Différentes stratégies de commande auront un impact important sur le système, le rendement et la stabilité [17]. Livre [18] montre également que la modélisation de la stabilité de l'HVDC exige différents modèles pour diverses études, ainsi que pour différents systèmes. Aujourd'hui, certains des modèles détaillés de l'HVDC ont été mis avec les processus de modification et de simplification spécifiques à partir du système de commande effectif [19]–[22].

#### IV.2.2 - Notions de base de contrôle d'un système HVDC

Nous décrivons ci-dessous le principe de contrôle d'un système de transport d'énergie HVDC de configuration monopolaire. Le schéma de ce système et son circuit équivalent sont représentés sur la figure (IV.2). [23]–[26]

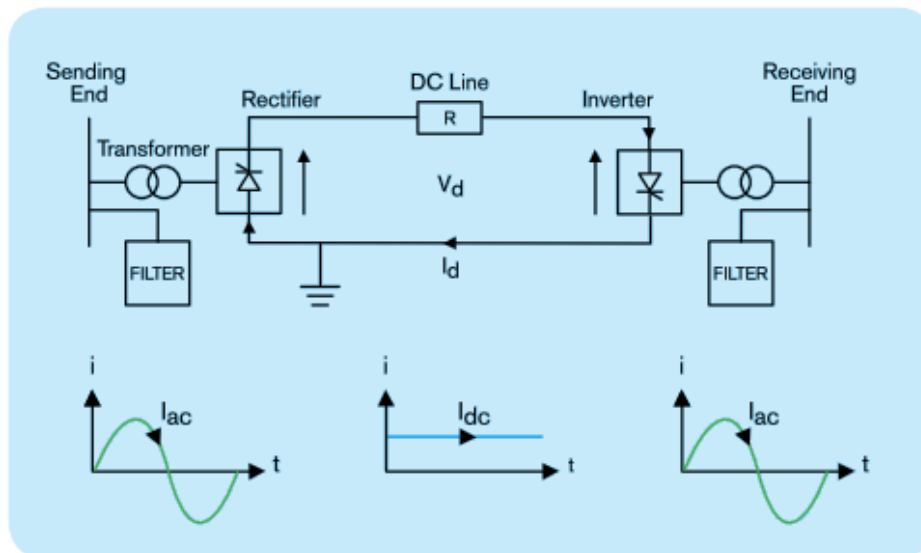


Fig. IV-1 : Schéma équivalent du système HVDC.

Les relations côté redresseur et côté onduleur entre le courant et la tension sont données respectivement par les expressions (IV.1) et (IV.2) ci-dessous :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{dr} = V_{dor} \cos \alpha - R_{cr} I_d \quad (IV.1) \\ V_{di} = V_{doi} \cos \gamma - R_{ci} I_d \quad (IV.2) \end{array} \right.$$

$$\text{Avec : } R_{cr} = \frac{3X_{cr}}{\pi} \quad \text{Et} \quad R_{ci} = \frac{3X_{ci}}{\pi}$$

$X_{cr}$  et  $X_{ci}$  sont les réactances de commutation du redresseur et de l'onduleur respectivement.  $R$  est la résistance de la ligne CC.  $V_{dr}$  et  $V_{di}$  sont les tensions continues du redresseur et de l'onduleur. Le courant  $I_d$  dans la ligne CC est donné par l'expression (IV.3) :

$$I_d = \frac{V_{dr} - V_{di}}{R} \quad (\text{IV.3})$$

Les équations (IV.1), (IV. 2) et (IV.3) permettent d'avoir l'équation (IV.4) ci-dessous :

$$I_d = \frac{V_{dor} \cos \alpha - V_{doi} \cos \gamma}{R_{cr} + R - R_{ci}} \quad (\text{IV.4})$$

Les éléments impédants dans le dénominateur étant constants, la seule façon pour modifier le courant  $I_d$  est de varier la tension  $V_{dor}$  ou  $V_{doi}$  ou les angles  $\alpha$  ou  $\gamma$ . Afin de minimiser la consommation de puissance réactive des convertisseurs,

Une légère différence entre  $V_{dr}$  et  $V_{di}$  suffit pour faire circuler le courant de pleine charge dans la ligne. Malheureusement,  $V_{dr}$  et  $V_{di}$  sont exposés à des fluctuations imprévisibles parce que les tensions côté alternatif peuvent fluctuer. Comme les convertisseurs répondent presque instantanément à ces fluctuations, le courant  $I_d$  pourrait varier brusquement, ce qui produirait de grandes fluctuations de puissance entre les deux réseaux. Ces fluctuations sont inacceptables car elles tendent à déstabiliser les réseaux et à provoquer l'allumage aléatoire des thyristors [25]. On pourrait toujours remédier à ces fluctuations en contrôlant les angles  $\alpha$  et  $\gamma$ . Il est cependant préférable de concevoir un système de commande qui empêche l'apparition des fluctuations.

### IV.2.3 - Caractéristique courant-tension en régime permanent d'un HVDC

Afin de stabiliser le transport de la puissance, le redresseur et l'onduleur doivent être dotés de caractéristiques  $V_d(I_d)$  spéciales. Ces caractéristiques sont réalisées par la commande automatique, effectuée le plus souvent par ordinateur, des impulsions fournies aux gâchettes. Les caractéristiques sont utilisées pour illustrer la relation entre la tension  $V_d$  et le courant  $I_d$  en régime permanent pendant le contrôle de la puissance transportée sur la ligne à courant continu. En pratique, la commande des gâchettes est conçue pour donner la courbe  $V_d(I_d)$  [25].

Le contrôle du courant dans la ligne CC est effectué par le contrôleur de courant dans le redresseur pendant le fonctionnement en régime permanent. Le fonctionnement du redresseur est défini par plusieurs caractéristiques montrées sur la figure (IV.3).

❖ **Caractéristique pour  $\alpha = \alpha_{\min}$**

Cette caractéristique est représentée par l'équation IV.5 et la courbe AB sur la figure (IV.3), la limite maximum de  $V_d$  est définie par l'angle  $\alpha_{\min}$ . [23]

$$V_{dr} = V_{dro} \cos \alpha - R_{cr} I_d \quad (IV.5)$$

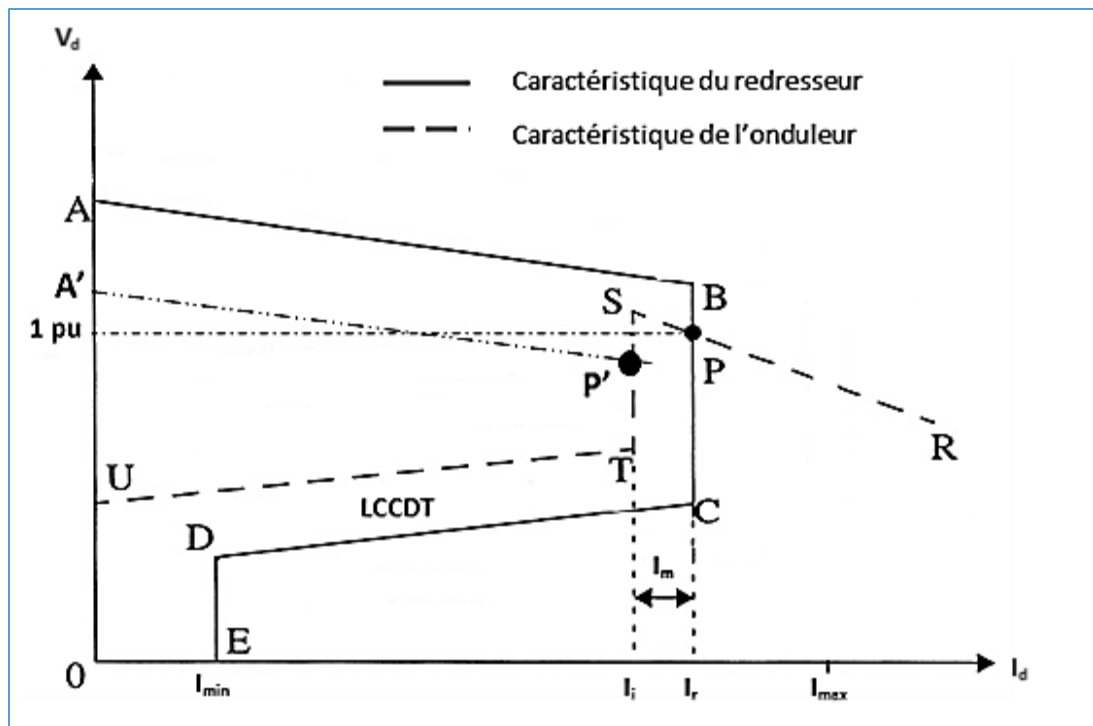


Fig. IV-2 : Caractéristiques de contrôle d'un système HVDC.

❖ **Caractéristique de courant continu du redresseur**

Cette caractéristique est montrée par la courbe BC sur la figure (IV.3), Cela représente le fonctionnement normal du redresseur où l'angle de retard  $\alpha$  est varié afin de maintenir le courant  $I_d$  constant et égal au courant de référence  $I_r$ .  $I_{\max}$  sur la figure (IV.3) représente cette limite, qui est habituellement fixée à 1,2 pu.

❖ **Limitation de la consigne de courant dépendant de la tension (LCCDT)**

Cette notion de limitation de la consigne de courant dépendant de la tension est dite en anglais (VDCOL : Voltage Dependent Current Order Limit). Cette caractéristique est représentée par la courbe CD sur la figure (IV.3). [23]

Elle réduit la consigne de courant  $I_r$  si la tension côté continu diminue à cause d'une perturbation. Lorsque l'état stable est établi et la tension  $V_d$  reprenant sa valeur avant le défaut, la consigne de courant revient à sa valeur initiale  $I_r$ . La caractéristique du redresseur LCCDT est décrite dans l'intervalle  $[I_{min}, I_r]$  de la figure (IV.3).

$I_{min}$  est habituellement fixée entre 0,2 et 0,3 pu. Pendant le fonctionnement en régime permanent l'onduleur se charge de la régulation de tension  $V_d$ . Le fonctionnement de l'onduleur est défini par plusieurs caractéristiques montrées sur la figure (IV.3).

### ❖ Caractéristique pour $\gamma = \gamma_{min}$

Pour un angle d'extinction  $\gamma$  constant, la tension  $V_d$  diminue quand le courant  $I_d$  augmente. Cela est représenté par la courbe SR sur la figure IV.3 et par l'équation IV.6 [23] :

$$V_{di} = V_{dio} \cos \gamma - R_{ci} I_d \quad (IV.6)$$

On obtient le point de fonctionnement P du système HVDC donné par l'intersection des deux caractéristiques (onduleur et redresseur) tel que montré par la figure (IV.3). Le courant de ligne est égal au courant imposé par le redresseur, tandis que la tension de ligne est égale à la tension générée par l'onduleur.

### ❖ Caractéristique du courant continu de l'onduleur

Cette caractéristique est montrée par la courbe ST sur la figure (IV.3). Le régulateur de courant de l'onduleur s'efforce de garder le courant de la ligne CC à une valeur légèrement inférieure que celle dans le redresseur. La différence entre les deux courants est la marge de courant  $I_m$  donnée par la relation (IV.7) ci-dessous [23], [25], [26] :

$$I_m = I_r - I_i \quad (IV.7)$$

Nous avons retenu 0.1pu comme valeur de cette marge. En fonctionnement normal le régulateur de courant de l'onduleur est forcé hors service, et celui du redresseur maintient le courant de référence  $I_r$  dans la ligne CC. Le régulateur de courant dans l'onduleur n'est actif que pendant un défaut ou pendant le démarrage du système HVDC et maintient le courant dans la ligne CC à la valeur  $I_i$ . Supposons qu'une perturbation se produise sur le réseau 1 de sorte que la tension  $V_{dr}$  diminue. [26]

Il en résulte un nouveau point d'opération P' montré sur la figure (IV.3). Le courant chute d' $I_r$  à  $I_i$ . Dans ce cas, l'onduleur contrôle le courant dans la ligne CC à  $I_i$ .

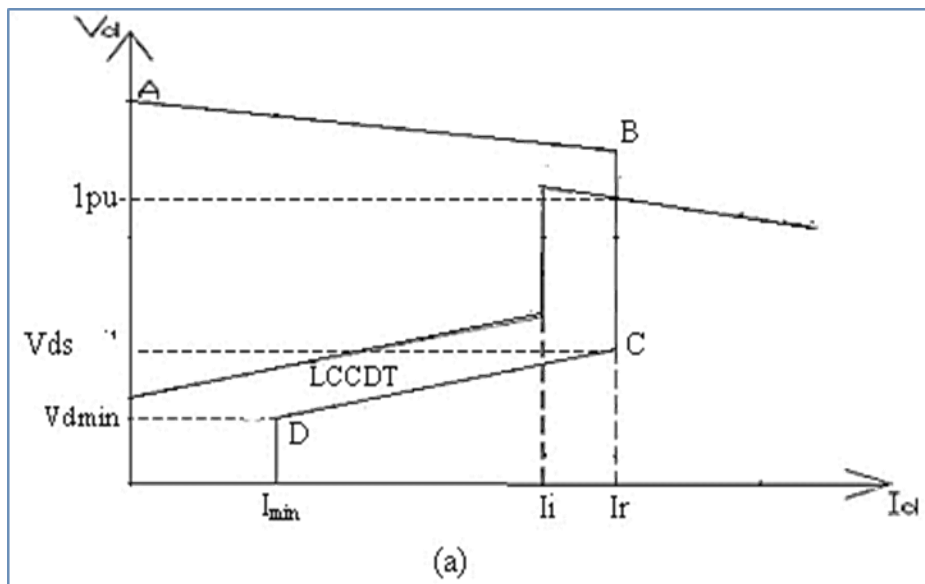
❖ **Caractéristique pour  $\alpha = \alpha_{\min}$  de l'onduleur**

Cette caractéristique est définie par la courbe TU sur la figure IV.3, cette valeur de  $\alpha_{\min}$  test entre  $100^\circ$  et  $110^\circ$ . Elle exige pour empêcher l'onduleur de fonctionner comme un redresseur dans le régime transitoire. Pour faire varier la puissance transportée, on doit agir sur le courant Id. Cela revient à modifier simultanément les caractéristiques Vd (Id) du redresseur et de l'onduleur. Les tensions Vdr et Vdi sont maintenues constantes, mais les consignes de courants Ir et Ii sont modifiées simultanément de telle sorte que la marge de courant demeure la même. Cet ajustement des systèmes de commande équivaut à déplacer les deux caractéristiques ensemble, vers la gauche ou vers la droite, afin de faire varier le courant Id et donc la puissance transitée. La direction de la circulation de puissance dans les systèmes HVDC dépend du module de tension des deux côtés. On peut changer la direction de la puissance en changeant les angles d'allumage, de sorte que le redresseur fonctionne en onduleur et vice versa. [23]

**IV.3-Structure hiérarchique d'un système de commande HVDC**

**IV.3.1 - Consigne de courant du redresseur**

Pendant le fonctionnement normal, Ir est toujours égal au courant de référence (1 pu). Quand la tension Vd diminue pour une raison quelconque (par exemple un défaut coté alternatif, la consigne de courant Ir est déterminée à partir de la courbe LCCDT de caractéristique Vd(Id), comme le montre la figure (IV.4). La caractéristique Vd(Id) illustrée dans la figure (IV.4) a déterminé que lorsque Vd diminue au-dessous de Vdmin, Ir est limité à Imin. Lorsque la tension Vd est supérieure à la tension seuil Vds, Ir est donné par la caractéristique BC. Lorsque la tension Vd est entre Vdmin et Vds, la consigne de courant Ir est déterminée par la caractéristique CD de la figure (IV.4.a).



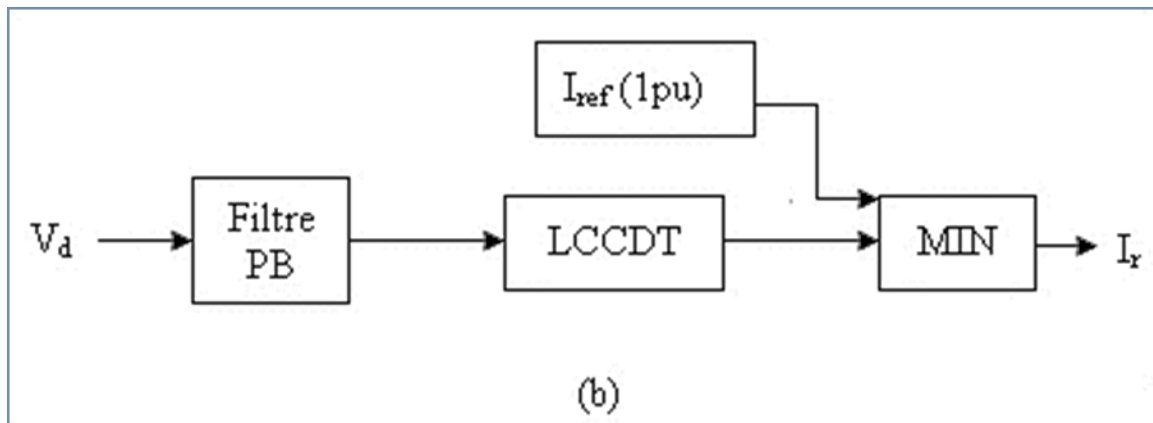


Fig. IV-3 : (a) Caractéristique Vd-Id (b) Formation de Ir.

### IV.3.2 - Contrôle de courant du redresseur

Le régulateur de courant utilisé au redresseur est illustré dans la figure (IV.5). Le courant continu mesuré Id du système est filtré et comparé avec la consigne de courant Ir. La sortie du régulateur PI est l'angle de commande du redresseur  $\alpha_r$ , connu sous le nom d'angle de retard ou angle d'amorçage. Cet angle limité dans l'intervalle  $[\alpha_{min} \alpha_{max}]$  est utilisé pour générer les impulsions d'allumage de redresseur :  $\alpha_{min} = 5^\circ$  et  $\alpha_{max} = 165^\circ$ . [23], [26]

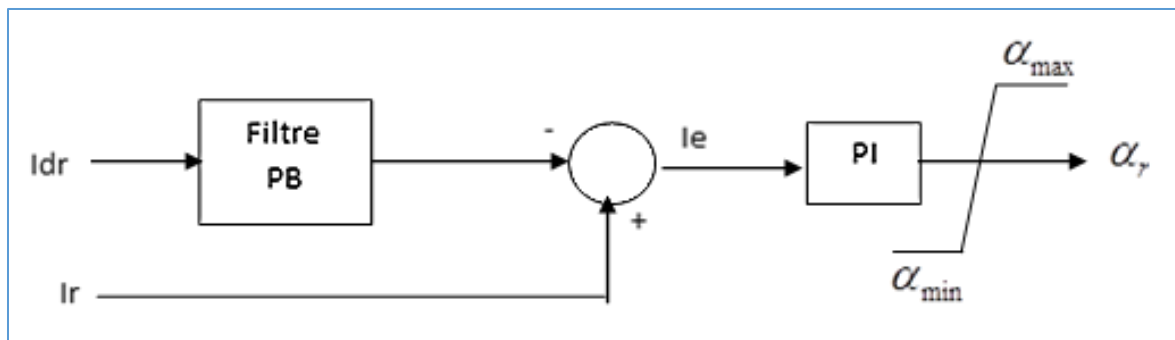


Fig. IV-4 : Contrôle de courant du redresseur.

### IV.3.3 - Système de commande de l'onduleur

Le système de commande de l'onduleur est représenté par le schéma de la figure (IV.5). Nous avons vu précédemment que le système de commande de l'onduleur composé de deux régulateurs : un pour la commande de tension et l'autre pour la commande du courant en régime transitoire. Le régulateur de courant de l'onduleur est similaire au régulateur de courant du redresseur.

La mesure du courant continu  $I_{di}$  est comparée avec  $I_r$  et la marge de courant  $I_m$  égale à 0.1 dans la figure (IV.5). Le régulateur PI génère l'angle de commande  $\alpha_1$  qui est limitée entre  $\alpha_{min}$  ( $110^\circ$ ) et  $\alpha_{max}$  et ( $150^\circ$ ). [26]



Pour mettre en œuvre un contrôleur de tension, une mesure de la tension est nécessaire. Le contrôleur de tension compare la tension mesurée avec la valeur de référence  $V_{ref}$  (1 pu). L'erreur est transmise à un régulateur PI qui génère l'angle de commande  $\alpha_2$ , limitée entre  $\alpha_{min}$  et  $\alpha_{max}$ . La plus petite des valeurs  $\alpha_1$  et  $\alpha_2$  est utilisée pour générer les impulsions d'allumage. En fonctionnement normal  $\alpha_1$  est supérieur à  $\alpha_2$ . En régime transitoire, c'est-à-dire pendant le défaut ou le démarrage de système HVDC,  $\alpha_1$  est inférieur à  $\alpha_2$ .

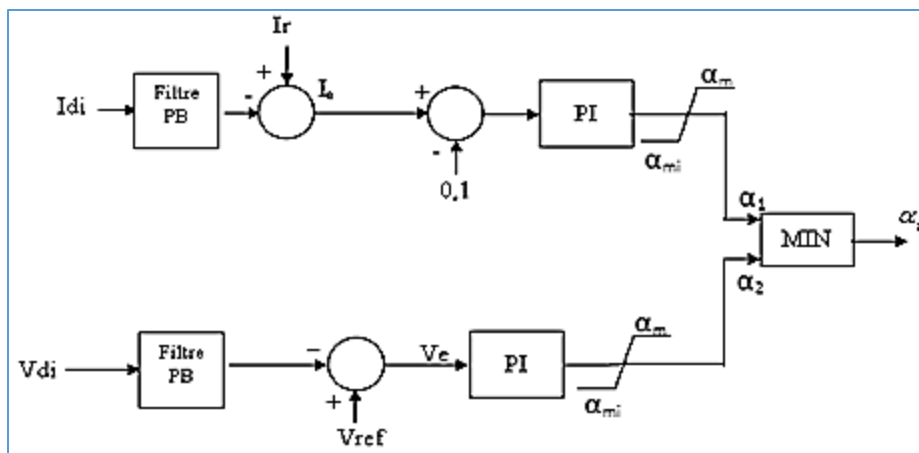


Fig. IV-5 : Système de commande de l'onduleur.

#### IV.4-Étude et simulation d'un système de transport HVDC

Dans notre étude, On vient de présenter la modélisation et la commande des systèmes CSC–HVDC avec Matlab-Simulink et on s'intéresse tout particulièrement dans la suite à la transmission de puissance entre deux terminaux, lorsque celle-ci intègre une seule ligne de transmission selon le modèle de référence CIGRE.

##### IV.4.1 - Système étudié

Sur la base de modèle HVDC de référence CIGRE (Conseil International des Grand Réseaux Électriques) [27] sous Matlab environnement Simulink comme indiqué dans la Fig.7, deux groupes de filtres et une batterie de condensateurs sont connectés dans le système d'essai. le côté redresseur fonctionne en mode de commande de courant constant avec l'objectif de commande étant  $I_{dr} = 1\text{kA}$ , où  $I_{dr}$  désigne le courant DC de redresseur, pendant que le côté onduleur est conçu pour fonctionner dans le mode de tension constante sous la condition normale. Par conséquent, le point de fonctionnement stable peut être déterminé par l'intersection de la caractéristique de courbes de commande de redresseur et d'onduleur.

La commande à tension constante sur le côté de l'onduleur maintient le redresseur de tension continu constant avec la tension de référence étant 500 kV.

### IV.4.1.A-Modélisation de système HVDC de la CIGRE

Le modèle choisi pour cette étude est le modèle de référence HVDC de la CIGRE proposé par J. Ainsworth [28]. Il a évolué pour devenir le standard référence pour les études de contrôle et fournit un modèle utile.[29]

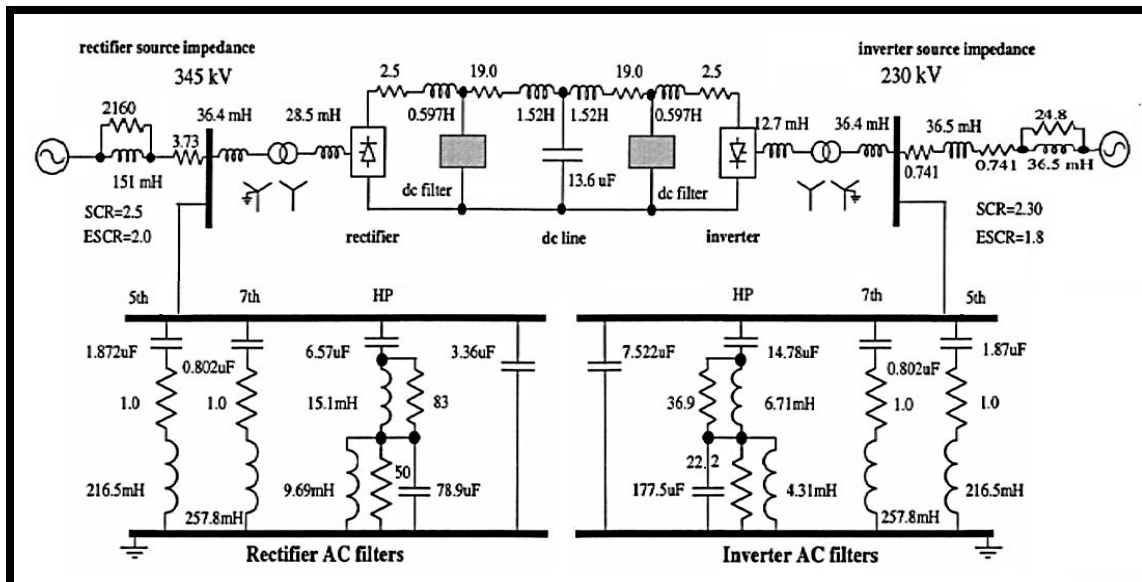


Fig. IV-6 : Modèle de Référence CIGRE.

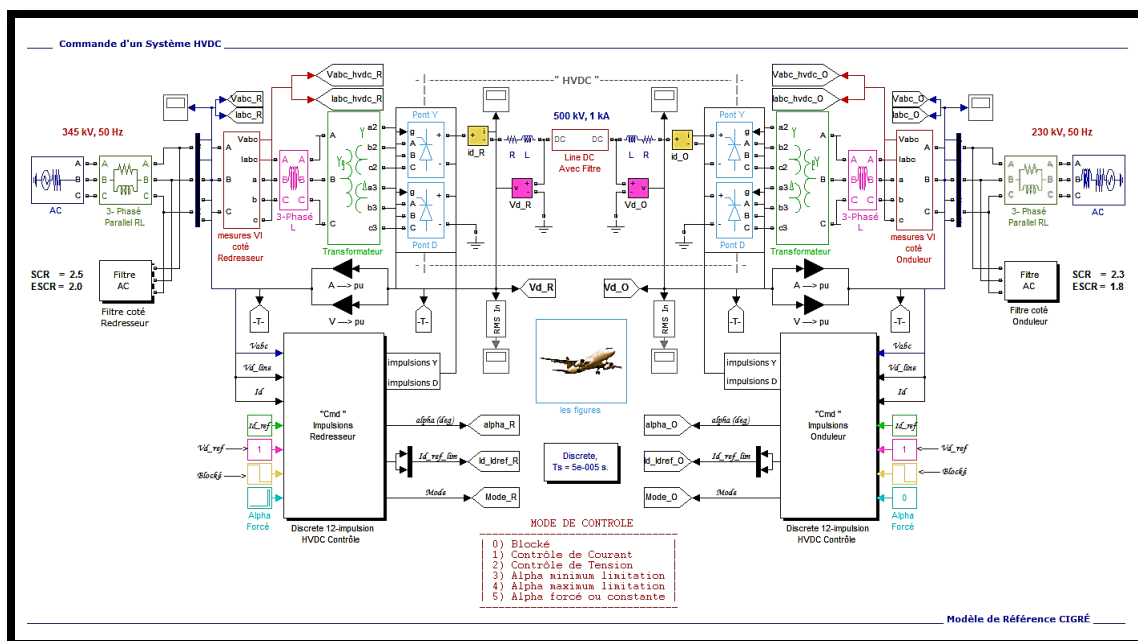


Fig. IV-7 : Modèle de Commande d'un Système HVDC avec Simulink.

La configuration du système étudié est montrée dans la Fig.7, et les paramètres du système sont présentés dans le tableau 2. Pour appliquer la commande de l'HVDC, le système HVDC de la référence CIGRE est modélisé en utilisant Simulink. La Fig.8 montre le modèle de Simulink du système HVDC de la référence CIGRE.[30]

Le modèle a été réalisé à l'aide des blocs et commutateurs simples disponibles en version universelle de Simulink. Matlab utilise une boîte à outils spécialisés, nommé Simulink, pour simuler des systèmes de commande. Simulink est capable de simuler des systèmes dynamiques. Il prend en charge les systèmes linéaires et non linéaires modélisé en temps continu, discret ou une combinaison des deux. Simulink a une interface graphique puissante avec une grande bibliothèque de blocs. Les systèmes de commande créés dans Simulink peuvent être testés en relation avec le réseau réel, en utilisant SPS (Sim Power Système) [31], c'est une autre application Matlab. Le réseau de transmission HVDC est identique à l'une détaillée dans [30]. Le système de commande utilise le bloc « discrete HVDC 12-pulse control » les blocs de commande sont disponibles dans la bibliothèque de commandes de SPS. Il met en œuvre les systèmes de commande couramment utilisé dans les commandes liés au HVDC. Ce bloc peut fonctionner comme un redresseur ou comme un onduleur.

#### IV.4.1.B- Les paramètres de simulation

##### ❖ Les paramètres principaux du modèle

Paramètres	Coté Redresseur	Coté Onduleur
La tension du système coté alternatif	345 kV	230 kV
Impédance du système coté alternatif	109.03 $\Omega$	52.9 $\Omega$
Réactance de commutation équivalente	27 $\Omega$	27 $\Omega$
Tension DC	503 kV	498 kV
Courant DC	1 kA	1 kA
Puissance DC	503 MW	498 MW
Tension de base cotée alternative	345 kV	230 kV
Source de tension cotée alternative	345 kV	230 kV
Fréquence	50 Hz	50 Hz

##### ❖ Les paramètres des transformateurs

Paramètres	Coté redresseur	Coté onduleur
Puissance apparente	1200 MVA	1200 MVA
Rapport de transformation	345/211.42 kV	230/211.42 kV
R1 (Y)	0.0025 pu	0.0025 pu
R2 (Y)	0.0025 pu	0.0025 pu
R3 ( $\Delta$ )	0.0025 pu	0.0025 pu
L1 (Y)	0.00 pu	0.00 pu
L2 (Y)	0.24 pu	0.24 pu
L3 ( $\Delta$ )	0.24 pu	0.24 pu

## IV.4.2 - Commande d'un HVDC a 12-Impulsions

En se référant à la Fig.8, L'entrée ( $V_{abc}$ ) au bloc de commande à 12 impulsions est un signal vectorisé des tensions triphasé à la terre mesurées au primaire du Transformateur pour le réseau de 345 kV. Ces trois tensions sont utilisées pour synchroniser la génération d'impulsions sur la ligne tensions. Les entrées 2 et 3 sont la tension de ligne à courant continu ( $V_{dL}$ ) et courant ( $I_d$ ). Ces entrées sont filtrées avant le traitement par les organismes de réglementation. Un filtre du premier ordre est utilisé sur l'entrée  $I_d$  et un filtre du second ordre est utilisé sur l'entrée  $V_{dL}$ . Les paramètres de filtre sont entrés dans la boîte de dialogue de bloc.

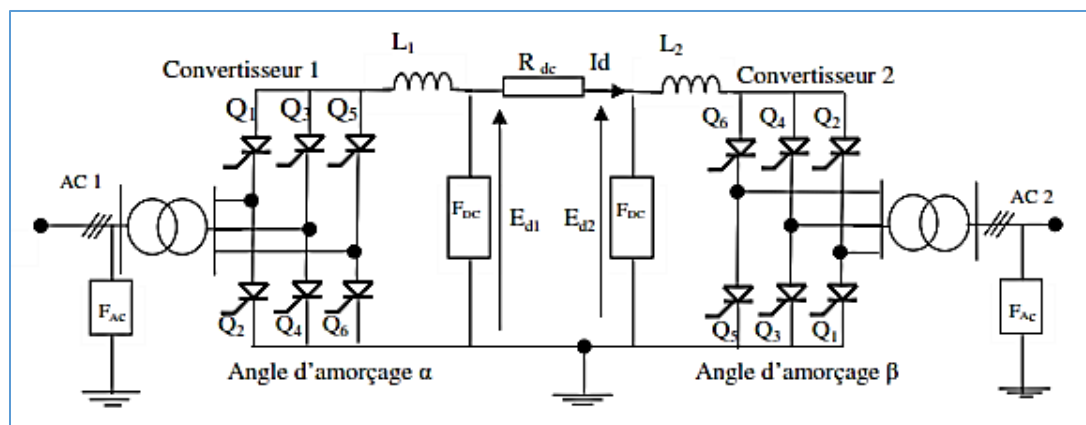


Fig. IV-8 : Schéma de principe d'un système HVDC.

Les courants et tensions mesurées sont perunitisé (Courant de 1p.u est 1kA et la tension de 1p.u est 500 kV) avant d'être utilisées dans les contrôleurs. Les entrées 4 et 5 ( $V_{d\_ref}$  et  $I_{d\_ref}$ ) sont respectivement la tension et le courant DC de référence en « pu ». Dans le redresseur de la Fig.8,  $V_{d\_ref}$  est réglé à une valeur élevée pour fonctionner en Mode de régulation de courant. L'entrée 6 (Block) est un signal logique, il bloque le convertisseur lorsque il est mis à 1. L'entrée 7 (Forced Alpha) est un signal logique utilisé à des fins de protection. Si ce signal est mis à 1, l'angle d'amorçage sera forcé à la valeur définie dans la boîte de dialogue de bloc. Les deux premiers blocs de sortie (impulsions \_Y et impulsions \_D) contiennent des signaux vectorisés pour envoyer les 06 impulsions à chacun des convertisseurs à 06 impulsions connectés aux bobinages « Y et D » du transformateur. La troisième sortie (Alpha\_s) est l'angle de retard d'amorçage est commandé par le régulateur. La quatrième sortie ( $I_{d\_ref\_lim}$ ) est la valeur réelle de Courant de référence, à partir de la fonction VDCOL.

**Les fonctions de commandes principales sont :**

- ❖ Limiteur angle de retard alpha.
- ❖ Le principe minimum est utilisé.
- ❖ Les marges de courant et de tension.

- ❖ Limiteur commandé de Courant VDCOL.
- ❖ Les régulateurs de courant et de tension PI.
- ❖ Filtre P-B de 2ème ordre pour les tensions alternatives.
- ❖ Équianglé la synchronisation est avec une largeur d'impulsion réglable.

#### IV.4.3 - Une brève explication de certaines des fonctions de commande

Le bloc de commande à 12 impulsions de la Fig.8 met en œuvre la caractéristique de l'état d'équilibre de la Fig.10. Dans l'opération normale, le redresseur commande le courant  $I_{d\_ref}$ , alors que l'onduleur commande la tension  $V_{d\_ref}$ . Les Paramètres  $I_{d\_margin}$  et  $V_{d\_margin}$  sont entrés grâce à la boîte de dialogue de l'onduleur. Le système normalement exploite à l'entrée 1. Toutefois, au cours d'une grave contingence produire une chute de tension sur le réseau de courant AC alimentant le redresseur, le point de fonctionnement se déplace au point 2. Le redresseur sera forcé en mode alpha-minimum et l'onduleur aura le mode de commande de Courant. Ce modèle ne met pas en œuvre la commande de l'angle  $\gamma$ . [32]

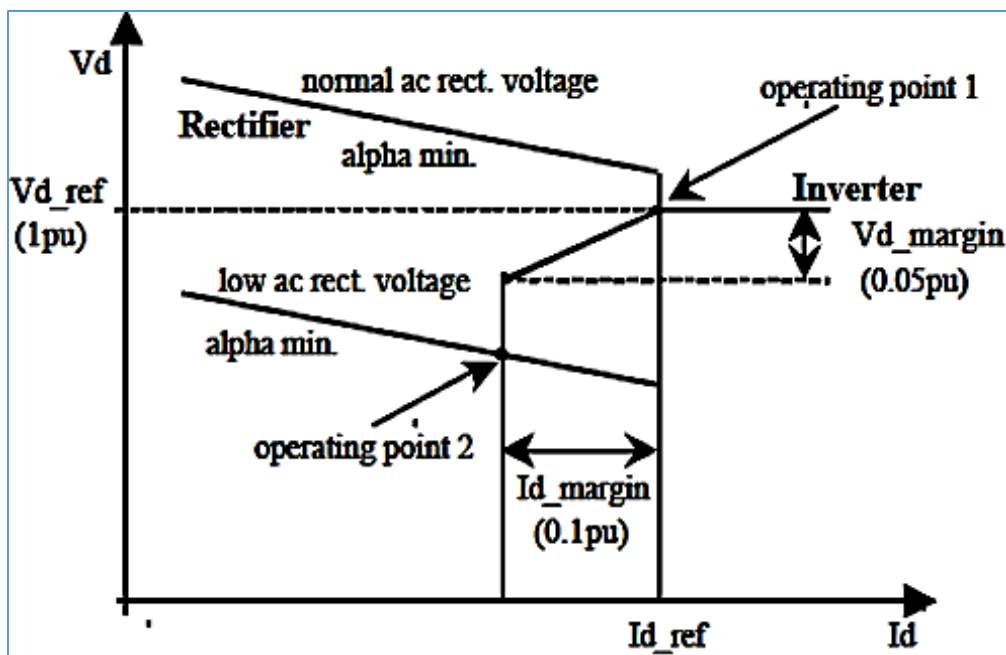


Fig. IV-9 : La caractéristique de fonctionnement de Redresseur-Onduleur.

Le problème qui doit être pris en compte dans la synthèse de la commande, est la régulation de la tension du bus DC. Pour réduire les fluctuations de cette tension et conserver une bonne marge de stabilité, plusieurs études ont été basées sur l'hypothèse que les condensateurs de lissage étaient de "taille" importante (voire la Fig.11) [33]. Le condensateur DC peut soutenir la tension du convertisseur de côté DC, tamponner la hausse courant provoquer par le pont, et diminuer l'harmonique du côté DC. Le filtre peut filtrer les harmoniques de courant AC généré par le convertisseur [34].

Malgré tout, cette solution reste coûteuse et dangereuse pour l'installation. Les plantes industrielles sont reliées au HVDC à un PCC (point de couplage commun).

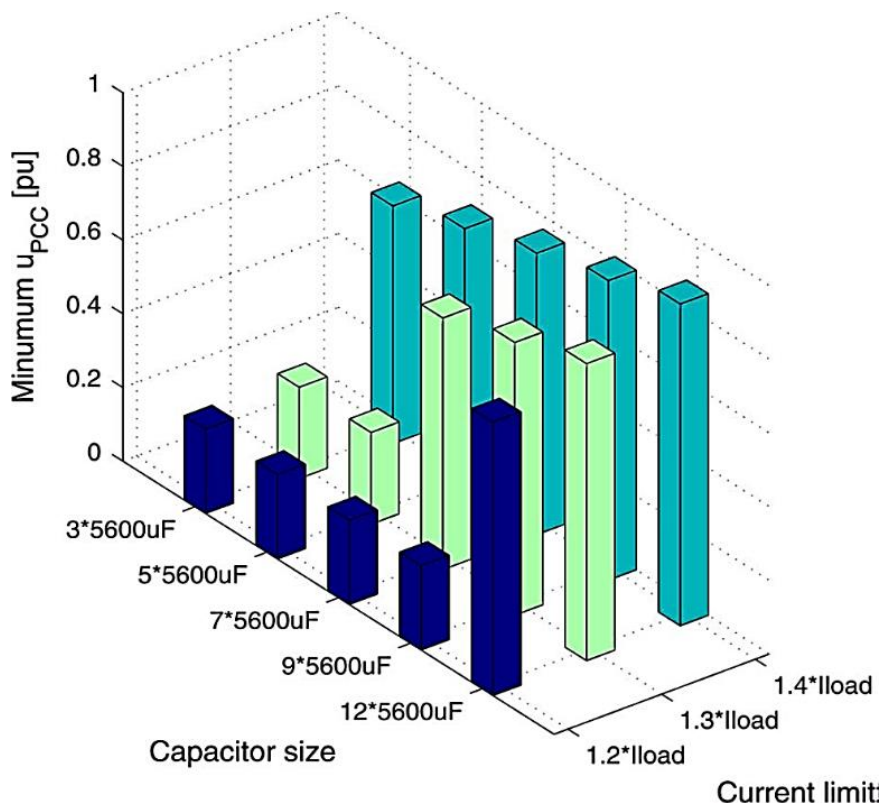


Fig. IV-10 : Tension AC dans le PCC pendant un défaut triphasé.

#### IV.4.4 - Fonctions de Commande VDCOL

Une autre fonction de commande importante est mise en œuvre pour modifier le courant de référence en fonction de la valeur de la tension DC. VDCOL automatiquement réduit la consigne  $I_{d\_ref}$  quand  $V_{dL}$  diminue, comme l'exemple d'un défaut de ligne de courant DC ou AC grave. La réduction de  $I_{d\_ref}$  réduit également la demande de puissance réactive sur le réseau AC, en aidant à récupérer à partir de défaut.[35]

Les Paramètres de VDCOL de la boîte de dialogue du bloc de commande à 12-Impulsion sont expliqués dans la Fig.12, La valeur de  $I_{d\_ref}$  commence à diminuer lorsque  $V_d$  tombe au-dessous d'une valeur de seuil  $V_{dThresh}$  (0.9 p.u). Le courant  $I_{d\_ref}$  minimum absolu ( $I_{dMinAbs}$ ) sera (0.1 p.u), Lorsque  $V_d$  est inférieure à la  $V_{dThresh}$ ,

VDCOL réduit instantanément  $I_{d\_ref}$ , lorsque  $V_d$  récupère, VDCOL limite le temps de montée de  $I_{d\_ref}$  avec une constante de temps défini par  $T_{up}$ .

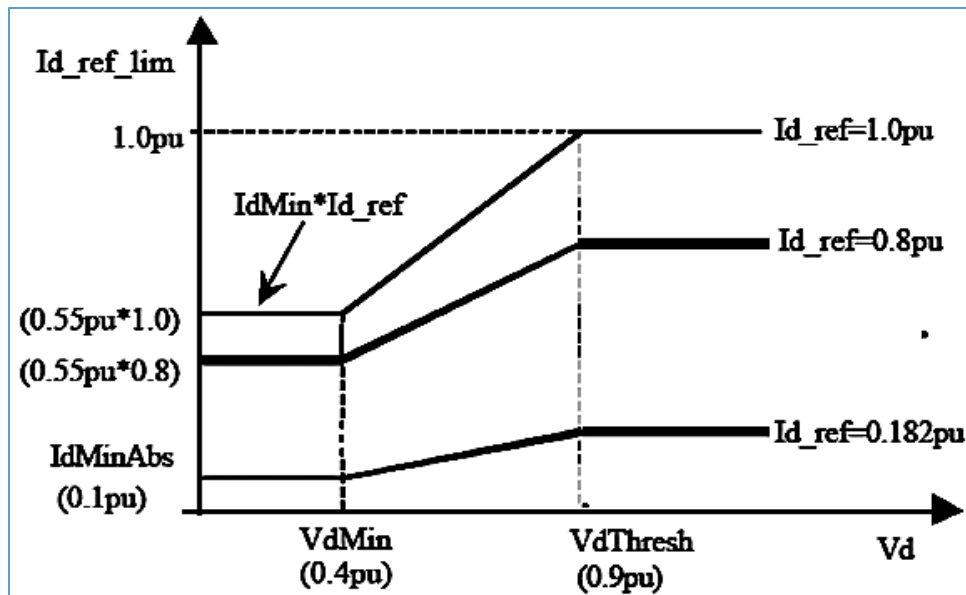


Fig. IV-11 : Les caractéristiques de la fonction VDCOL [32].

Les commandes de redresseur et de l'onduleur ont tous les deux un régulateur de tension et de courant fonctionnant en parallèle avec le calcul de l'angle d'amorçage séparée  $\alpha$ . L'angle efficace est le minimum de ces deux angles. Les deux régulateurs sont de type proportionnel et intégral avec gain  $K_p$  et  $K_i$ . Une autre particularité du régulateur est la linéarisation du gain proportionnel. Comme  $V_d$  générée par le redresseur et l'onduleur est proportionnelle à  $\cos \alpha$ , la variation de  $V_d$  est à cause d'un changement dans  $\alpha$  est proportionnelle à  $\sin \alpha$ . Avec une constante  $K_p$ , le gain effectif serait donc proportionnel à  $\sin \alpha$ . Afin de garder un gain constant proportionnel, indépendamment de  $\alpha$ , le gain est linéarisé en multipliant avec une  $(K_p / \sin \alpha)$ .

Cette linéarisation est appliquée pour une gamme de  $\alpha$  défini par deux limites spécifiées dans la boîte de dialogue de bloc. En outre, la robustesse du système est améliorée par l'utilisation de deux entrées de commande supplémentaires, au lieu d'un seul comme dans le cas d'un système de commande HVDC conventionnelle. [36]

## IV.5 -Résultats et Discussion

Le système de commande est programmé pour atteindre l'état permanent pour les conditions d'exploitation à 0.5s. Ceci est illustré par la forme d'onde de courant et tension DC sur la Fig.13. Le mode,  $I_{d\_ref}$ ,  $I_d$ ,  $V_d$ ,  $V_{d\_ref}$  et  $\alpha$  sont superposé sur ces graphiques. Elles sont en très étroite accord et les chronométrages d'ordinateur sont presque identiques.

Les angles d'amorçages de redresseur et d'onduleur sont représentés sur la Fig.13. Ils sont également confirmés grâce à un modèle complètement discrétisée pour le système de commande, l'option *Discrete Solver* est sélectionné dans les paramètres de simulation de Simulink. C'est l'approche la plus efficace et robuste pour la simulation des cas large.

Le courant de référence suit une rampe de zéro à 1p.u pendant 2s. Le courant DC commence à s'accumuler à 0.2s, le temps où les contrôleurs et les générateurs d'impulsions sont débloqués. Pendant l'état bloqué, le signal d'erreur dans le PI est mis à zéro. Le redresseur commande le courant et l'onduleur commande la tension. Une fois l'état d'équilibre est atteint, les angles d'amorçages sont  $30^\circ$  et  $140^\circ$  dans les côtés redresseur et onduleur respectivement.

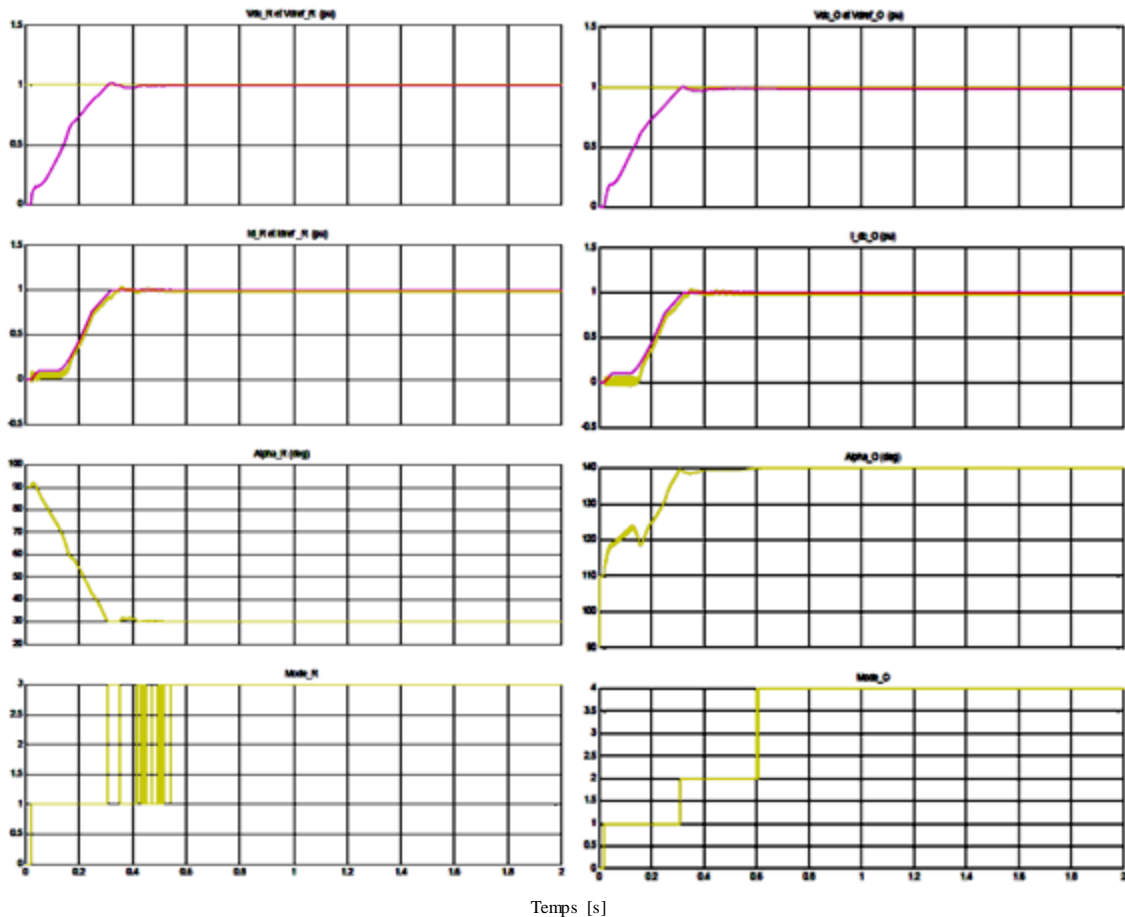
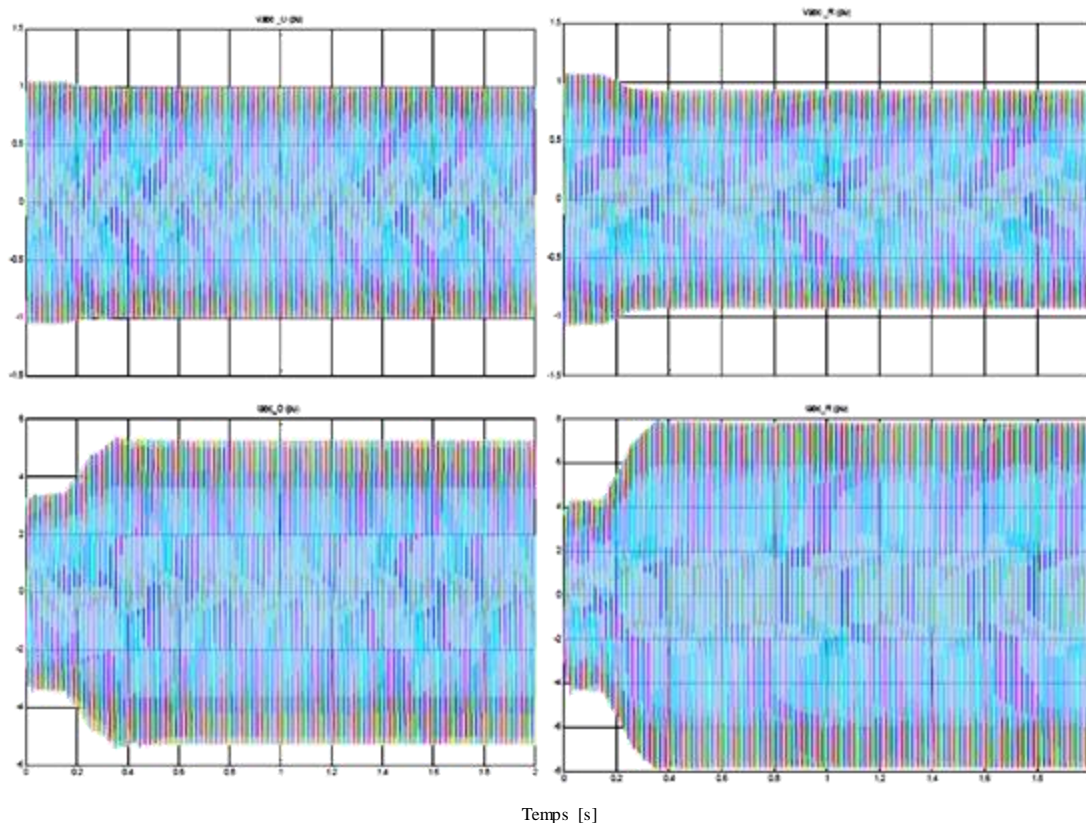


Fig. IV-12 : Tension et Courant DC, Angle et Mode coté Redresseur et Onduleur.

### IV.5.1 - Résultats

Il est montré à partir des résultats de simulation que la stratégie de commande de l'HVDC obtient des performances transitoires rapides et une forte stabilité du système. Cependant, la puissance réactive du CSC a un pic dépassant de loin la puissance réactive nommée au démarrage du système. Les résultats montrés par la Fig.14 indiquent des oscillations du réseau dues au fonctionnement du HVDC qui nécessite un certain temps avant d'atteindre son régime de fonctionnement permanent. Le système HVDC peut assurer aussi un rôle de stabilisateur de réseau [37]. Le taux d'ondulation de la tension continue est sensiblement réduit. On utilise les blocs de Sim Power Système de Matlab® pour simuler ce système. L'objectif de cette simulation est de mettre en évidence le fonctionnement du système HVDC en situation normale. La Fig.14 montre la tension  $V_{abc}$  et le courant  $I_{abc}$  circulant aux coté redresseur et onduleur.





Temps [s]  
**Fig. IV-13 :** Tensions et courants triphasé coté Onduleur et Redresseur.

### IV.5.2 - Discussion

Nous avons présenté une méthode pour la simulation de système de commande de l’HVDC. Elle est basée sur la création de modèle de commande avec Simulink, Le référence CIGRE-HVDC a été utilisée pour démontrer une telle capacité. Notre travail à montrer :

- Un réseau peut être interconnecté avec plusieurs réseaux fonctionnant avec des tensions différentes.
- La faisabilité d’utilisation de transport d’énergie en courant continu HVDC, ainsi leurs avantages.

### IV.6-Validation du système HVDC

Après la présentation et la modélisation d’un système HVDC et la description du réseau dans les précédents parties, nous aborderons dans cette partie la simulation d’un réseau mono machines comportant un HVDC. Afin de mettre en évidence l’influence du système HVDC sur le comportement dynamique de ce système électro énergétique et commenter les courbes de simulation. L’étude a été menée au moyen d’un logiciel de simulation appelé Matlab-Simulink. Ce logiciel permet d’analyser l’évolution de l’état du réseau électrique et l’écoulement de puissance. Ce logiciel est basé sur la résolution des systèmes d’équation algèbre-différentielles par la méthode d’intégration à pas Variable discret d’ordre ODE45.

Le réseau pris comme réseau test est un réseau mono machine donné par la figure IV.15 ci-dessous. La connexion de l'alternateur au réseau électrique à puissance infinie est constituée d'une ligne simple. Au niveau de la turbine existe une régulation classique.

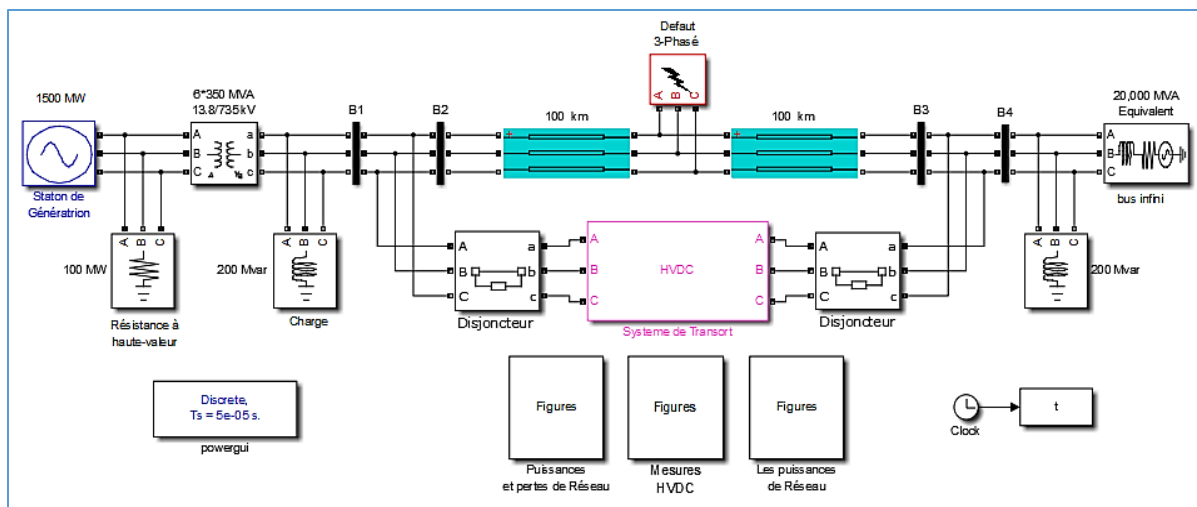


Fig. IV-14 : Topologie du réseau simulé avec Matlab-Simulink.

### IV.6.1 - Les paramètres de simulation

Ses paramètres sont donnés dans les tableaux suivant :

#### a) Les paramètres de l'Alternateur

$S_n$ (VA) = 2100 e6	$Xq'$ (pu) = 0.474	$R_s$ = 2.8544 e-3	$I_b$ (pu) = 0.761907
$V_n$ (Vms) = 13800	$Xq''$ (pu) = 0.243	$H(s)$ = 3.7	$I_c$ (pu) = 0.761907
$F_n$ (Hz) = 60	$X_l$ (pu) = 0.18	$P$ = 32	$\text{Pha}$ (deg) = -13.609
$X_d$ (pu) = 1.305	$T_d'$ (s) = 1.01	$dw$ (%) = 0	$\text{Phb}$ (deg) = -133.609
$X_d'$ (pu) = 0.296	$T_d''(s)$ = 0.053	$\text{Th}$ (deg) = -83.6745	$\text{Phc}$ (deg) = 106.391
$X_d''$ (pu) = 0.252	$T_{qo}$ (s) = 0.1	$I_a$ (pu) = 0.761907	$V_f$ (pu)=1.28191

#### b) Paramètres de transformateur

$S_n$ (VA) = 6*350E6	$R_2$ (pu) = 0.002	$R_m$ (pu) = 500	$I_2$ (pu) = 1.2
$F_n$ (Hz) = 60	$L_1$ (pu) = 0.08	$L_m$ (pu) = 500	$\text{Phi}_1$ = 0
$R_1$ (pu) = 0.002	$L_2$ (pu) = 0	$I_1$ (pu) = 0	$\text{Phi}_2$ = 0.0024

#### c) Les caractéristiques de la ligne

$R$ (ohm/km) = 0.01165	$L$ (H/km) = 0.8679 e-3	$C$ (F/km) = 13.41 e-9	Longueur 200km.
------------------------	-------------------------	------------------------	-----------------

## IV.6.2 - Simulation du réseau sans HVDC

Les résultats des simulations, du réseau sans HVDC, pour une puissance générée de 1400Mw.

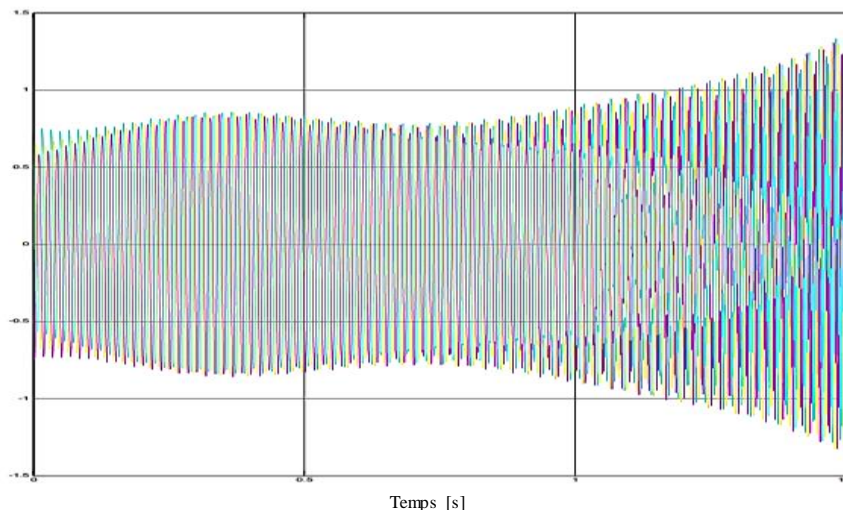


Fig. IV-15 : Courants de la machine synchrones  $I_{s\_abc}$  (pu).

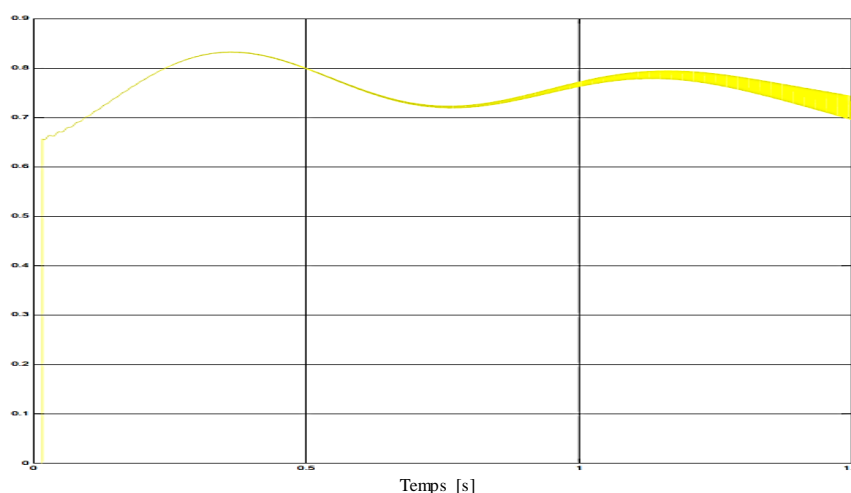


Fig. IV-16 : Puissance transmise sur la ligne HVAC.

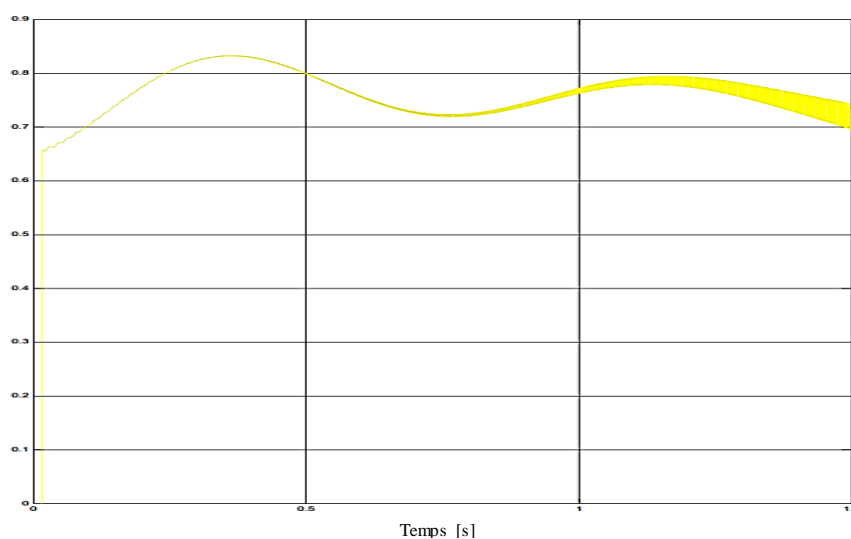


Fig. IV-17 : La puissance électrique générée par les machines synchrones.

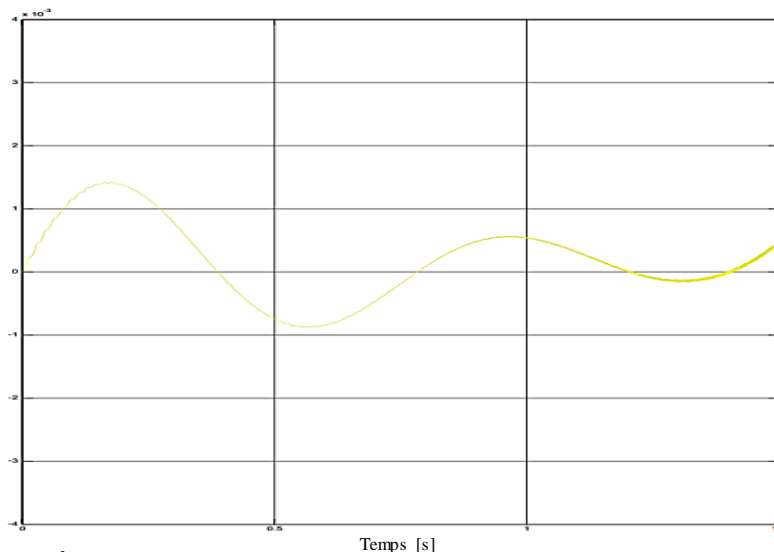


Fig. IV-18 : Angle de charge de la machine synchrone.

Nous venons de simuler le réseau sans la présence de la liaison HVDC et d'après les résultats obtenus on constate que la ligne AC est surchargée d'une puissance de 1400MW. Ce qui est néfaste pour les lignes de transport et les différents ouvrages du réseau électrique. L'acheminement des puissances dans une deuxième étape par une liaison HVDC parallèle à une ligne AC, s'est avéré nécessaire pour le soulagement de la ligne HVAC.

### IV.6.3 - L'impact de l' HVDC sur le réseau

Les systèmes HVDC s'accommodent de liaisons longue distance, tant souterraines que sous-marines. Une liaison HVDC parallèle à une ligne AC permet de contrôler le couloir hybride AC/DC résultant et de trouver l'optimum entre performance du transport et maximisation des capacités de transit. [10]

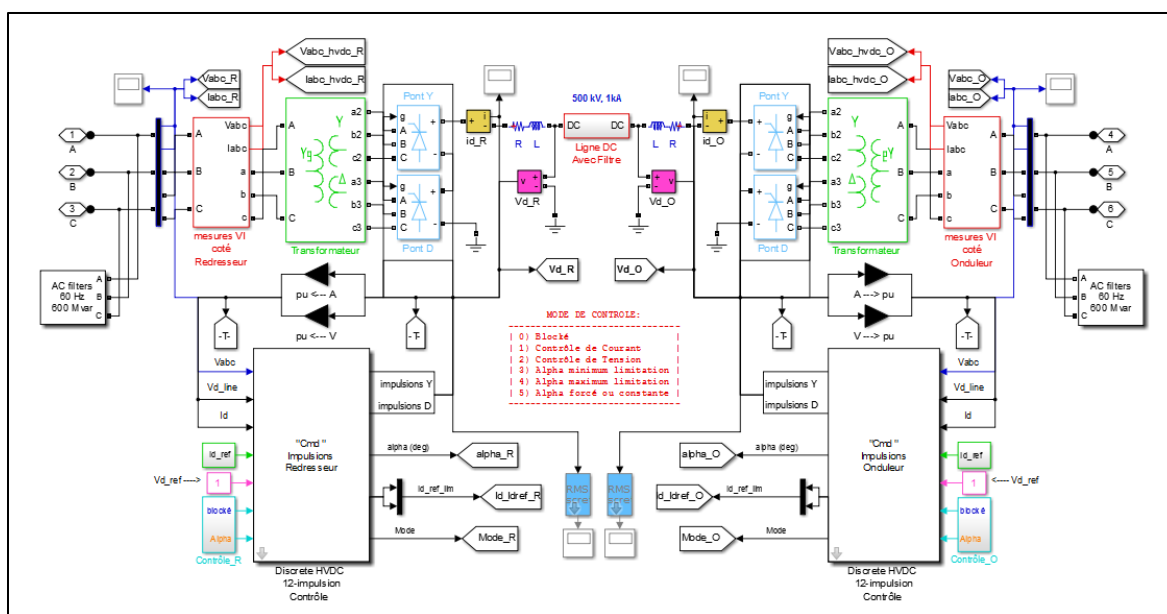


Fig. IV-19 : Modèle de Système HVDC avec Simulink pour un couloir hybride AC/DC.

#### IV.6.4 - Les résultats de simulation avec HVDC

Les résultats obtenus confirment l'étude théorique qui les a précédés. La figure.IV.21 montre la tension  $V_{abc}$ , ainsi que le courant sinusoïdal  $I_{abc}$  circulant dans l'HVDC.

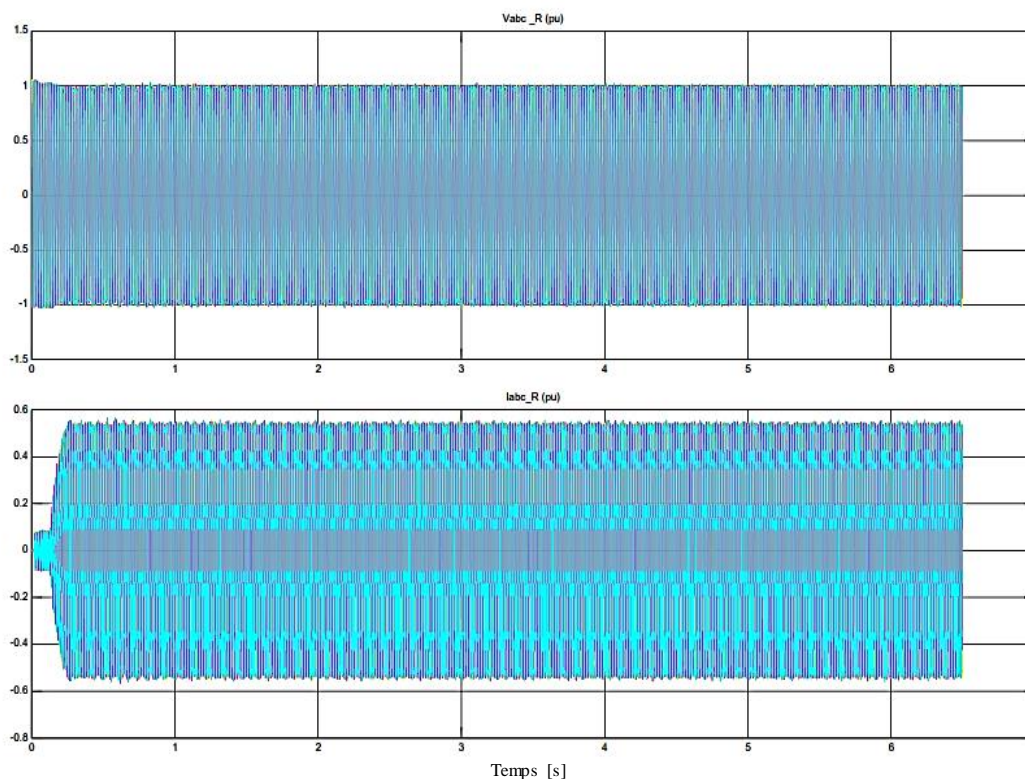


Fig. IV-20 : La tension  $V_{abc}$  et le courant  $I_{abc}$  côté redresseur circulant dans l'HVDC.

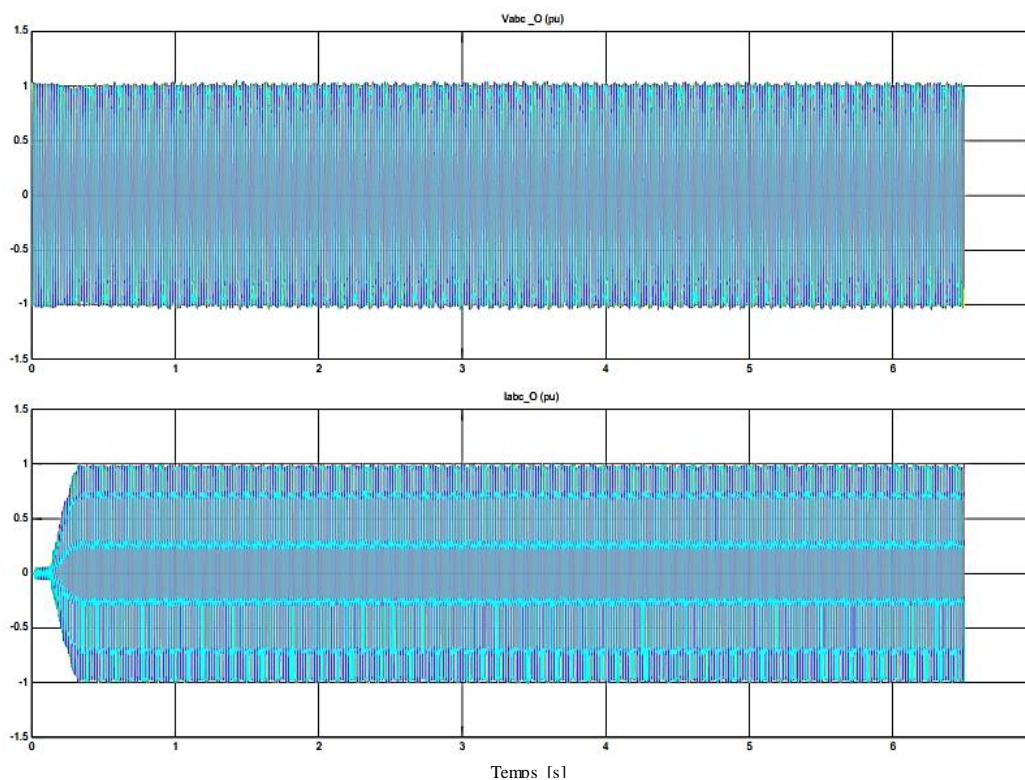


Fig. IV-21 : La tension  $V_{abc}$  et le courant  $I_{abc}$  côté onduleur circulant dans l'HVDC.

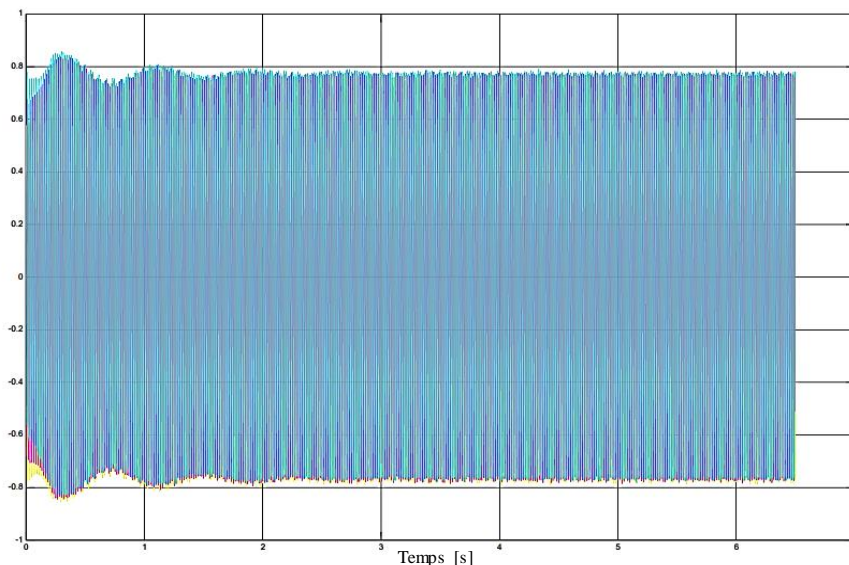


Fig. IV-22 : Courants de la machine synchrone  $I_{s\_abc}$  avec HVDC en (pu).

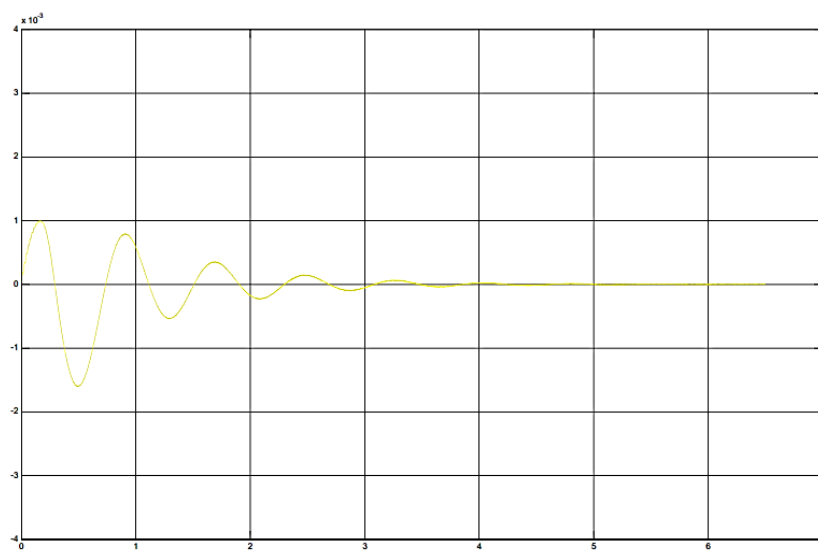


Fig. IV-23 : Angle de charge de la machine synchrone avec HVDC.

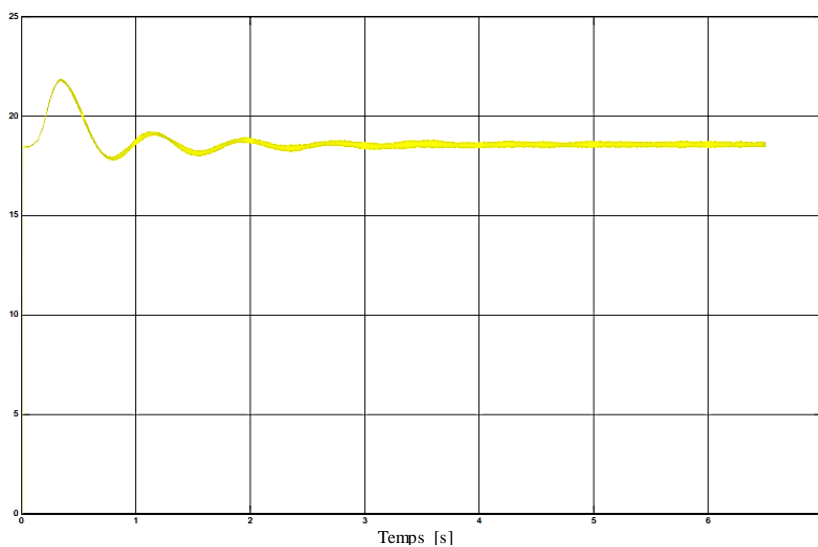


Fig. IV-24 : La puissance électrique générée par les machines synchrone avec HVDC.

Nous avons supposé que les angles d'amorçages sont respectivement  $\alpha = 30^\circ$  ;  $\beta = 142^\circ$ , de sorte que, le convertisseur 1 fonctionne en redresseur et le convertisseur 2 fonctionne en onduleur.

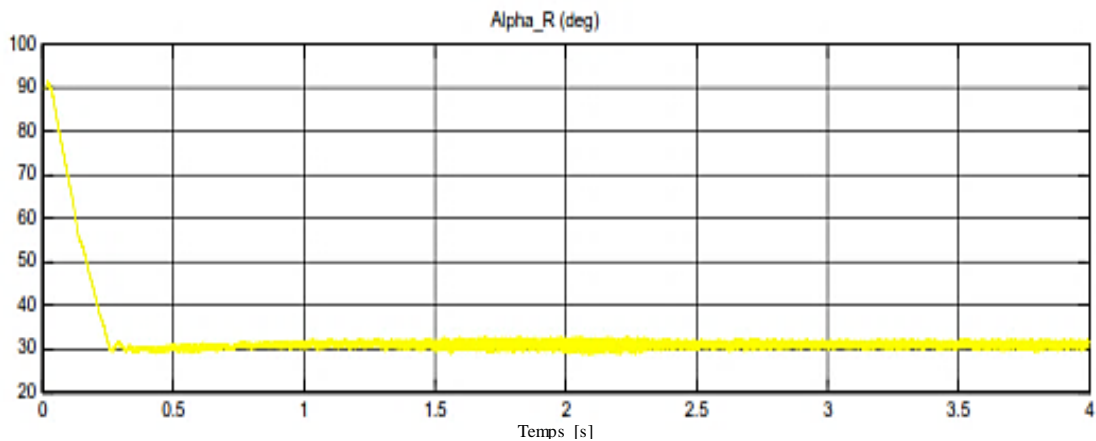


Fig. IV-25 : L'angle de retard alpha.

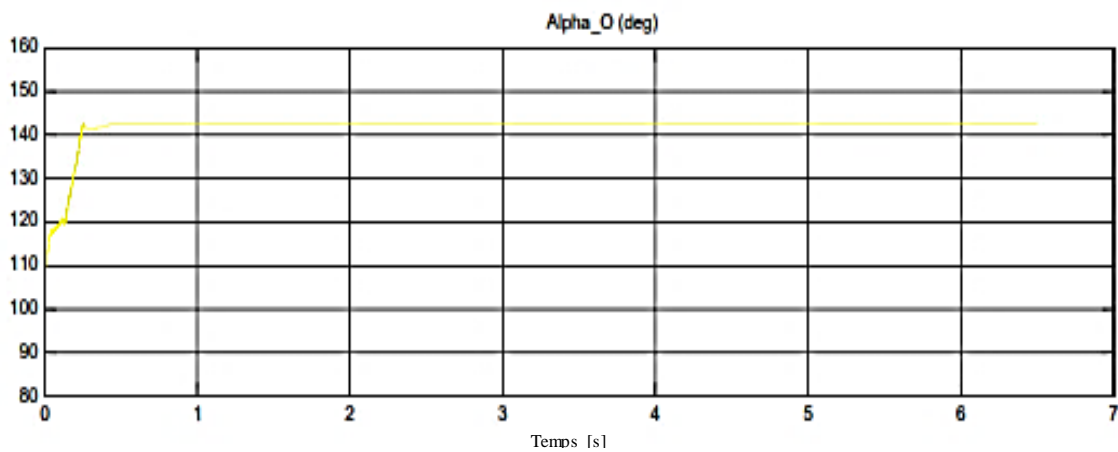


Fig. IV-26 : L'angle d'avance beta.

### IV.6.5 - Contrôle de la puissance

Pour faire contrôler la puissance transportée dans la ligne AC, on doit agir sur le courant  $I_d$ . Les tensions  $V_{dc\_R}$  et  $V_{dc\_o}$  sont maintenues constants, mais les courants de consigne sont changes simultanément. Comme il est montré sur les figures IV (27.28.29.30).

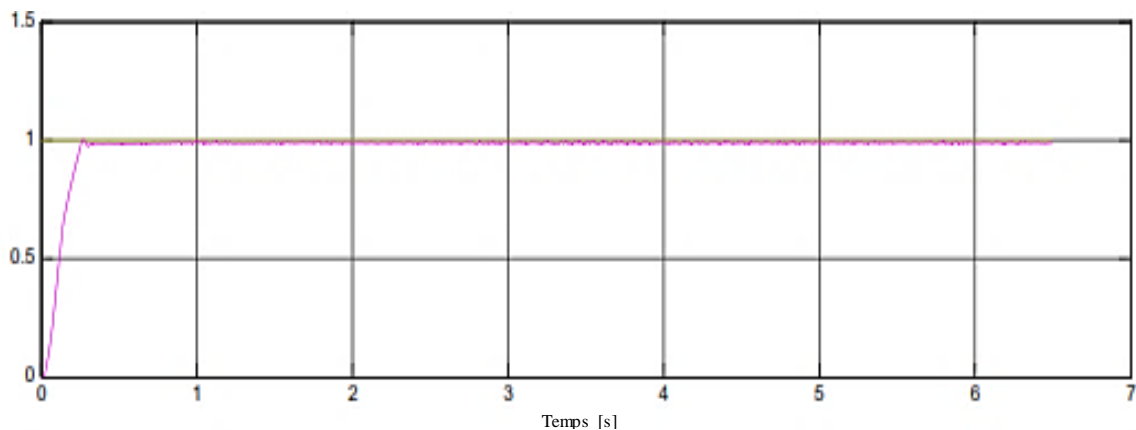


Fig. IV-27 : La tension continue dans la ligne DC coté redresseur.

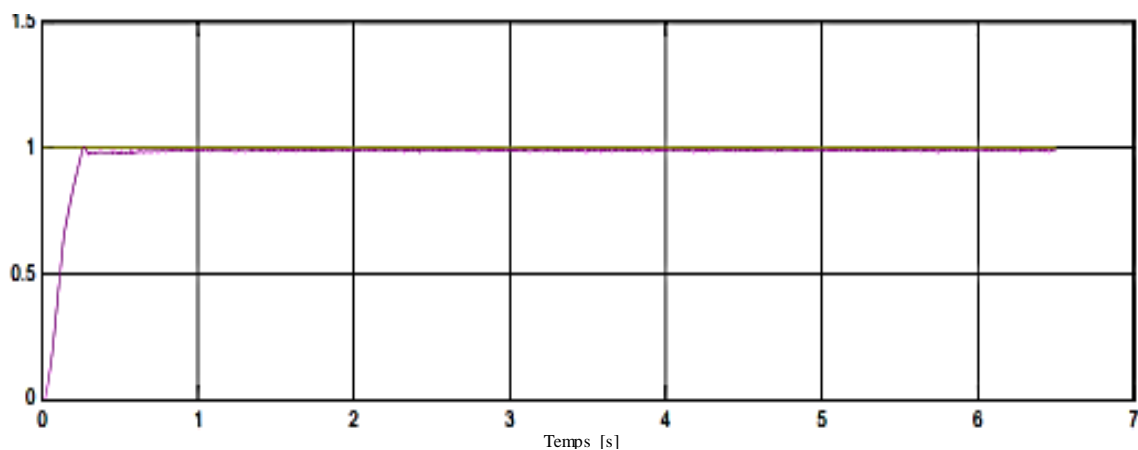


Fig. IV-28 : La tension continue dans la ligne DC coté onduleur.

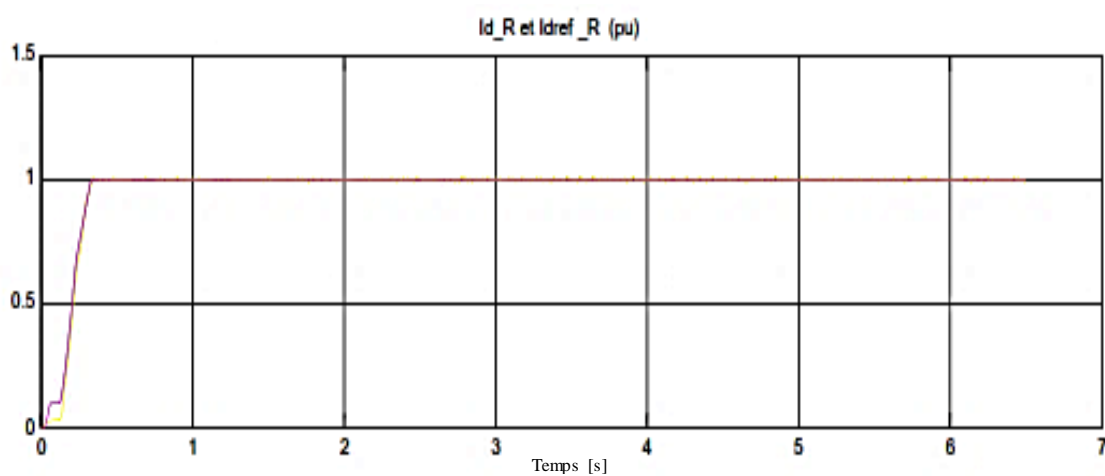


Fig. IV-29 : Le courant dans la ligne DC coté redresseur.

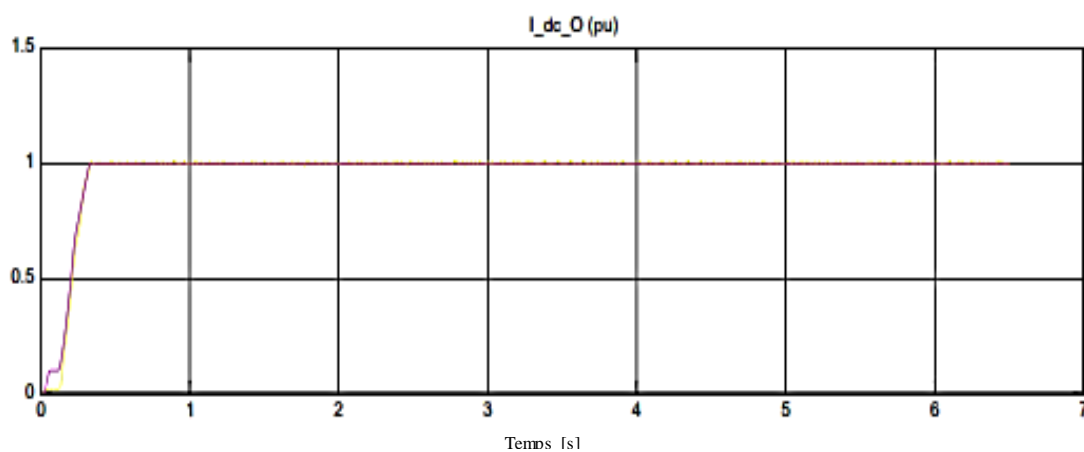


Fig. IV-30 : Le courant dans la ligne DC coté onduleur.



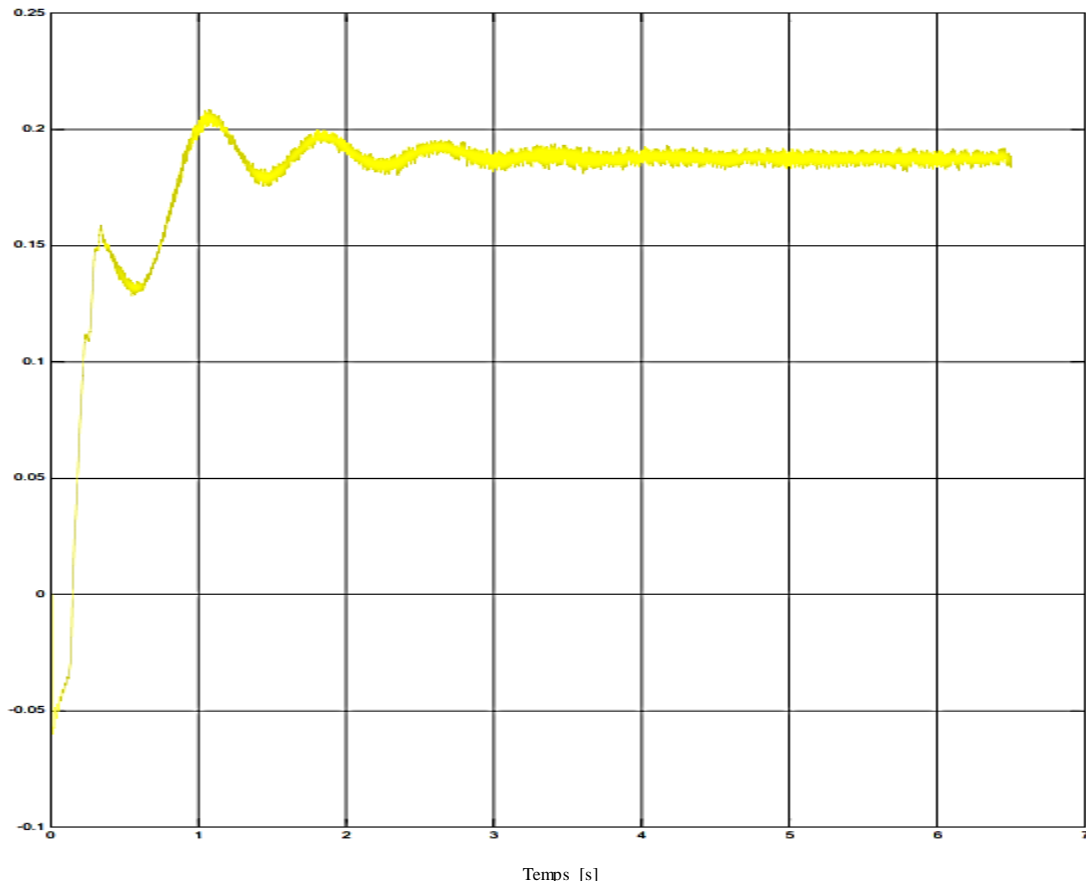


Fig. IV-31 : La puissance réactive totale cotée générateur en (pu).

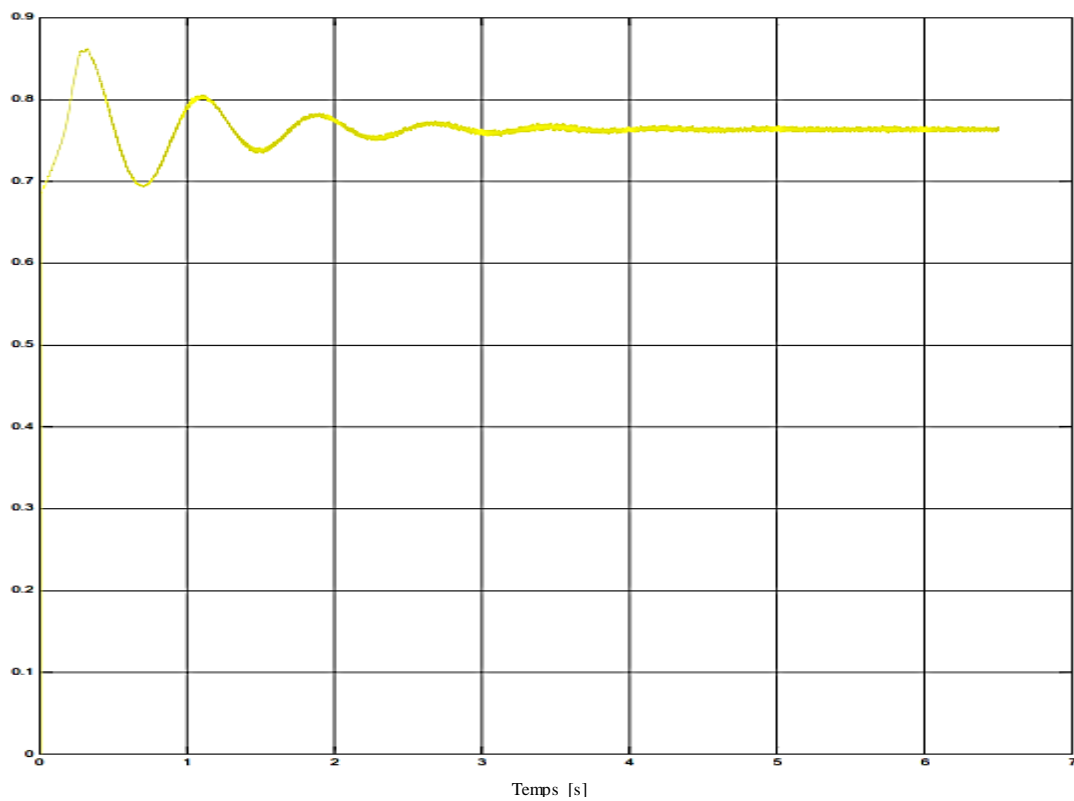


Fig. IV-32 : La puissance active totale cotée générateur en (pu).

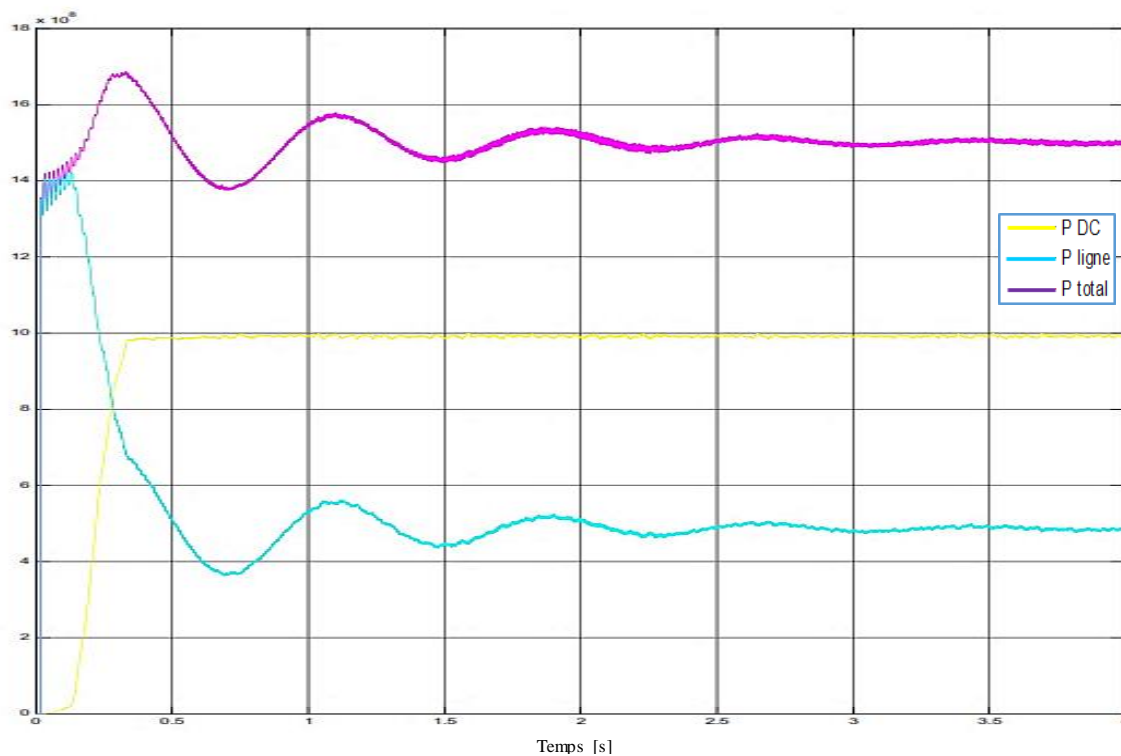


Fig. IV-33 : Les puissances actives dans le réseau pour  $P_{dc} = 1000$  MW, imposé sur l'HVDC.

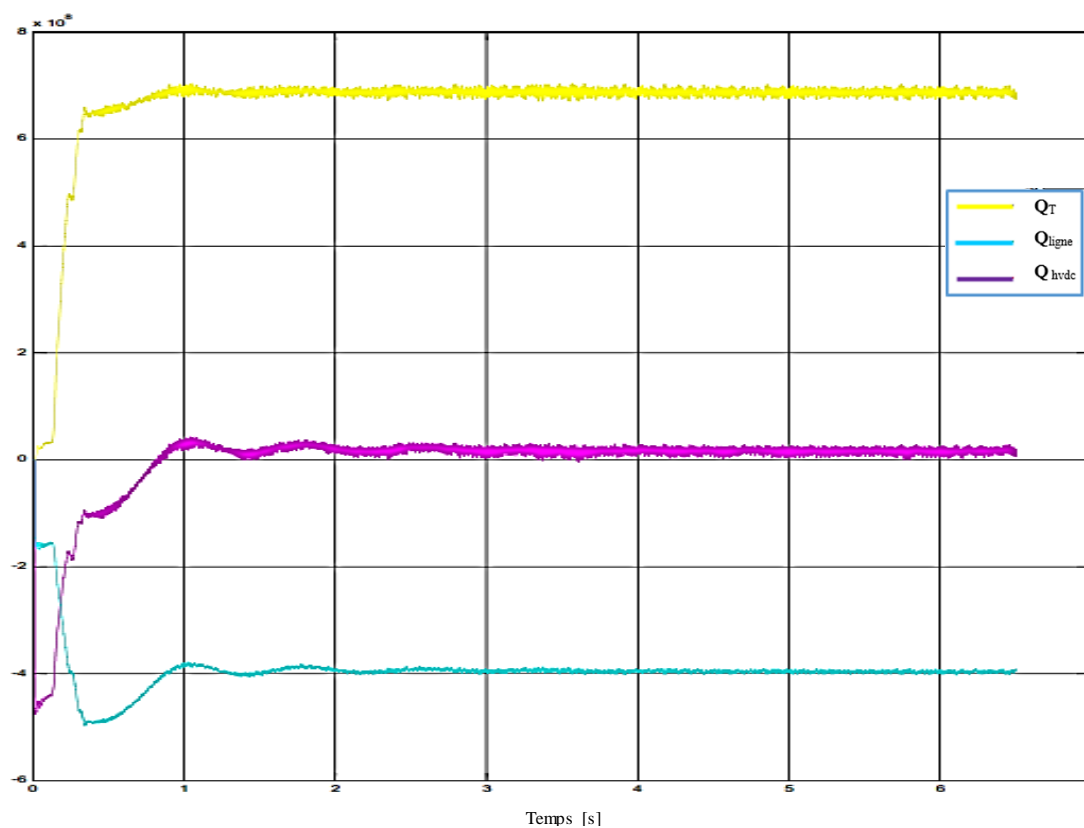


Fig. IV-34 : Les puissances réactives dans le réseau pour  $P_{dc} = 1000$  MW, imposé sur l'HVDC.

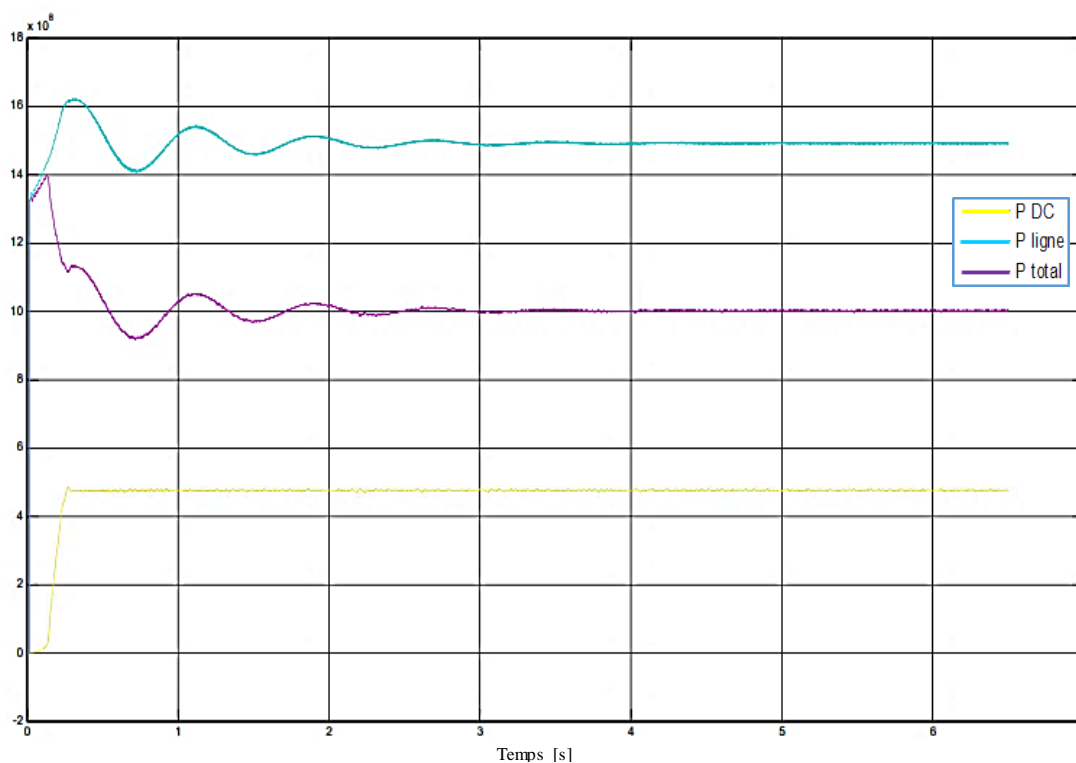


Fig. IV-35 : Les puissances actives dans le réseau pour  $P_{dc} = 500\text{MW}$ , imposé sur l’HVDC.

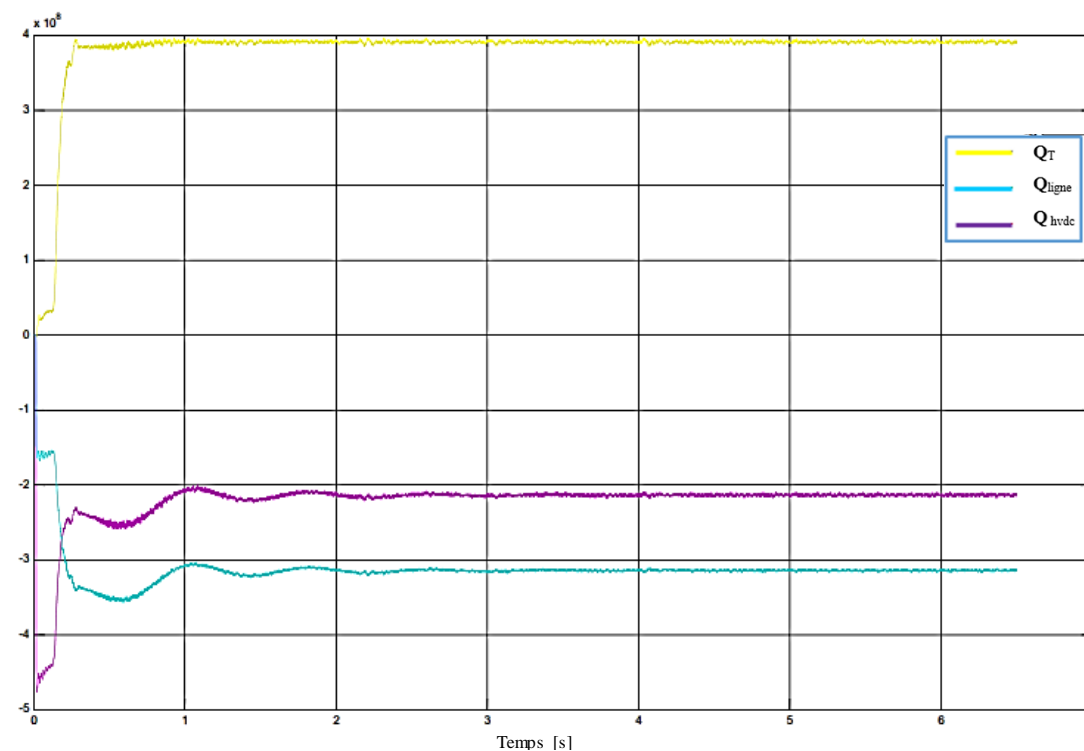


Fig. IV-36 : Les puissances réactives dans le réseau pour  $P_{dc} = 500\text{MW}$ , imposé sur l’HVDC.

Le pilotage de la puissance par un HVDC peut servir à soulager la ligne AC, de sorte que le flux de puissance en temps réel est arrangé en imposant le courant  $I_d$ .

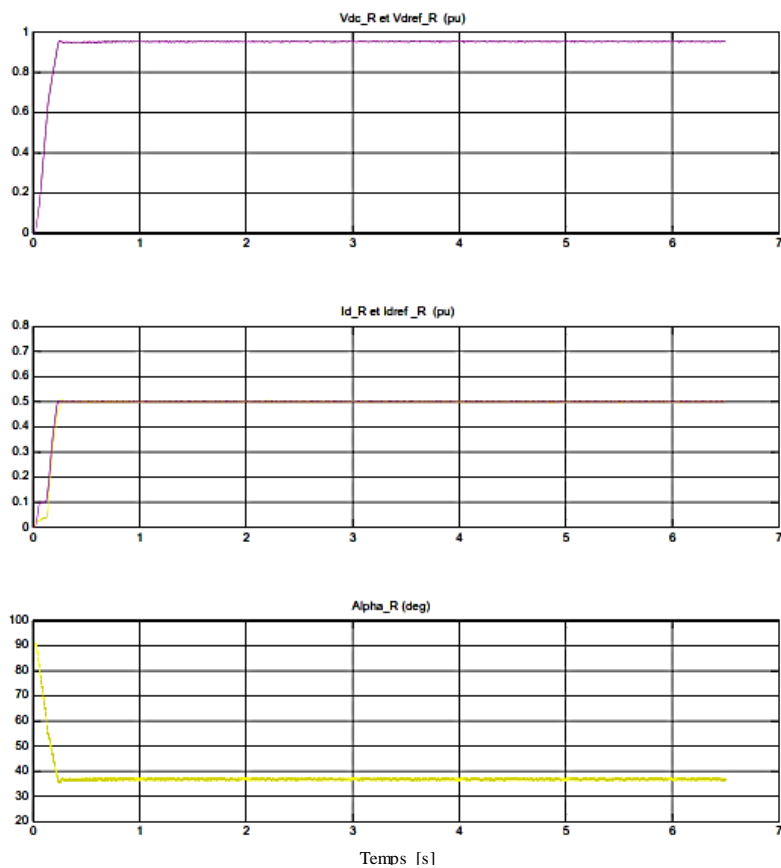


Fig. IV-37 : Tension DC, Courant DC et Alpha coté Redresseur pour Pdc = 500MW.

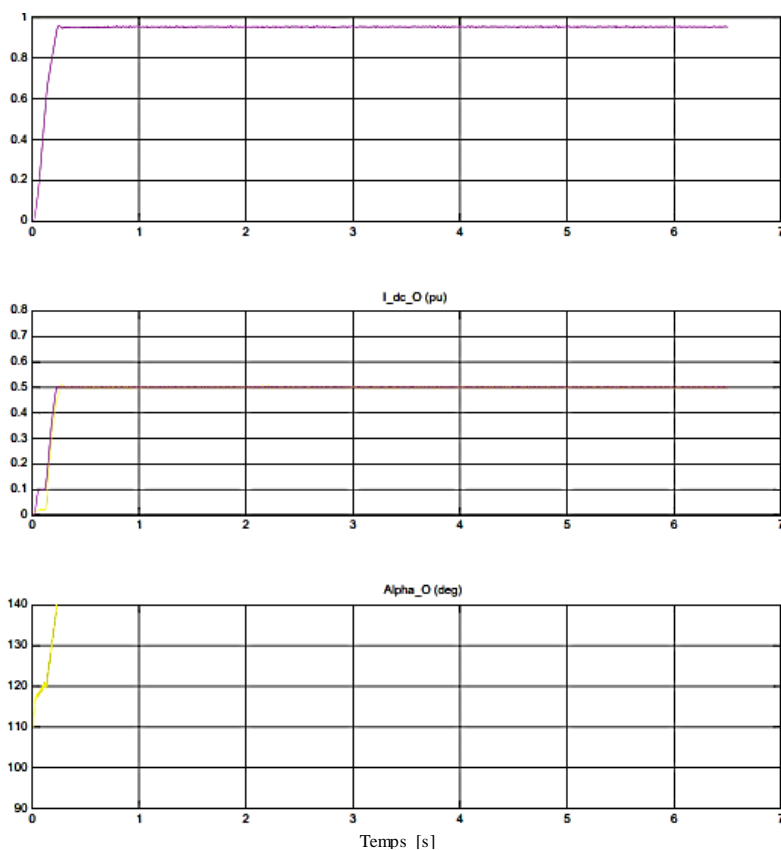


Fig. IV-38 : Tension DC, Courant DC et Béta coté Onduleur pour Pdc = 500MW.

## IV.7 - Réponse de réseau face à des perturbations importantes

Cette partie est consacré à l'étude de la stabilité transitoire, on y distingue essentiellement deux problèmes : l'évaluation du comportement du système électrique face à des perturbations importantes et sa commande (stabilisation) par rapport à des perturbations dangereuses.

### IV.7.1 - Mode préventif

En matière de conduite en mode préventif, l'étude des réseaux électriques est en fonction de leurs besoins génériques communs, en plus de besoins spécifiques correspondant à différentes morphologies de réseaux, stratégies d'opération, etc. L'étude en mode préventive vise à évaluer la stabilité du réseau et -si nécessaire- à déterminer des actions de stabilisation appropriées sur base d'une prédiction des conditions de fonctionnement et de simulation de perturbations plausibles, jugées dangereuses.

Notons que même dans le cadre de l'opération en temps réelle qui couvre un horizon de l'ordre de l'heure ou de la demi-heure, il n'est pas possible de déterminer des actions optimales de stabilisation à cause des incertitudes sur le fonctionnement futur des réseaux et, plus encore, de la nature aléatoire des événements susceptibles de se produire. Aussi, l'opérateur pourrait-il répugner à appliquer des actions correctives en prévision d'une perturbation qui, dans la plupart des cas considérant dès lors que pareilles actions sont trop coûteuses [38]. On va simule le réseau sans système HVDC pour un défaut triphasé à la terre pendant une Durée de 4/60 s de 1.516s à 1.583s (alors  $[1/60 \ 5/60] + 1.5$ ).

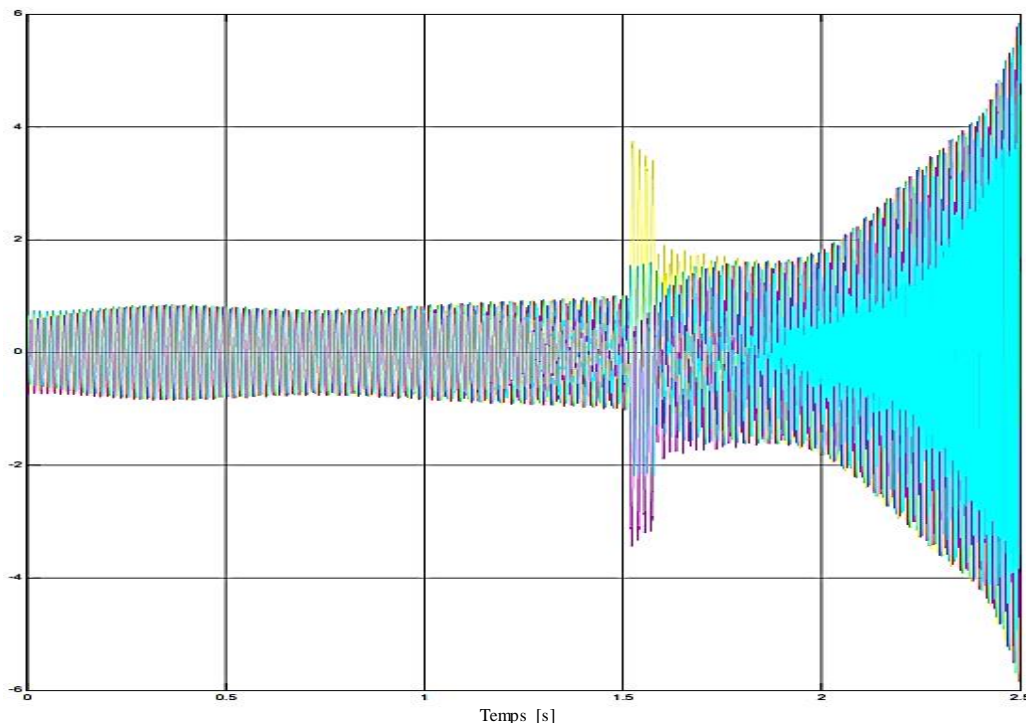


Fig. IV-39 : Courants de la machine synchrone pendant un défaut triphasé.

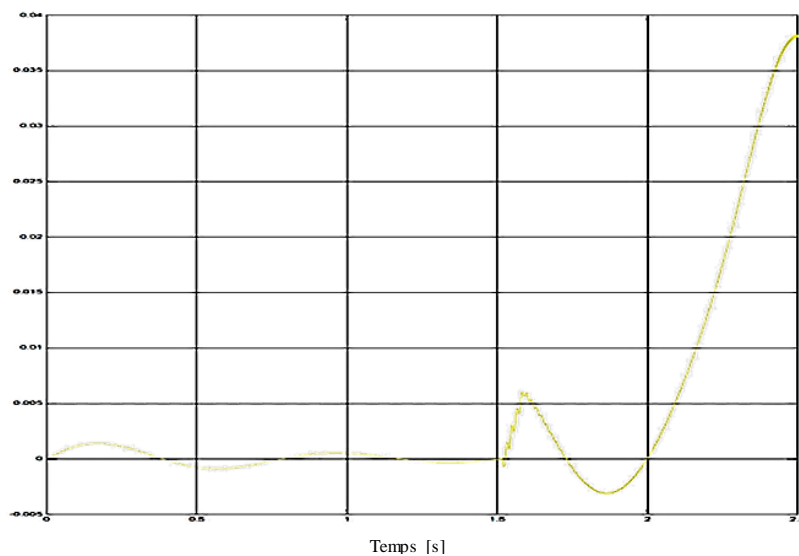


Fig. IV-40 : Angle de charge de la machine synchrone pendant un défaut triphasé (deg).

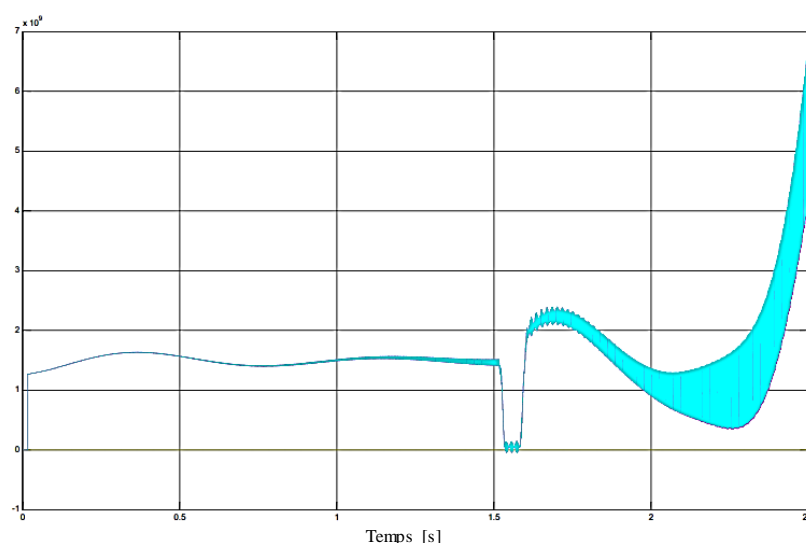


Fig. IV-41 : Puissance active générée par les machines synchrone pendant un défaut triphasé.

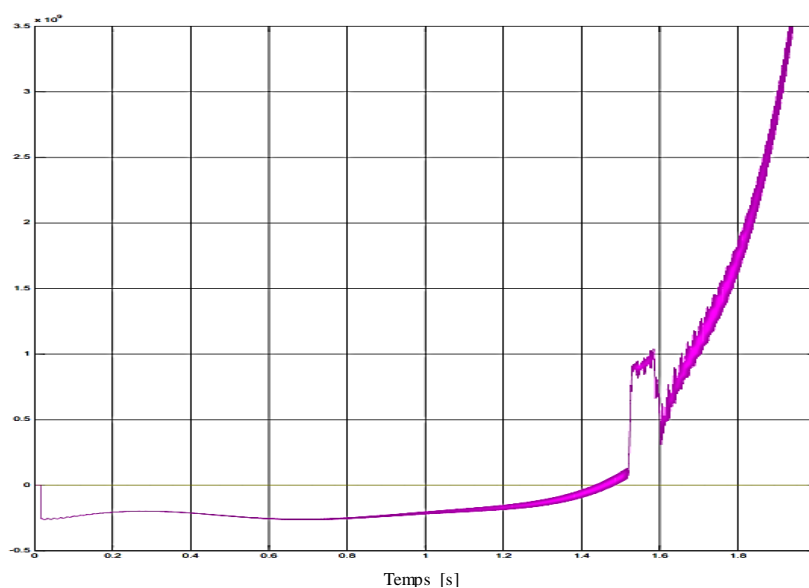


Fig. IV-42 : Puissance réactive générée par la machine synchrone pendant un défaut triphasé.

### IV.7.2 - Amortissement des oscillations

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 (électromécanique et hypo synchrone). Un tel rôle a d'ailleurs été mis en évidence dans le passé par action rapide sur les liaisons à haute tension continue, ascendants des FACTS [38]. On va simuler le réseau avec un système HVDC pour un défaut triphasé à la terre pendant une durée de 4/60 s de 1.516s à 1.583s (alors  $[1/60 \ 5/60] + 1.5$ ).

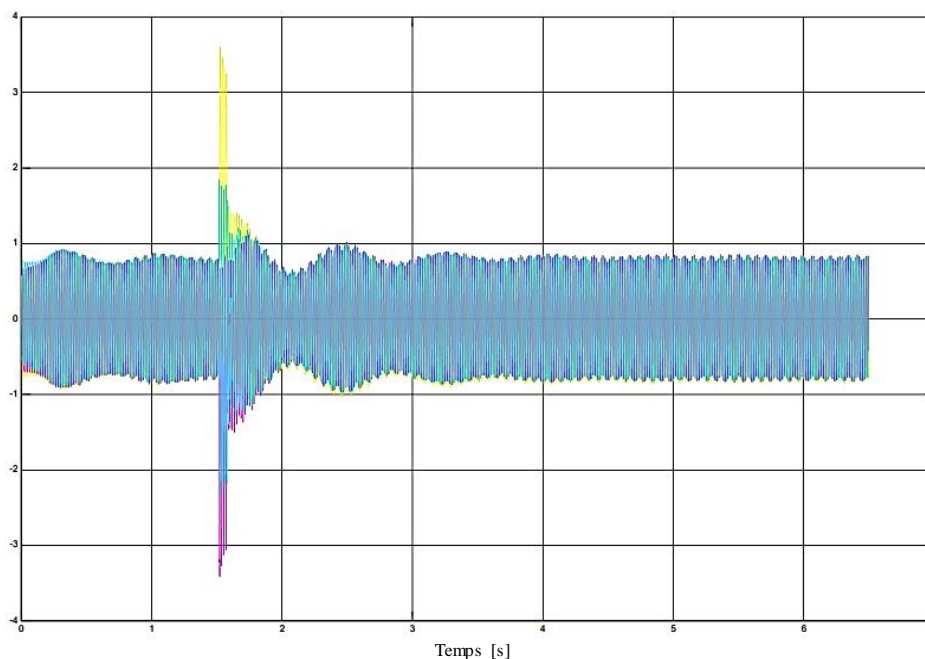


Fig. IV-43 : Courants de la machine synchrone pendant un défaut triphasé, avec HVDC.

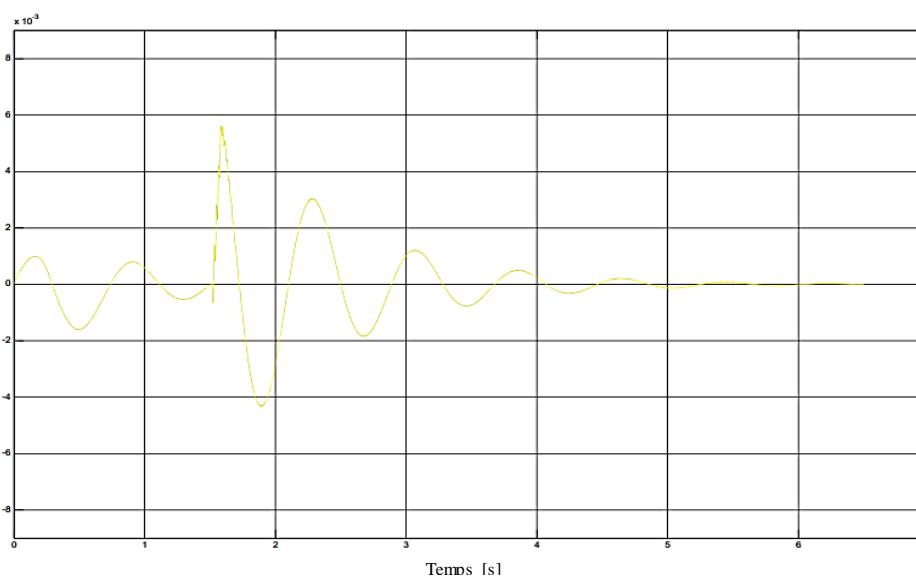


Fig. IV-44 : Angle de charge de la génératrice pendant un défaut triphasé, avec HVDC.

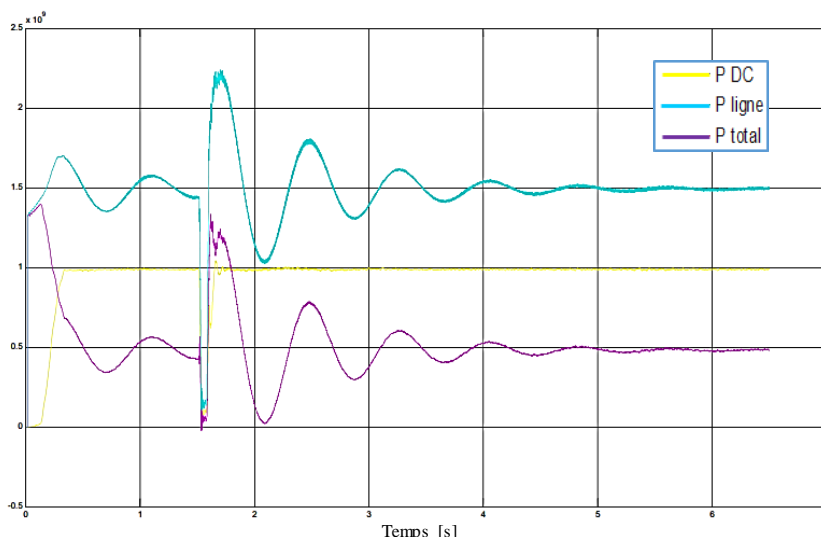


Fig. IV-45 : Les puissances actives dans le réseau pendant un défaut triphasé, avec HVDC.

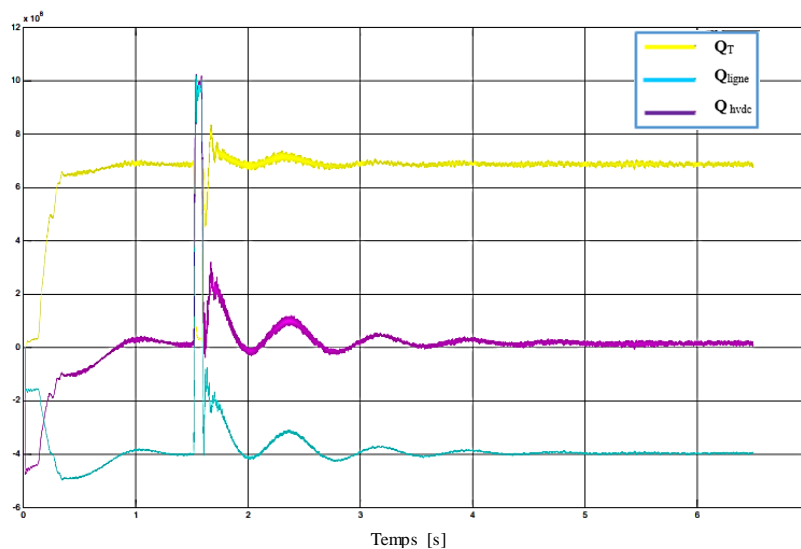


Fig. IV-46 : Les puissances réactives dans le réseau pendant un défaut triphasé, avec HVDC.

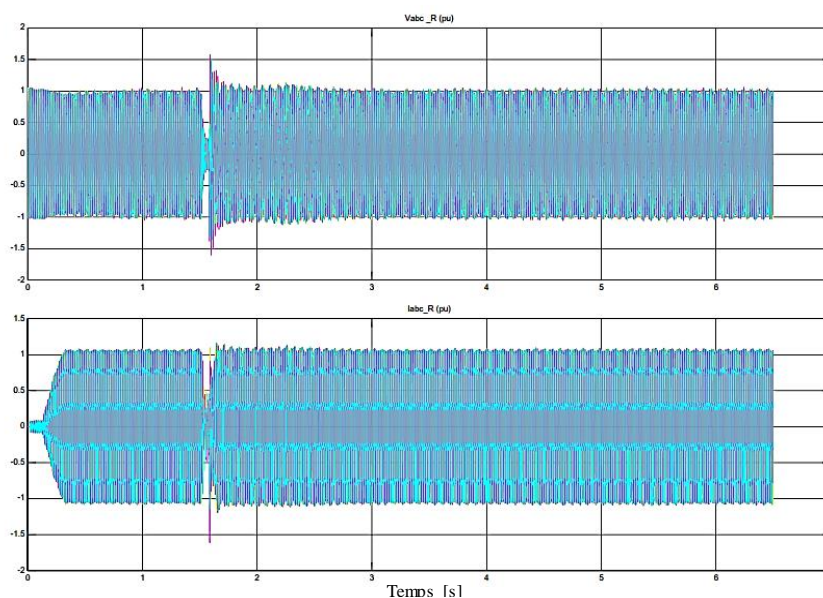


Fig. IV-47 : La tension  $V_{abc}$  et le courant  $I_{abc}$  côté AC circulant dans l'HVDC.



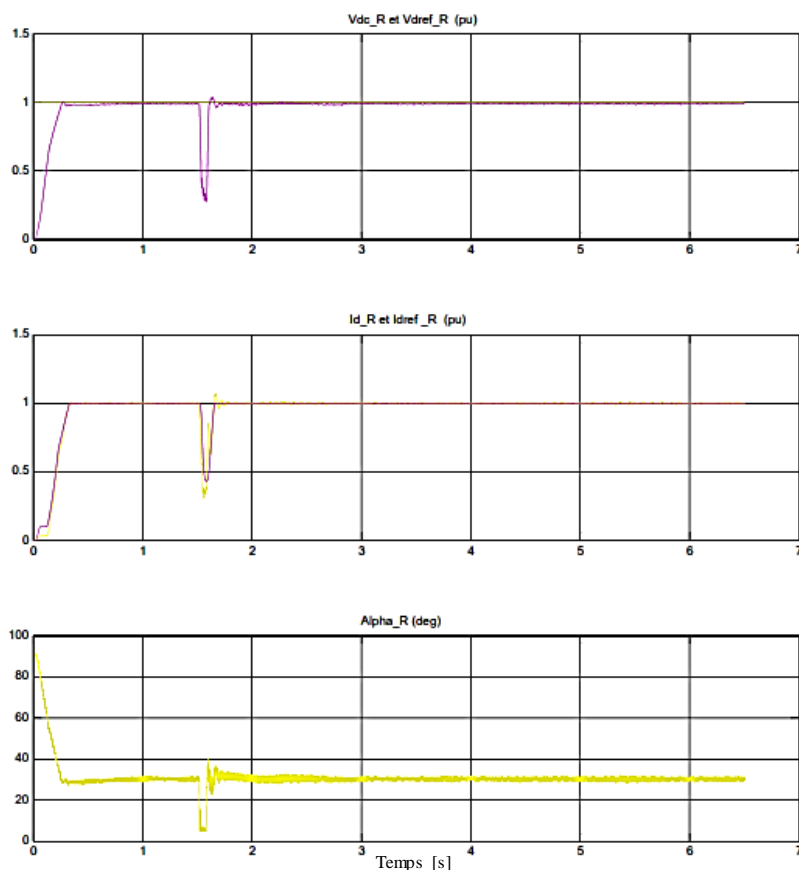


Fig. IV-48 : Tension DC, Courant DC et Alpha coté Redresseur pendant un défaut triphasé.

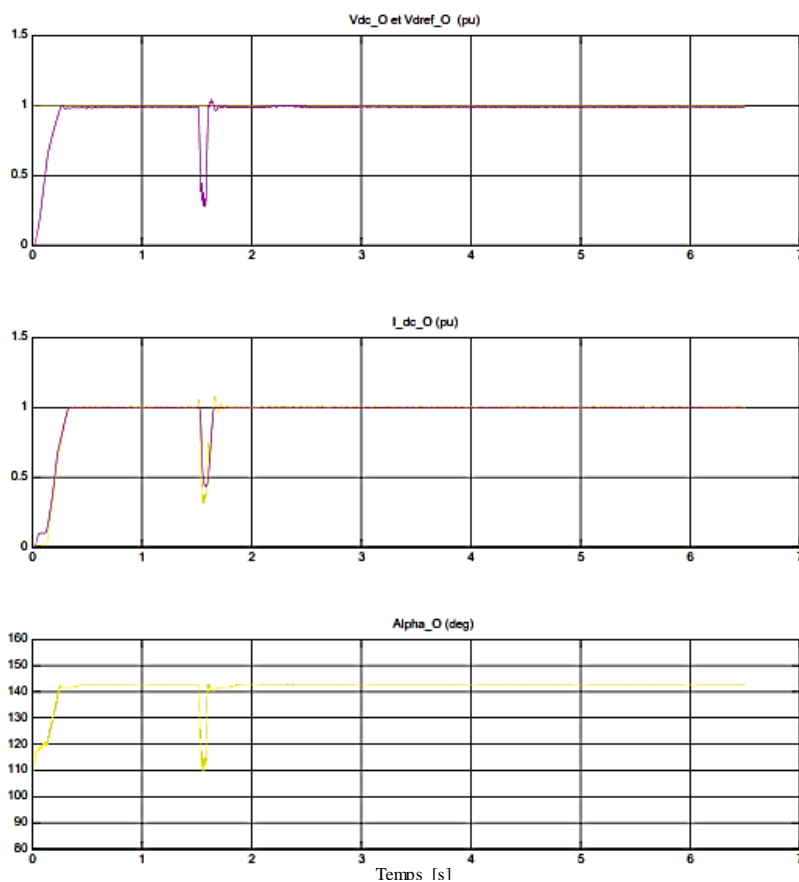


Fig. IV-49 : Tension DC, Courant DC et Béta coté Onduleur pendant un défaut triphasé.

## IV.8 - Conclusion

Dans ce chapitre nous avons réussi à simuler un système de transport HVDC, nous avons montré la possibilité de l'interconnexion des réseaux de différentes tensions. Cette technique va offrir une stratégie pour l'exploitation des réseaux électriques. La commande de système CSC-HVDC a été présentée dans le présent document. Les résultats de simulation illustrent que la réponse du système est rapide, tensions alternatives et courants alternatifs de haute qualité peuvent être obtenues, la puissance active et la puissance réactive peuvent être contrôlées indépendamment. Le Système HVDC vise à évaluer l'état du réseau et les actions correctives jugées nécessaires après l'apparition effective d'une perturbation c'est-à-dire capables de stabiliser le système en modifiant les paramètres de réglage. Dans une alternative à la conduite temps réel en mode préventive peut être fournie par l'HVDC.

### Référence :

- [1] A. Ekstrom, « High power electronics HVDC and SVC », *Electric Power Research Center, Stockholm, Sweden*.
- [2] J. Arrillaga, « High Voltage Direct Current Transmission », *Institution of Electrical Engineers, London, UK, 1998*.
- [3] R. Rudervall, J. Charpentier, et R. Sharma, « High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology », *Review Paper in Energy Week, Washington, D.C, USA, mars 2000*.
- [4] D. F. Menzies, J. Graham, et F. U. Ribeiro, « Garabi the Argentina-Brazil 1000MW interconnection commissioning and early operating experience », in *ERLAC Conference, Foz do Iguacu, Brazil, juin 2001*.
- [5] Eric Joncquel, « Transport d'énergie en courant continu haut tension », *Technique de l'ingénieur*, n° D 4 761.
- [6] René beaussier, « Les interconnexion en courant continu: pourquoi? Les liaisons dans le monde et Celle d'IFA 2000 », *Chef de laboratoire d'essais spéciaux pour HVDC*.
- [7] L. Ronström, M. L. Hoffstein, R. Pajo, et M. Lahtinen, « The Estlink HVDC Light transmission system », in *Proceedings Security Rel. Electric Power Systems, CIGRE Regional Meeting, Tallinn, Estonia, juin 2007*.
- [8] U. Axelsson, A. Holm, C. Liljegren, et K. Eriksson, « Gotland HVDC Light transmission-world's first commercial small scale dc transmission », in *CIREN Conference, Nice, France, may 1999*.
- [9] N. Mohan, T. M. Undeland, et W. P. Robbins, « Voltage sags: their impact on the utility and industrial customers », *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 34, n° 3, p. 549–558, juin 1998.
- [10] Törn Arro, Owen Silavwe, « Coupling of transients in HVDC lines to adjacent HVAC lines and its impact on the AC line protection coupling of transients in HVDC lines to adjacent HVAC lines and its impact on the AC line protection », Thesis for the Master of Science, Chalmers University of Technology Göteborg, Sweden, 2007.

- [11] B. R. Lin et H. H. Lu, « Control techniques for a high power factor multilevel rectifier based on double boost converter », *International journal of electronics*, vol. 87, n° 7, p. 879–895, 2000.
- [12] Vijay Kluwer Sood, « *HVDC and FACTS Controllers: Applications of Static Converters in Power Systems* », Springer Science & Business Media, 2004.
- [13] B. D. Railing, J. J. Miller, P. Steckley, G. Moreau, P. Bard, L. Ronström, et J. Lindberg, « Cross Sound Cable project second Multilevel Converters », *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 32, n° 3, p. 509 – 517, 1996.
- [14] P. Lamell, J.S. Lai et F.Z. Peng, « A New Breed of Power Converters Voltage Source Forced Commutated Converter Applied for HVDC Tapping Stations », *IEEE Transactions on Industry Applications*, avril 1992.
- [15] Y. Li, N.S. Choi, B.M. Han, K.M. Kim, B. Lee, et J.H. Park, « Direct duty ratio pulse width modulation method for matrix converters », *International Journal of Control, Automation and Systems*, vol. 6, p. 660-669, 2008.
- [16] G. Asplund, K. Eriksson et K. Svensson, « DC transmission based on Voltage Source Converters », *Proceedings of CIGRE SC14 Colloquium South Africa*, p. 1 – 7, 1997.
- [17] G. Asplund, K. Eriksson et K. Svensson, « HVDC Light - DC transmission based on Voltage Source Converters », *ABB Review*, n° 1, 1998.
- [18] X.I. Koutiva, N.A. Vovos, T.D. Vrionis, et G.B. Giannakopoulos, « Neuro Fuzzy Control of an HVDC Link Based On VSCs », *In EPE, Toulouse*, 2003.
- [19] H. Jiang et A. Ekstrom, « Multiterminal HVDC Systems in Urban Areas of Large Cities », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, n° 4, p. 1278–1284, 1998.
- [20] B. K. Johnson, « HVDC models used in stability studies », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, n° 2, p. 1153-1163, 1989.
- [21] Y. Tao, S. Shande, Z. Shouzhen, Z. Yuzhu, et Z. Weijiang, « Nonlinear auto-disturbance-rejection control of HVDC system », *IEEE*, vol. 4, p. 2227–2230, 2002.
- [22] S. Arabi, P. Kundur, et J. H. Sawada, « Appropriate HVDC transmission simulation models for various power system stability studies », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, n° 4, p. 1292–1297, 1998.
- [23] H. Jin, V. K. Sood, et W. Chen, « A Simulation study of a HVDC system with two DC links », *TENCON'93. Proceedings. Computer Communication Control and Power Engineering. IEEE Region 10 Conference*, 1993.
- [24] Z. Zhongyuan, Z. Xiang, W. linping, L. Haiying, L. jiuhu et Z. Yuping, « EMTDC-based Equivalent Real-time Simulation of HVDC MACH2 System », *Automation of Electric Power Systems*, p. 50-52, 2007.
- [25] V. K. Sood, V. Khatri, et H. Jin, « EMTD modeling of CIGRE benchmark based HVDC transmission system operating with weak AC systems Power Electronics », *Drives and Energy Systems for Industrial Growth, Proceedings of the International Conference*, 1996.
- [26] P. Lizhu, H. Minxiao, W. Jun et L. Yue, « Modeling and Simulation of HVDC Control System Based on EMTDC », *High Voltage Engineering*, vol. 32, p. 22-28, 2006.
- [27] M. Szechtman, T. Wess, et C. V. Thio, « First benchmark model for HVDC control studies », *Electra*, vol. 135, n° 4, p. 54–73, 1991.

- [28] J. Ainsworth , « Applications of PSCAD/EMTDC, » *Manitoba HVDC Research Centre Inc*, 2008.
- [29] G. Richard Farmer, « Power System Dynamics and Stability », *The Electric Power Engineering Handbook Series, Boca Raton : CRC Press LLC*, 2001.
- [30] M. Szechtman, T. Wess, et C. Thio, « A benchmark model for HVDC system studies AC and DC Power Transmission », *International Conference*, p. 374-378, 1991.
- [31] G. Sybille, P. Brunelle, H. Le-Huy, L.A. Dessaint, et K. Al-Haddad, « Theory and Application of Power System Blockset a Matlab/Simulink-Based Simulation Tool for Power Systems », *IEEE, Power Engineering Society Winter Meeting Conference Proceedings*, vol. 1, 2000.
- [32] S. Casoria, J. Mahseredjian, R. Roussel, J. Beaudry, et G. Sybille, « A portable and unified approach to control system simulation », *IREQ / Hydro-Québec, IPST2001 International conference on power systems Transients, Rio de Janeiro, Brazil*, p. 24-28, juin 2001.
- [33] R. Wu, S. Dewan, et G. Slemon, « Analysis of an AC-to-DC Voltage Source Converter Using PWM with Phase and Amplitude Control », *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 27, n° 2, p. 355 – 363, 1991.
- [34] W. Liu et Z. Cai, « Model Analysis and Robust Control Design of VSC-HVDC Converter with dq0 Axis », *DRPT2008, Nanjing, China*, p. 6 – 9, avril 2008.
- [35] U. Axelsson, A. Holm, C. Liljegren, M. Aberg, K. Eriksson, et O. Tollerz, « The Gotland HVDC Light Project—Experiences from trial and commercial operation », in *CIGRE Conference, Amsterdam, The Netherlands*, p. 1–5, 2001.
- [36] D. Jovicic, N. Pahalawaththa, et M. Zavahir, « Novel Current Controller Design for Elimination of Dominant Oscillatory Mode on an HVDC Line », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, n° 2, avril 1999.
- [37] J. Pan, R. Nuqui, B. Berggren, S. Thorburn, et B. Jacobson, « Questions d'équilibre, Les grands réseaux de transport adoptent HVDC Light », *Revue ABB*, n° 3, 2009.
- [38] Michel Crappe, « Stabilité et sauvegarde des Réseaux électriques », *Hermès Science Lavoisier*, paris, France, p. 53 - 179, 2003. [Consulté le 18 juin 2015].

## **Conclusion générale**

## **Conclusion**

Voitures intelligentes, maisons intelligentes, réseaux électriques intelligents, compteurs intelligents, téléphones intelligents ... Bref tout semble devenir « intelligent ». Cette « quête d'intelligence » se cristallise par le développement des Technologies de l'Information et de la Communication, et des technologies de mesures et de contrôle en temps réel. Le réseau de distribution d'électricité dit « intelligent », aussi appelé « *smart grid* » a été le sujet de ce mémoire. Nous avons pu proposer une définition de ce réseau, expliquer son fonctionnement et son objectif d'équilibrage entre la production, la consommation et les capacités du réseau de distribution ; énumérer les divers avantages promus par les compagnies d'électricité, ainsi que les risques potentiels du mécanisme de comptage du compteur communicant actuel. Les risques de non-protection de la vie privée peuvent se manifester entre autre par l'exposition, le vol, le piratage, le traitement et l'exploitation insoutenable des données personnelles de consommation et de production électrique des individus et collectifs qui se servent de ce compteur. Nous avons compris que le terme d'intelligence employé dans l'appellation de ces réseaux, signifie la faculté de lire, de veiller à la consommation et production d'électricité de l'ensemble des individus ou collectifs connectés à ce réseau. Cette technique de lecture descendante provoque une surveillance continue, inopérable sur les habitudes. Dans notre travail, nous avons investigué des tâches touchant à plusieurs aspects liés aux réseaux électriques intelligents.

### **En premier temps :**

Nous avons consacré beaucoup de temps pour réaliser le modèle CIGRE par Simulink après sa validation nous l'avons introduit dans un réseau électrique (OMIB) les premiers résultats obtenus concernant la répartition de la puissance active et réactive sont satisfaisants. Comme on a pu contrôler les deux puissances indépendamment comme le montre les résultats.

### **En deuxième temps :**

Le pilotage et le contrôle de puissance active et réactive indépendamment est maîtrisé ce qui nous a mené à analyser le système en régime transitoire. Nous avons considéré un défaut le plus contraignant qui peut se présenter sur un réseau électrique. Nous avons détaillé 2 scénarios :

#### **Premier scénario :**

Le système subit d'abord des oscillations électromécaniques dues au mouvement de rotor de générateur, puis le système perd sa stabilité au environ de quatre cycles. La tension au jeu de barre impose un courant d'excitation de plus en plus élevé de puissance réactive par la machine.

Après cinq cycle chaque tentative d'augmenter le courant d'excitation est corrigé par le limiteur, le générateur se comporte comme une F.E.M constante derrière la réactance synchrone saturé, sa tension terminale n'est plus régulée et la tension subit une chute importante cette chute continu comme plus aucune dynamique n'intervient, le système reste à ce niveau de tension tout à fait inacceptable.

### **Deuxième scénario :**

L'analyse de la sécurité de tension doit être davantage présente dans la fonction de conduite en temps réelle des réseaux. Le pilotage et la commande d'un système HVDC destiné à contrer les incidents plus graves sont d'ores et déjà disponibles. Le Système HVDC vise à évaluer l'état du réseau et les actions correctives jugées nécessaire après l'apparition effective d'une perturbation c'est-à-dire capables de stabiliser le système en modifiant les paramètres de réglage. Ce réglage fin et rapide du transfert d'énergie permet aux exploitants de réseau d'utiliser des sources de production plus économiques et moins polluantes. Les résultats de simulation illustrer que la réponse du système est rapide, tensions alternatives et courants alternatifs de haute qualité peuvent être obtenues, la puissance active et la puissance réactive peuvent être contrôlée indépendamment. Une alternative à la conduite temps réel en mode préventive peut être fournie par l'HVDC. Dans la plupart des cas une perturbation ne se produit pas dans le réseau intelligent.

Dans ce travail, notre objectif n'était pas de proposer une solution à tous les problèmes posés, car ce champ d'études pose de nombreux défis. Nous n'avons pas considéré les aspects suivants qui, quoiqu'importants, pouvaient faire l'objet de travaux futurs :

- ❖ La conception et la réalisation des compteurs intelligents - Cela nécessite de construire la circuiterie interne et des contrôleurs.
- ❖ Les questions de sécurité (un élément critique dans ces types de réseaux) - Il faut implanter des mécanismes rigoureux pour prévenir les intrusions dans le réseau et les foyers, et éviter ainsi la subtilisation de l'énergie ou simplement l'accès par des personnes non autorisées à des informations privées sur la consommation.
- ❖ Une étude systématique des données de consommation stockées dans les bases de données de compteurs - Ces données sont généralement de grande taille.
- ❖ La conception de capteurs sur les appareils électroménagers afin de rendre possible la communication avec les compteurs intelligents.

## RÉSUMÉ

L'évolution des réseaux électriques combinés avec les réseaux et les infrastructures des technologies de l'information et de la communication a donné lieu à une nouvelle génération de réseaux appelés Réseaux électriques intelligents (Smart grids).

Dans ce mémoire, nous nous sommes intéressés à plusieurs aspects et nous formulons des propositions pour répondre aux nouveaux besoins créés par ces réseaux. Nous avons présenté des infrastructures de communication impliquant des réseaux sans fil et une architecture permettant de connecter les différents éléments du réseau et les équipements des foyers (appareils électriques, appareils électroménagers, etc.). Nous avons présenté plusieurs services pour effectuer le contrôle et le monitoring du réseau et des équipements des foyers à travers les compteurs intelligents et des services *Web*. Nous avons également présenté des services et une application pour donner accès à ces services à travers des appareils portables, notamment les téléphones mobiles intelligents.

La commande de système CSC-HVDC de la référence CIGRÉ a été présentée dans le présent document. Les résultats de simulation illustrent que la réponse du système est rapide, tensions alternatives et courants alternatifs de haute qualité peuvent être obtenues, la puissance active et la puissance réactive peuvent être contrôlée indépendamment.

L'objectif de cette étude est d'améliorer la qualité et la fiabilité de la fourniture d'électricité en renforçant le pilotage du réseau local ; soit renforcer le réseau avec des équipements informatiques et électriques.

**Mots clés :** Réseaux intelligents, Compteurs intelligents, Communication sans fil, gestion et Pilotage énergétique, CIGRÉ CSC-HVDC, Défaut, Matlab \ Simulink ®.