

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université A/MIRA de Béjaïa
Faculté de Technologie
Département de génie électrique



Mémoire de Fin d'étude

En vue de l'obtention du Diplôme de Master II en électrotechnique

Option : Réseau Electrique

Thème

Les aspects techniques
des projets Smart Grids

Présenté par :

- BRAHIMI Karim
- BOUCHALA Sofiane

Dirigé par :

- M^r MEDJOU DJ.R
- M^{elle} IBERRAKEN.F

Promotion 2012 - 2013

Remerciements

Nos sincères remerciements à Dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience qu'il nous a donné afin de réaliser ce mémoire.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à Monsieur R.MEDJOUDJ de nous avoir proposé ce sujet que nous trouvons très intéressant et d'actualité, pour ses conseils et orientations. Nous exprimons notre gratitude à mademoiselle F.IBERRAKEN pour son aide précieuse tout au long de la préparation de ce mémoire.

Nous exprimons notre profonde reconnaissance aux membres de jury : Mme AOUZELLAG.N et Mr TABTI.B pour avoir accepté de juger notre travail.

A toute personne ayant contribué de près ou de loin à l'achèvement de ce mémoire.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

✓ *A mes très chers parents et, je prie Dieu de
les protégés*

✓ *A mes frères*

✓ *A mes sœurs et leurs maris*

✓ *A toute ma famille*

✓ *Et à tous mes amis(es).*

Sofiane

DEDICACES

A la mémoire de mon père que dieu l'accueille dans son vaste paradis. Je voulais tant que tu vives ce jour, Dieu a décidé autrement. Repose en paix très cher père.

Je tiens sincèrement à dédier ce modeste travail à ma très chère mère qui m'a élevé, formé, encouragé et soutenu durant toute ma vie.

Qu'Allah puisse la garder éternellement heureuse. Merci du fond du cœur.

A mes frères, particulièrement à mon très cher grand frère Yazid, Rabia et mes sœurs, pour les conseils qu'ils n'ont cessé de me prodiguer durant toutes mes études.

A mes amies et toute la promotion Génie électrique 2013 (Sofiane, Imad, Lounis, Farid, Fares, Nassim, et surtout toutouch...)

A tous ceux qui me sont chers.

Karim

Liste des figures

Figure (I.1)	Modèle conceptuel d'un Smart Grid.....	6
Figure (I.2)	Synchrophaseurs de tension aux deux extrémités d'une ligne	10
Figure (I.3)	Implantation signalisation des détecteurs de défaut.....	15
Figure (I.4)	Courant traceur en cas d'exploitation à défaut maintenu.....	16
Figure (III.1)	Compteur électromécanique.....	41
Figure (III.2)	Schéma de principe de fonctionnement d'un compteur électronique	41
Figure (III.3)	Compteur électronique	42
Figure (III.4)	Différentes fonctionnalités des compteurs intelligents	43
Figure (III.5)	Schéma d'un modèle couramment retenu pour un système de comptage évolué en électricité	49
Figure (III.6)	L'étiquette énergie	54
Figure (IV.1)	Schéma de principe de l'estimation d'état d'un réseau électrique	60
Figure (IV.2)	Architecture du système SCADA	62
Figure (IV.3)	Courant porteur en ligne (CPL)	63
Figure (IV.4)	Schéma d'une fibre optique	64
Figure (IV.5)	Nœud typique d'un système de puissance	70
Figure (IV.6)	Schéma d'un réseau à trois nœuds	74
Figure (IV.7)	Organigramme de l'estimation d'état d'un réseau électrique	76

Liste des tableaux

Tableau (I.1)	Comparaison entre le réseau électrique traditionnel et intelligent	7
Tableau (II.1)	Domaines et acteurs du modèle conceptuel des Smart Grids	26
Tableau (II.2)	Normes de communications des marchés énergétiques	28
Tableau (II.3)	Normes des centres de conduite pour les systèmes de gestion de l'énergie	29
Tableau (II.4)	Normes des centres de conduite pour les systèmes de gestion de la distribution	30
Tableau (II.5)	Normes d'acquisition et de contrôle de données	31
Tableau (II.6)	Normes visant l'automatisation des postes	32
Tableau (II.7)	Normes pour l'automatisation de la distribution et les ressources énergétiques distribuées	33
Tableau (II.8)	Normes d'interopérabilité	35
Tableau (II.9)	Normes de comptage	36
Tableau (IV.1)	Données sur lignes	74
Tableau (IV.2)	Données aux accès	75

Sommaire

Introduction générale.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre I :

Technologie des Smart grids

Introduction	3
I.1 Smart Grids	4
I.1.1 Définition	4
I.1.2 Caractéristiques des Smart Grids	4
I.1.3 Modèle et architecture d'un Smart Grids.....	5
I.1.4 Comparaison entre le réseau électrique traditionnel et le réseau électrique intelligent.....	6
I.2 Technologies des Smart Grids	7
I.2.1 Communication.....	8
I.2.1.1 Home Area Network (HAN).....	8
I.2.1.2 Neighborhood Area Network (NAN)	8
I.2.1.3 Wide Area Network (WAN)	9
I.2.2 Interface évolué et aide à la décision	9
I.2.3 Outils de mesure	10
I.2.3.1 PMU : Phasor Measurment Units	10
I.2.3.2 Capteurs	11
I.2.3.3 Compteurs intelligents	13
I.2.4 Systèmes de contrôle et de détection	13
I.2.4.1 Système SCADA	14
I.2.4.2 Indicateurs de défaut	14
I.2.5 Intégration des énergies renouvelables	16
I.2.6 Stockage d'énergie électrique	17
I.2.7 Infrastructure énergétique	18
I.2.7.1 FACTS	18
I.2.7.2 HVDC	20

Conclusion.....	20
-----------------	----

Chapitre II :

Standards et pratiques industrielles

Introduction	22
II.1 Normalisation.....	22
II.1.1 Définition générale	22
II.1.2 Organisation de la normalisation	23
II.1.3 Elaboration d'une norme internationale	23
II.2 Normalisation dans les Smart Grids	24
II.2.1 Modèle conceptuel de référence	25
II.2.2 Planification des Smart Grids	26
II.3 Normes de transport et de distribution	26
II.3.1 Communication sur les marchés de l'électricité.....	27
II.3.2 Centre de conduite-Systèmes de gestion et de la distribution de l'énergie	28
II.3.3 Communication SCADA entre les centres de conduite et l'équipement sur le terrain	30
II.3.4 Communication avec l'équipement sur le terrain pour l'automatisation des postes .	31
II.3.5 Systèmes de transport intelligents	33
II.4 Smart metering	35
II.5 Maison intelligente et automatisation du bâtiment.....	37
Conclusion.....	37

Chapitre III :

Compteur intelligent et maison intelligente

Introduction	38
III.1 Evolution du système de comptage électrique	39
III.1.1 Compteurs électromécaniques.....	40
III.1.2 Compteurs électroniques	41
III.2 Compteurs intelligents.....	43
III.2.1 Différentes fonctionnalités des compteurs intelligents	43

III.2.2 Tarification dans les compteurs intelligents	46
III.2.2.1 Tarifs différenciés en fonction de l'heure de consommation	46
III.2.2.2 Tarification en temps réel	47
III.2.2.3 Prépaiement	48
III.3 Présentation d'un modèle de système de comptage évolué	49
III.4 Avantages et inconvénients des compteurs intelligents	50
III.5 Projets de compteurs évolués en Algérie	51
III.6 Smart Home (maison intelligente)	52
III.6.1 Choix des appareils qui constituent une maison	52
III.6.1.1 Appareils électriques	53
III.6.1.2 Appareils électroniques	54
III.6.2 Système de gestion énergétique dans un bâtiment	55
Conclusion.....	56

Chapitre IV :

La gestion de l'information et de la communication

Introduction	58
IV.1 Notion d'estimation d'état.....	58
IV.1.1 Importance de l'estimation d'état dans les systèmes de puissance	58
IV.1.2 Données d'entrées nécessaire pour l'estimation d'état	59
IV.1.3 Principales composants de l'estimation d'état	59
IV.1.3.1 Analyse topologique du système électrique	59
IV.1.3.2 Analyse d'observabilité du système électrique	59
IV.2 Système SCADA.....	61
IV.2.1 Communication dans les systèmes SCADA	62
IV.2.2 Sécurité et vulnérabilité des systèmes SCADA	64
IV.2.3 Attaques contre les systèmes SCADA	65
IV.3 Différents types d'estimation d'état.....	65
IV.3.1 Estimation statique	65

IV.3.2 Estimation dynamique.....	65
IV.4 Calcul de répartition de puissance	66
IV.4.1 Equations de l'écoulement de puissance.....	66
IV.4.2 Calcul de l'écoulement de puissance	67
IV.4.2.1 Puissance écoulee dans les lignes	67
IV.4.2.2 Puissance écoulee dans les transformateurs	68
IV.4.3 Application de la méthode de Gauss Seidel pour le calcul des tensions aux accès .	68
IV.4.4 Calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson	70
IV.5 Détail sur l'estimation statique	72
IV.6 Etude de cas	74
Conclusion.....	77
Conclusion générale	78

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Introduction générale

Les réseaux d'énergie électrique constituent une des composantes essentielles pour le développement et l'évolution des sociétés humaines que ce soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie que sur le développement des activités industrielles. Leur rôle est de fournir aux utilisateurs le produit électricité au moindre coût dans des conditions de qualité et de sécurité satisfaisantes.

La gestion de l'exploitation des réseaux électriques avec comme objectif essentiel le développement des ressources du renouvelables et la modernisation des structures, exigent l'intégration des systèmes intelligents, cela permet le passage d'un réseau conventionnel à un réseau intelligent appelé Smart Grid

On distingue deux définitions globales des Smart Grids :

- La définition Américaine, orientée vers la modernisation et la rénovation des équipements des réseaux afin de mieux gérer les pics des demandes de pointes souvent les causes des dégradations en cascade des réseaux allant jusqu'au black-out .
- La définition européenne oriente les Smart Grids vers le développement durable.

L'intégration des Smart Grids dans les réseaux actuels nécessitent une importance flagrante dans le but de limiter et empêcher l'apparition des contraintes liées au dysfonctionnement des réseaux électriques, ces réseaux intelligents dotés de la technologie d'information et de communication permet de mieux gérer la production, la distribution et la consommation afin d'aboutir à des réseaux électriques fiables et stables.

L'aspect important de la fiabilité des Smart Grids est basé sur la capacité excessive des systèmes dans l'écoulement continu de l'électricité destinée aux consommateurs, des investissements dans le système électrique ont été faits pour satisfaire les demandes croissantes et pour ne pas changer fondamentalement la manière des travaux de différents systèmes.

Notre présent travail décrit et illustre les aspects techniques des projets Smart Grids. Ainsi le mémoire est subdivisé en quatre chapitres, le premier chapitre est consacré pour les technologies et leurs impact sur les Smart Grids, le deuxième chapitre introduit les standards et pratiques industriels, le troisième chapitre est dédié à la description des compteurs intelligents et de la maison intelligent et l'importante dépendance existante entre ces deux

Introduction générale

Concepts. Hors que dans le dernier chapitre, on aborde la problématique de la gestion de l'information et de la communication, en donnant quelques détails sur les systèmes SCADA et l'apport que doit ajouter l'estimation d'état pour les Smart Grids.

CHAPITRE I

LA TECHNOLOGIE DES SMART GRIDS

Introduction

Pendant des décennies, le monde a répondu à l'augmentation des besoins en électricité par la loi du «toujours plus» : plus de câbles, des voltages toujours plus hauts, avec des réseaux de distribution BT complètement «aveugles» et «ignorants», et des déperditions massives d'électricité sur l'ensemble du réseau.

Le constat est clair : le modèle centralisé des grosses centrales (où l'électricité circule principalement dans un sens unique : des producteurs aux consommateurs) est tout simplement obsolète en raison principalement de l'absence de stockage. En effet, pour mieux réguler la distribution d'électricité, il faut parvenir à la stocker en période creuse, afin de ne fournir que l'électricité demandée, et à utiliser ces stocks tampons lors des pics de demande. Le stockage contribue à l'équilibre du réseau et à sa stabilité, il augmente l'efficacité des installations de transmission et de distribution et permet d'intégrer les énergies renouvelables. Or, la caractéristique de l'électricité est qu'elle est très difficile à stocker. A tout moment, la quantité d'électricité demandée par le consommateur doit être égale à la quantité injectée sur le réseau de manière quasi immédiate pour éviter le black-out. Cet équilibre entre l'offre et la demande est aujourd'hui atteint de deux manières : en prévoyant la consommation électrique sur la base des données historiques et des conditions climatiques et en ajustant en permanence la production.

Du fait d'une augmentation de plus en plus forte de la demande intérieure, la distribution de l'électricité connaît de fortes perturbations. Cette situation d'inadéquation entre l'offre et la demande en énergie électrique conduit le gestionnaire à opérer des «délestages» (en fonction des appels de puissance).

Un déséquilibre entre production et consommation se traduit par des variations de fréquence ou de tension sur le réseau qui peuvent endommager les équipements électriques. Un déséquilibre trop important provoque des coupures et des pannes de courant avec leurs nombreuses conséquences. Avant même de reconfigurer les réseaux électriques, ce qui représente des investissements lourds, il est nécessaire de les décongestionner en gérant plus efficacement les flux qu'ils véhiculent.

En définitive, l'étude du fonctionnement du système production-transport-consommation est dominée par quatre préoccupations :

- maintenir en permanence les conditions nécessaires d'un équilibre entre la production et la consommation (problème de conduite).
- maintenir les caractéristiques de la tension et de la fréquence dans les plages contractuelles (problème de réglage).
- tenir compte du fort couplage dynamique entre production et consommation via le réseau (problème de stabilité).
- assurer l'intégrité des ouvrages (problèmes de protection) et du système électrique (problèmes de stabilité et de protection).

Développer durablement l'ensemble de la filière de l'énergie électrique est une absolue nécessité. L'objectif final étant d'optimiser la production énergétique et les services liés sur tous les maillons de la chaîne de la production à la distribution.

I.1 Smart Grids

I.1.1 Définition

Le Smart Grid peut être défini comme un réseau électrique communicant (ou intelligent), dont les différents éléments sont reliés non seulement physiquement par des lignes haute, moyenne et basse tension, mais également virtuellement par l'intermédiaire de compteurs et autres appareils communicants. Le réseau électrique physique se double ainsi d'un réseau de communication, tirant profit du développement des technologies de l'information et de la communication (TIC). Suivant le principe que l'on ne peut contrôler ce que l'on peut mesurer [1].

I.1.2 Caractéristiques des Smart Grids

Les réseaux d'électricité du monde, font face à de nombreux défis, y compris le vieillissement des infrastructures, la croissance continue de la demande, l'intégration d'un nombre croissant de sources variables d'énergie renouvelables et des véhicules électriques, et la nécessité d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement et de réduire les émissions de CO₂. La technologie des réseaux intelligents offrent des moyens non seulement pour répondre à ces défis, mais de les faire d'une façon plus abordable et plus durable. Les caractéristiques des réseaux intelligents peuvent être définies en quatre points essentiels :

- Flexibilité : ils permettent de gérer plus finement l'équilibre entre production et consommation.

- Fiabilité : ils améliorent l'efficacité et la sécurité des réseaux.
- Accessibilité : ils favorisent l'intégration des sources d'énergies renouvelables sur l'ensemble du réseau.
- Economie : ils apportent, grâce à une meilleure gestion du système, des économies d'énergie et une diminution des coûts (à la production comme à la consommation).

I.1.3 Modèle et architecture d'un Smart Grid [2]

La plupart des réseaux électriques dans le monde sont construits selon la même architecture. L'électricité est généralement produite dans des grandes centrales, puis transportée vers les postes de transformation, avant d'être distribuée aux utilisateurs finaux. Actuellement, il existe très peu d'installations de stockage de l'électricité (barrages hydroélectriques par exemple), ce qui signifie que la production d'électricité doit constamment égaler la consommation. C'est le gestionnaire du réseau qui est chargé d'assurer cet équilibre.

Le Smart Grid constitue une révolution conceptuelle dans la mesure où la circulation bidirectionnelle des électrons affectera à la fois le côté production et le côté consommation. Cette nouvelle architecture des réseaux électriques entraînera plus de flexibilité et transformera profondément notre rapport à l'électricité.

Les Smart Grids sont des systèmes complexes mettant en œuvre toute une architecture d'équipements connectés les uns aux autres, et couvrant les systèmes de transport, de distribution, de livraison, de comptage et d'utilisation domestique de l'énergie. Ces équipements sont fabriqués, mis au point et livrés par tout un écosystème industriel, un même équipement pouvant être fourni par plusieurs industriels. Les équipements sont amenés à interagir les uns avec les autres et à s'échanger, en continu parfois, tout un ensemble d'informations nécessaires au bon fonctionnement des applications énergétiques: puissances appelées, courbes de charges etc. L'interopérabilité de ces équipements est alors un enjeu crucial pour le bon fonctionnement du Smart Grid.

Différents modèles et architectures peuvent être donnés pour l'exploitation des Smart Grids. Ainsi le but principal de ce modèle présenté dans la figure (I.1) est de l'employer comme directive et norme pour décrire, discuter, analyser et développer.

L'interface et la communication entre ces domaines est également donnée sur la même figure, ces domaines peuvent contenir des domaines multiples, et dont les consommateurs peuvent produire, stocker et faire servir de l'électricité. Ainsi l'opportunité est de le considérer seulement dans les aspects domestiques, industriels, et commerciaux du consommateur.

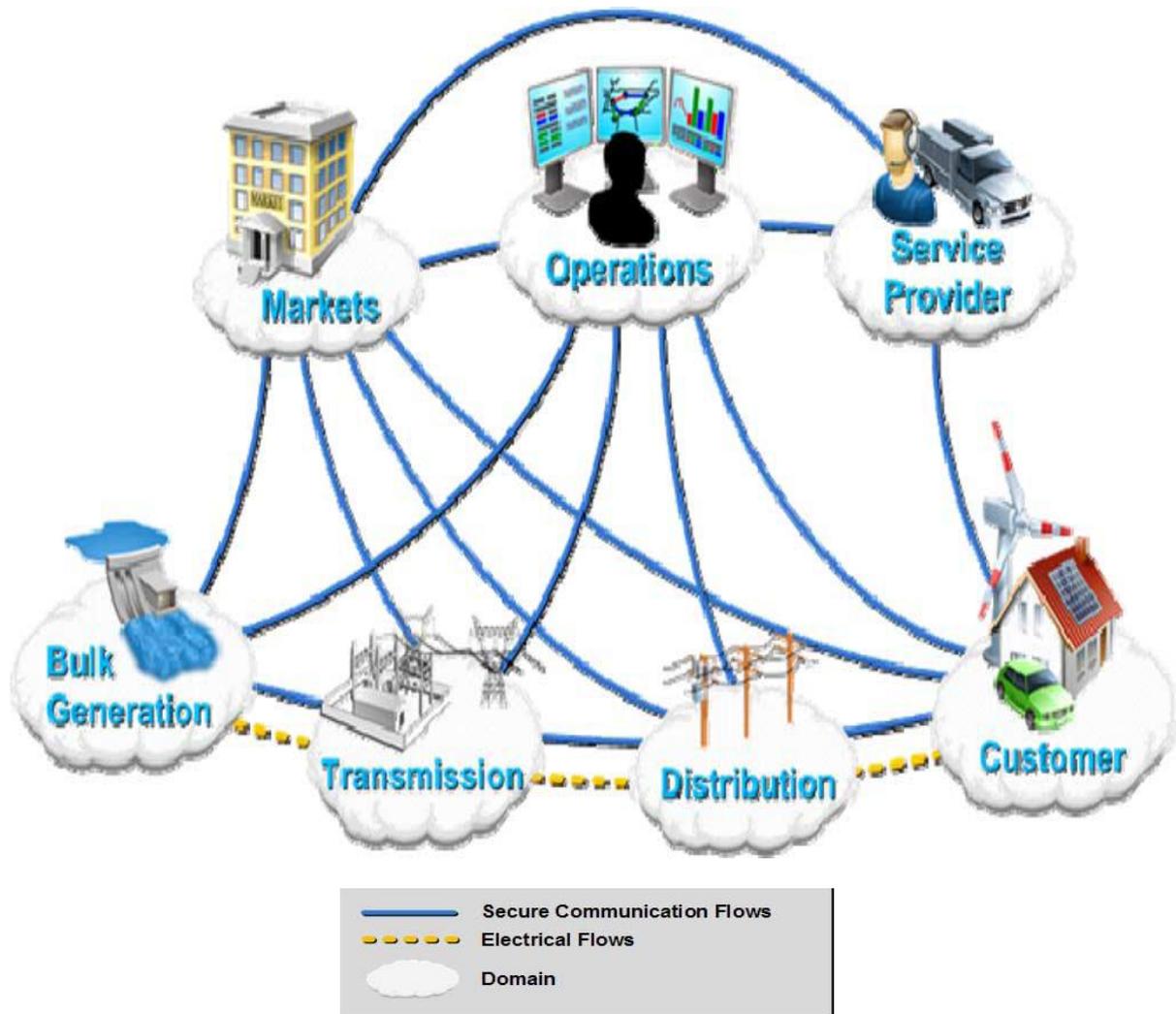


Figure (I.1): Modèle conceptuel d'un Smart Grid [2].

I.1.4 Comparaison entre le réseau électrique traditionnel et le réseau électrique intelligent

Les réseaux du futur seront donc différents des réseaux actuels par leur aspect, leur fonctionnement, leurs missions et leur déploiement. Le tableau suivant illustre ces différences :

Caractéristiques des réseaux électriques Actuels	Caractéristiques des réseaux électriques intelligents
Analogique	Numérique
Unidirectionnel	Bidirectionnel
Production centralisée	Production décentralisée
Communicant sur une partie du réseau	Communicant sur l'ensemble du réseau
Un seul acteur économique	Choix du fournisseur
Gestion de l'équilibre du système électrique par l'offre/ production	Gestion de l'équilibre du système électrique par la demande/consommation
Consommateur	Consomm'acteur
Peu instrumenté	Complètement instrumenté
Hiérarchique	Maillé

Tableau (I.1) : Comparaison entre le réseau électrique traditionnel et intelligent [3].

Rendre les réseaux électriques intelligents revient à favoriser la communication et les échanges entre 3 niveaux de systèmes : [4]

- ♦ Les **systèmes de production** d'énergies conventionnelles et renouvelables, qui regroupent l'ensemble des capacités de production du secteur électrique ;
- ♦ Le **système local** qui correspond à une activation de l'intelligence énergétique dans l'industrie et les bâtiments résidentiels, tertiaires ou collectifs, et à l'intégration des énergies renouvelables, des systèmes de stockage et des véhicules électriques ;
- ♦ Le **système transversal** qui est constitué des réseaux de distribution et de transport actifs, pilotés et ajustés en temps réel entre l'offre d'énergies conventionnelles et renouvelables, et la demande du système local.

Les Smart Grids constituent un ensemble de moyens techniques et numériques déployés à tous les niveaux du système électrique. En favorisant l'interpénétration des 3 niveaux de systèmes, ils répondent aux besoins fonctionnels des systèmes électriques modernes.

I.2 Technologies des Smart Grids

Le déploiement d'une architecture Smart Grid 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 depuis bien avant qu'il soit question de Smart Grids. Ils intègrent cependant progressivement le champ des réseaux intelligents.

Pour réaliser les différentes exigences des Smart Grids, les technologies suivantes doivent être déployées :

I.2.1 Communication

Les technologies de la communication intégrées permettent le contrôle en temps réel, l'échange de données et d'informations afin d'optimiser la fiabilité du système, la sécurité et l'utilisation des infrastructures tel que : [5]

I.2.1.1 Home Area Network (HAN)

Un HAN est utilisé pour recueillir des informations à base d'une variété de dispositifs à l'intérieur de la maison, et le contrôle de ces dispositifs afin de mieux gérer la consommation d'énergie. Les appareils ménagers intelligents (par exemple, les chauffages, climatiseurs, machines à laver, sécheuses, réfrigérateurs, cuisinières, lave-vaisselle, chargeurs de voiture électrique, etc.) peuvent être surveillés et contrôlés par un centre de contrôle résidentiel ou par les consommateurs afin d'optimiser l'alimentation et la consommation. HAN peut prendre en charge ces fonctions par le partage de données sur la consommation avec des affichages à domicile, ou en permettant une activation carte système de prépaiement. Les compteurs intelligents installés dans chaque unité résidentielle peuvent être des passerelles de communication et d'échange d'information entre HAN et NAN.

I.2.1.2 Neighborhood Area Network (NAN)

Un NAN est le réseau de communication entre les compteurs intelligents et les concentrateurs du réseau WAN. Il recueille des informations auprès de nombreux ménages dans un quartier et les relie à WAN. Les extrémités de NAN sont montées à l'extérieur des maisons ou sur le toit des immeubles. Le nombre de compteurs qu'un concentrateur communique varie de quelques centaines à quelques milliers, il dépend de la topologie du réseau et le protocole de communication utilisé par NAN.

Les concentrateurs de données agissent comme des relais entre les compteurs intelligents et les passerelles. Ils gèrent les compteurs en les détectant automatiquement, créent et optimisent les chaînes répétées (si nécessaire pour établir une communication fiable). Ils coordonnent la prestation bidirectionnel des données et surveille les conditions des compteurs.

I.2.1.3 Wide Area Network (WAN)

WAN Associe les données provenant de plusieurs NAN et l'achemine vers les utilitaires du réseau. Il permet également des communications longues distances entre les différents points d'agrégation de données des unités de production d'électricité, des réseaux de transport et de distribution, et des centres de contrôle. L'utilitaire de WAN est chargé de fournir des communications bidirectionnelles nécessaires pour les sous-stations, le suivi de la qualité d'alimentation, une réponse à la demande et l'application de la gestion de la demande. WAN peuvent couvrir une très grande superficie, et avoir des milliers de périphériques pris en charge.

Chaque segment de ces communications des Smart Grids peut utiliser des différentes technologies selon les environnements de transmission et la quantité de données transmises. Il existe différentes technologies, y compris le Wi-Fi, les cellulaires 3G/4G, Ethernet, le Courant Porteur en Ligne (CPL), l'Internet, les satellites etc. Les critères utilisés pour évaluer l'applicabilité de chaque technologie incluent le taux de transmission, la portée de communication, la consommation de puissance, la durée de vie du réseau, le déploiement du réseau et les coûts de maintenance, l'évolutivité du réseau et la disponibilité standard.

I.2.2 Interfaces évoluées et aide à la décision

Ce sont des systèmes d'information qui permettent de disposer d'outils pour travailler efficacement sur un réseau avec un nombre croissant de variables et ainsi de réduire la complexité de gestion du système. Les technologies incluent les techniques de visualisation qui synthétisent de grosses quantités de données dans des formats visuels facilement compréhensibles, des systèmes logiciels qui fournissent de multiples options quand des actions de l'opérateur-système sont requises, et des simulateurs pour des entraînements opérationnels et des analyses de cas.

I.2.3 Outils de mesure

Ces technologies permettent d'évaluer l'état du réseau, les flux et les congestions, la stabilité du réseau et du système, de surveiller l'état des équipements, de lutter contre les fraudes.

I.2.3.1 PMU : Phasor Measurement Units [6]

Phasor Measurement Units (PMU ou synchrophaseurs) sont des appareils qui mesurent la phase et la fréquence pour une ou plusieurs phases de tension et/ou de courant alternatif. Les données des phaseurs sont actuellement utilisées pour le système de connaissance de la situation et la surveillance des réseaux. Les données sont horodatées à l'aide d'un système de positionnement mondial GPS (Global Positioning System), activation de la synchronisation. Ils sont principalement utilisés pour visualiser la différence d'angle de phase entre deux extrémités des lignes de transmission.

La figure (I.2) montre les synchrophaseurs de tension aux deux extrémités d'une ligne de transmission inductive. La forme d'onde sinusoïdale de la tension est exprimé en tant que:

$$V_{mi}(t) = V_{mi} \sin(\omega t + \phi_i) \quad (I.1)$$

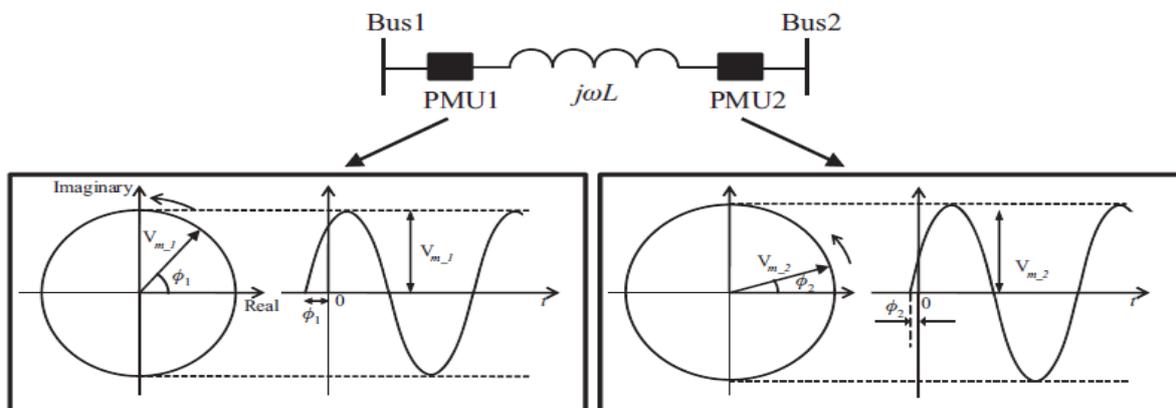


Figure (I.2) : Synchrophaseurs de tension aux deux extrémités d'une ligne. [6]

Où :

i : Le numéro de nœud, à chaque extrémité de la ligne (1 ou 2).

V_{m-i} : La valeur de crête.

La valeur mesurée par le synchrophaseur de tension est donnée par:

$$V_i = V_{mi} e^{j\phi_i} \quad .2)$$

Ils sont mesurés à des différentes parties du réseau et sont transmis à un concentrateur de données PDC (Phasor Data Concentrator) à un taux de 30-60 échantillons par seconde. Chaque PDC envoie les données recueillies à un PDC central où il existe des logiciels d'application pour la visualisation, le stockage des données et l'intégration avec les systèmes SCADA.

I.2.3.2 Capteurs

Les capteurs ont bénéficié des nombreux progrès en microélectronique et du développement des systèmes de communication, avec en particulier l'apparition des réseaux de terrain. Ces évolutions ont conduit à l'intégration de nouvelles fonctions dans les capteurs, avec notamment la fonction communication et l'apparition de ce que l'on a appelé « Capteurs intelligents ».

a) Définition et caractéristiques [7]

Un capteur intelligent est obtenu par l'association de la technologie des capteurs, de l'électronique et de l'informatique. Un instrument intelligent est un équipement qui intègre des fonctionnalités supplémentaires ou évoluées aptes à améliorer ce pourquoi il a été conçu. Ainsi, en plus de sa fonction élémentaire d'acquisition d'une grandeur physique, on attend de lui qu'il offre des fonctions de compensation, de validation, d'autodiagnostic ou encore d'intégration au système de conduite, associées à des moyens de communications adaptés.

C'est au travers de ces nouveaux services qu'un instrument intelligent se distingue d'un composant standard. De manière générale, l'évolution des instruments fait apparaître une gradation allant de l'instrument analogique, à l'instrument numérique puis à l'instrument intelligent avec les limites suivantes :

- l'instrument analogique a pour rôle une simple conversion ; pour le capteur il s'agit de la transformation d'une grandeur physique en un signal électrique exploitable ;
- l'instrument numérique offre la même fonction de conversion, mais au travers d'une chaîne de traitements dans laquelle figure une ou plusieurs opérations numériques, susceptible d'améliorer cette fonction élémentaire ; comme par exemple, la numérisation de la mesure en vue de son utilisation par une centrale d'acquisition via une liaison série ;
- l'instrument intelligent enrichit cela d'une capacité à crédibiliser sa fonction associée à une implication plus importante dans la réalisation des fonctions du système auquel il appartient. Cette « crédibilisation » fait référence à une certaine capacité à valider la mesure produite pour le capteur. Quant à l'« implication plus importante », elle concerne, entre autre,

sa participation à la commande du système en intégrant des fonctions de commande-régulation, à la sécurité du système en offrant des possibilités d'alarme, à l'exploitation du système en diffusant des informations relatives à sa maintenance telles que la date du dernier entretien etc. Les équipements intelligents coopèrent via un système de communication dédié, sélectionnent les données à transmettre, éventuellement, prennent des décisions. L'ensemble constitue l'ossature d'une véritable base de données en temps réel.

D'un point de vue matériel, un instrument intelligent se compose alors de trois sous-ensembles :

- une unité de traitement numérique (c'est-à-dire une unité de calcul associée à la mémoire) ;
- une interface de communication permettant un dialogue bidirectionnel numérique avec le reste du système ;
- un transducteur-conditionneur.

Pour conclure, un capteur intelligent peut être considéré comme un véritable « système embarqué », qui devra posséder son propre système d'exploitation lui permettant de coopérer au sein d'une organisation plus complexe.

b) Domaine d'utilisation des capteurs [7]

Les apports des capteurs intelligents sont relatifs, en premier lieu, à leurs fonctions primitives (mesurer) et relèvent alors d'amélioration de performances (exactitude, temps de réponse...).

Les capteurs étant utilisés dans de nombreux systèmes de production de biens (processus continus ou manufacturiers) ou de services (tertiaire, systèmes embarqués), l'apport de l'intelligence est lié à l'accroissement de la crédibilité de la mesure et aux conditions dans lesquelles elle a été effectuée pour ces capteurs, à la garantie de la réalisation de l'ordre transmis et à la surveillance.

Cependant, les utilisateurs ont formulé d'autres besoins d'informations qui concernent :

- **le contrôle-commande** ou la conduite, afin d'être renseigné en temps réel de façon qualitative ou quantitative sur l'état du système et/ou sur les caractéristiques du produit fabriqué ou du service fourni ;
- **la sûreté**, certaines mesures, étant à l'origine d'arcs réflexes qui permettent de protéger les opérateurs, l'équipement ou l'environnement ;
- **la maintenance** pour connaître l'état de dégradation du système et par conséquent son état de fonctionnement ;

- **la gestion de production** pour obtenir des bilans, des caractéristiques des différents flux de produit ou d'énergie ;
- **la gestion technique** pour connaître la disponibilité du processus.

Au niveau des fabricants, l'intelligence de l'équipement conduit à une diminution des coûts et des délais de développement, ainsi que des coûts de production ; une fois amortis les investissements en matériel et en personnel, les intérêts résidant essentiellement dans :

- ♦ l'amélioration de performances (autocompensation, prise en compte des non-linéarités,);
- ♦ la traçabilité de la vie de l'équipement ;
- ♦ les aides à la configuration et à la mise au point.

Pour répondre à ces différents besoins, trois voies sont envisageables :

- le développement de composants analogiques qui seront intégrés dans la chaîne de mesure.
- l'exploitation des nouvelles possibilités d'usinage et des effets offerts par de nouveaux matériaux (exemple : nouveaux transducteurs améliorant les conditions de mesure).
- l'exploitation des possibilités offertes par la micro-informatique, associées à la miniaturisation et à l'augmentation croissante des possibilités de traitement numérique de l'information, de mémorisation des données, et naturellement à la communication numérique.

I.2.3.3 Compteurs intelligents

Le système de comptage évolué est l'un des concepts clés des réseaux intelligents car il permet de communiquer sur les données de consommations avec les équipements en aval et en amont du compteur. Ce volet jugé très utile sera explicité dans le chapitre (III) de ce présent mémoire.

I.2.4 Systèmes de contrôle et de détection

Les systèmes de contrôle et d'analyse de données sont un ensemble de technologies ayant pour but de prévenir les incidents et les contraintes sur le réseau électrique (partie réseau), ou de collecter et décrypter les données de consommation/production propres aux usagers (partie consommation). Les fonctions principales de ces systèmes sont la collecte et l'analyse de données, suivis d'un diagnostic. La prise de décision peut alors être automatique

ou s'effectuer après constatation de visu par un opérateur. Selon le degré d'opérabilité, on peut distinguer deux catégories principales de système :

I.2.4.1 Système SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)

Le réseau intelligent peut être considéré comme un système électrique évolué avec plus d'efficacité, utilisant des technologies de communication et de l'information sécurisé, et de l'intelligence informatique de façon intégrée du générateur aux consommateurs finaux de l'électricité. Les systèmes de télésurveillance et d'acquisition de données SCADA traditionnels sont conçus pour être proche et à agir comme un cerveau du réseau électrique. Ils se composent d'une ou de plusieurs unités de terminaux distants (RTU=Remote Terminal Units) reliés à une variété de capteurs et actionneurs et certaines stations de base. Avec l'émergence des systèmes intelligents, les systèmes SCADA devraient devenir ouverts et distribués et interagir avec de plus en plus d'autres services sans contraintes. Les systèmes basés sur les événements distribués peuvent agir comme une infrastructure pour les services SCADA pour collaborer à grande échelle [8].

I.2.4.2 Indicateurs de défaut (Fault passage indicators FPI)

a) Localisation des défauts [9]

Les réseaux électriques connaissent aujourd'hui de nombreuses évolutions pour améliorer leur efficacité tant en termes de performances que de possibilités d'accueil. Cela implique de bien connaître leur état à tout instant, qu'il s'agisse de leur charge ou de leurs défaillances. Les détecteurs de défauts qui permettent de localiser une section de réseau en défaut sont l'un des outils de plus en plus souvent utilisés.

À l'inverse de protections qui commandent automatiquement des organes de coupure tels que des disjoncteurs, les détecteurs de défauts ou indicateurs de passage de défaut ont pour rôle principal de signaler qu'un défaut est apparu en aval de leur position. Au départ, ces équipements se contentaient de délivrer une indication visuelle de passage de défaut, ce qui impliquait de visiter les ouvrages pour connaître leur état; aujourd'hui, avec le développement des réseaux de communications, leurs informations sont de plus en plus souvent rapatriées au poste de conduite.

Les détecteurs de défaut sont installés le long d'un départ, aussi bien sur des portions de réseau aérien que de réseau souterrain, et fonctionnent comme indiqué sur la figure (I.3).

Les informations des détecteurs de défaut peuvent être transmises de plusieurs manières selon le degré de développement du réseau de télécommunications :

- interrogation à la demande par l'opérateur ;
- interrogation automatique, par exemple à chaque ouverture d'un départ sur défaut ;
- liaison permanente entre poste de conduite et détecteurs avec mise à jour des informations en temps réel.

La restauration du réseau après un déclenchement sur défaut peut s'effectuer manuellement, après que l'opérateur ait localisé le défaut grâce aux indications des détecteurs de défauts ou automatiquement.

Cette dernière reprise automatique est l'une des fonctions classiques de ce que l'on nomme aujourd'hui Smart Grids. C'est dans cette optique que les possibilités offertes par les détecteurs de défauts s'enrichissent régulièrement ; par exemple :

- ils peuvent posséder des compteurs de défauts, y compris de défauts auto-extincteurs, ce qui peut aider au diagnostic de l'état du réseau (fréquence et type des défauts par section de réseau) ;
- ils peuvent aussi, lorsqu'ils communiquent avec le poste de conduite, transmettre la mesure de la tension et du courant, ce qui améliore la connaissance de l'état du réseau en temps réel, ainsi que son historique.

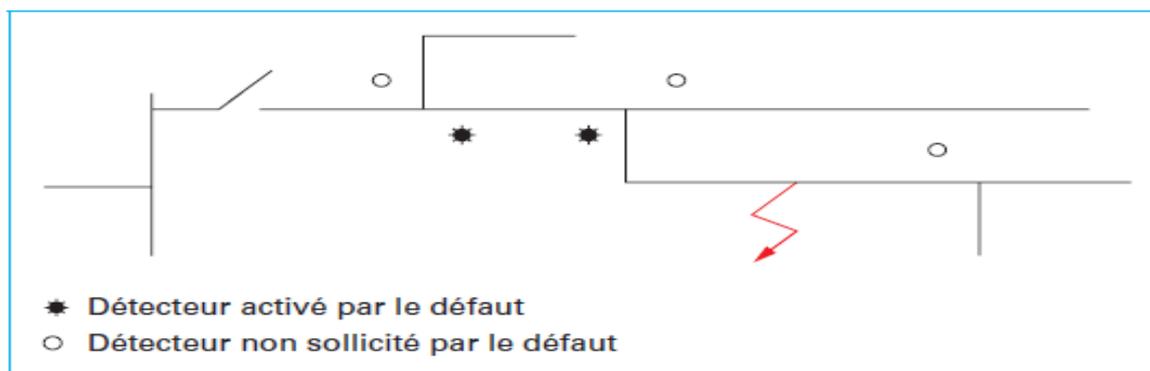


Figure (I.3) : Implantation et signalisation des détecteurs de défaut.

b) Principes de détection [9]

Les principes de détection sont le plus souvent identiques à ceux des protections de départ du poste primaire, c'est-à-dire, détections essentiellement ampèremétrique et directionnelle.

Il existe également des détecteurs de défauts à la terre sensibles à la variation d'harmoniques adaptés aux réseaux à neutre compensé. En effet, dans le cas de ces réseaux, lorsqu'un défaut à la terre apparaît, le courant résiduel voit ses courants harmoniques, notamment ceux d'ordre 5, augmenter de manière importante en amont du défaut, tandis qu'ils restent stables en aval. Cette méthode n'est toutefois utilisable que si des courants harmoniques circulent sur le réseau, ce qui n'est pas toujours assuré, notamment la nuit ou durant le weekend. La sensibilité du détecteur varie donc très largement en fonction de la charge. Certains pays utilisent aussi ce principe pour les protections des départs des postes primaires, mais la sensibilité est le plus souvent médiocre.

Une autre méthode utilisée, lorsque le réseau est à neutre compensé et qu'il est exploité à défaut maintenu, consiste à injecter dans le neutre un faible courant à une fréquence bien déterminée.

Le traçage de ce courant permet de localiser avec précision le défaut, comme illustrée par la figure (I.4). La sensibilité est alors indépendante de la charge.

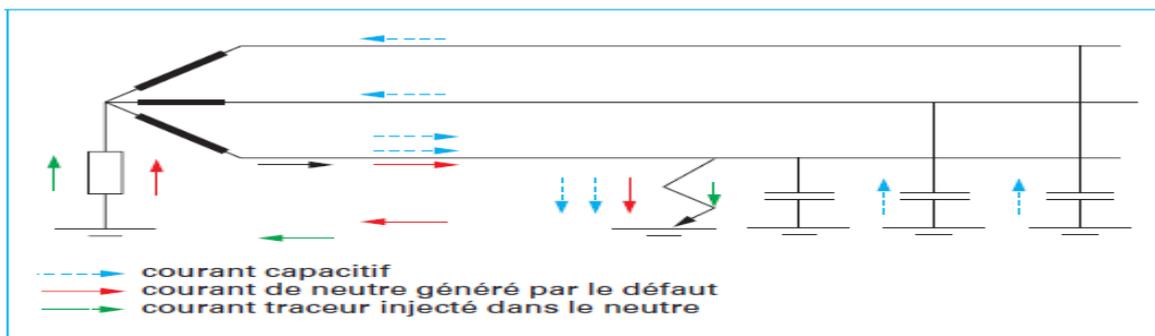


Figure (I.4) : Courant traceur en cas d'exploitation à défaut maintenu.

I.2.5 Intégration des énergies renouvelables [10]

Aujourd'hui encore, plus de 40 % de l'énergie électrique mondiale est produite à partir du charbon, ce qui en fait la première émettrice de CO2. Ce constat, relayé par l'ascension fulgurante de la consommation, réclame d'ambitieuses mutations.

Pour relever ces défis, de nouvelles solutions devront être mises en œuvre, tout au long de la chaîne de valeur électrique. Si la production est appelée à augmenter, il lui faut en même temps réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Nos modes actuels de production, de transport et d'exploitation de l'énergie électrique sont contre-performants. Pour preuve, près de 80 % de l'électricité se perd sur le trajet qui relie producteur d'énergie primaire et consommateur final.

Bien que le taux de croissance de la production d'énergies renouvelables (EnR) soit élevé, la part des EnR dans le mix énergétique global reste modique. Ces énergies, en particulier celles provenant de sources intermittentes et variables (éolienne et solaire), posent des défis supplémentaires dont l'un, et non des moindres, est la disponibilité ; celle-ci met en lumière la nécessité du stockage de l'énergie et de systèmes permettant de coordonner les sources de production disponibles avec les « creux de consommation ». Cette double exigence d'intégration croissante des EnR et d'amélioration significative de l'efficacité énergétique, à chaque maillon de la chaîne de valeur, bouleversera l'ensemble du système électrique, dans son organisation comme dans son exploitation. Tels sont les enjeux du futur « réseau intelligent ».

I.2.6 Stockage d'énergie électrique [11]

La disponibilité du stockage à un coût compétitif et à grande échelle serait un facteur clé pour répondre à l'accroissement de la pénétration des énergies renouvelables et à la variabilité de la demande. On pourrait par exemple stocker l'énergie solaire produite dans la journée pour une utilisation nocturne, ou utiliser le stockage pour pallier l'intermittence de l'éolien.

Si des technologies de stockage existent aujourd'hui, leur intégration soulève encore quelques interrogations.

En premier lieu, leur localisation et leur taille. Le stockage a en effet une fonction transversale sur le réseau. La question se pose de savoir s'il est plus efficace d'intégrer de nombreuses unités de stockage de petite taille sur le réseau de distribution au niveau de la production décentralisée et au plus près de la consommation ou quelques unités de stockage de grande dimension, éventuellement au niveau du quartier ou des sources de production renouvelables à plus grande échelle.

En second lieu, les technologies les plus adaptées aux besoins. En effet, selon le niveau d'intégration dans le réseau et la taille de l'application, différents modes d'utilisation peuvent être envisagés, ce qui implique un profil d'usage en matière de puissance appelée et de durée de l'appel de puissance (réglage en fréquence, réserve primaire, lissage de pointe, etc.). Ainsi, chaque type d'application et lieu d'intégration aura une traduction technique en matière de puissance chargée et déchargée dans le stockage, de quantité d'énergie à stocker (et donc de durée de la charge ou décharge) ainsi qu'en matière de longévité du système de stockage. En outre, les contraintes opératoires ont un impact sur le choix de la technologie.

Selon les contraintes techniques imposées au stockage, on pourra choisir comme technologie de stockage :

- les véhicules électriques (en première vie ou une utilisation des batteries des véhicules usagés) ;
- les technologies électrochimiques (batteries aqueuses, batteries à électrolyte organique, batteries haute température, etc.) ;
- les technologies mécaniques (volant à inertie, pompage hydro, air comprimé).

Chacune de ces technologies a ses spécificités (en termes de capacité à livrer de la puissance, de coût, de durée de vie en cyclage, de densité énergétique, de maturité, etc.) si bien que l'optimum est parfois dans l'association de plusieurs technologies.

Aujourd'hui, la montée en puissance des renouvelables s'accompagne d'un renouveau de la recherche. De nombreux projets sont menés pour le développement de techniques de stockage efficaces et économiques mais aussi pour la démonstration technique des technologies existantes et atteignant une bonne maturité.

I.2.7 Infrastructure énergétique

Ces technologies permettent de changer la forme de l'électricité et sont essentielles pour raccorder les liaisons à courant continu, gérer les flux d'énergie des réseaux maillés, les plans de tension et la qualité de l'onde, on distingue :

I.2.7.1 FACTS

Le développement rapide de l'électronique de puissance a eu un effet considérable dans l'amélioration des conditions de fonctionnement des réseaux électriques en performant le

contrôle de leurs paramètres par l'introduction de dispositifs de contrôle à base des composants d'électronique de puissance très avancés (GTO, IGBT) connus sous l'acronyme FACTS: Flexible Alternatif Current Transmission Systems [12].

a) Définition [13]

Les FACTS sont des systèmes comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau. Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant.

Les dispositifs FACTS, peuvent aider à s'affranchir de ces contraintes, C'est une alternative très favorable du point de vue technique, économique et environnement. Les dispositifs FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins tels que :

- Améliorer le contrôle de la tension et la stabilité du réseau.
- Réduire des pertes actives totales.
- Compenser l'énergie réactive.
- Amortir les oscillations de puissance.
- Augmenter la capacité de transport de la puissance active.
- Maîtriser la répartition et les transits des puissances.
- Améliorer des oscillations de puissance et de tension susceptibles d'apparaître dans les réseaux à la suite d'un défaut.
- Améliorer la stabilité électromécanique des groupes de production.
- Permettre un meilleur contrôle et une meilleure gestion de l'écoulement de puissance.
- Augmenter la capacité de transmission de puissance des lignes en s'approchant des limites thermiques de celle-ci.

b) Classification des dispositifs FACTS

Depuis les premiers compensateurs, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés.

- i. La première génération :** est basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglage.
- ii. La deuxième génération :** dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO. Ces éléments sont assemblés pour former les convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.
- iii. Une troisième génération de FACTS :** utilisant des composants hybrides et qui est adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas de dispositifs auxiliaires encombrants tels que des transformateurs pour le couplage avec le réseau.

I.2.7.2 HVDC (High Voltage Direct Current) :

La transmission HVDC a l'énorme avantage d'économiser l'énergie électrique avec moins de perte en ligne que la transmission classique AC. Elle produit moins de CO₂ et permet de transmettre 5 fois plus de puissance sur la même ligne aérienne. Cela permet d'intégrer efficacement des sources d'énergie renouvelables décentralisées (tels que les parcs éoliens offshore) vers les centres de consommation mondiaux. Le projet Desertec qui consiste à importer une importante quantité d'énergie d'origine solaire et éolienne depuis l'Afrique du Nord et de la transmettre vers l'Europe, repose entièrement sur la technologie HVDC. Maxwell offre aujourd'hui plusieurs composants nécessaires aux installations HVDC : condensateur pilote pour la distribution de la tension des groupes de thyristors des étages des convertisseurs, condensateurs de filtrage AC et DC, condensateurs de couplage pour la transmission d'information [14].

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons abordé quelques exemples technologiques des Smart Grids. Quelques-unes des technologies sont dans leurs premières étapes en ce qui concerne l'application des réseaux intelligents. Des efforts considérables pour les rendre encore plus fiables et soutenables sont orientés et reflétés par les nombreuses recherches axées sur ce domaine.

Passer à un autre mode de consommation énergétique devient évident et surtout inévitable. Profiter des avancées de plusieurs secteurs (celui des capteurs, des

télécommunications et des technologies de l'information) pour fournir un système de gestion de l'électricité plus efficace et moins énergivore est salutaire. Gérer en temps réel des flux d'électricité et d'information dans les deux sens et gérer des centrales à la production très fluctuante, tels sont les deux défis que les réseaux devront relever en se criblant d'électronique.

La conservation du rythme de consommation électrique actuelle et l'espérance d'une possibilité de croissance leur salut dans l'intégration des systèmes intelligents. Ces derniers sont plus réactifs et communicants et permettent une meilleure insertion des ressources renouvelables. Une autre vertu de ces systèmes, réside dans la meilleure gestion et suivi des consommations de pointe qui sont à l'origine de dégradation en cascade des réseaux électriques.

Il contribue aussi à la décentralisation de la production du renouvelable, impérative par le développement du véhicule électrique.

L'intégration des systèmes intelligents et l'insertion des énergies renouvelables doivent répondre et obéir à des standards et normes en vigueur, qui font l'objet du chapitre (II).

CHAPITRE II
STANDARDS ET
PRATIQUES
INDUSTRIELLES

Introduction

Les nombreuses évolutions à l'œuvre dans les réseaux électriques requièrent de profonds changements dans les technologies de communication, de contrôle et de sécurité. Ceci impliquera la généralisation de technologies existantes, la création et le passage à de nouvelles technologies et le processus de normalisation apparaît alors comme indispensable. Pour faire face aux risques inhérents à la multiplication des protocoles. Il devra nécessairement impliquer l'ensemble des acteurs économiques présents sur la chaîne de valeur de l'électricité, à savoir : industriels, les gestionnaires des réseaux de distribution, les producteurs, les fournisseurs, les consommateurs et les autorités publiques.

Par ailleurs, la normalisation est une composante essentielle de l'ouverture des marchés. Le développement d'une concurrence libre et non biaisée implique la définition des normes communes, afin d'empêcher le verrouillage du marché par un acteur, imposant ses propres références. Les normes facilitent également l'accès des équipementiers aux marchés mondiaux et leur permettent de faire des économies d'échelle, à tous les niveaux de la chaîne de valeur de l'électricité. Pour les consommateurs, les normes permettent d'améliorer la qualité et la sécurité de la fourniture d'électricité et de diminuer les coûts. L'existence de normes leur donne l'assurance que leurs équipements s'intégreront facilement aux autres systèmes déjà installés. La standardisation pourrait jouer un rôle essentiel dans le développement des Smart Grids, en créant les conditions d'une interaction entre ces différents composants. Il s'agit non seulement de renforcer les bénéfices du système dans sa globalité, mais également de soutenir les stratégies industrielles et commerciales des acteurs du marché.

II.1 Normalisation

II.1.1 Définition générale

La normalisation est un processus qui consiste à établir une ou plusieurs normes, c'est-à-dire un référentiel commun et documenté destiné à harmoniser l'activité d'un secteur. Selon l'organisation internationale de normalisation et la commission électrotechnique internationale, une norme est un document « établi par consensus et approuvé par un organisme reconnu, qui fournit, pour des usages communs et répétés, des règles, des lignes directrices ou des caractéristiques, pour des activités ou leurs résultats garantissant un niveau d'ordre optimal dans un contexte donné »[15].

II.1.2 Organisation de la normalisation [16]

La normalisation est organisée en hiérarchies régionales et par domaine technique reconnu. Les instances de normalisation sont des acteurs puissants, puisque leur rôle est stratégique. Elles participent à l'édification des bases du cadre juridique de référence de la normalisation. Elles ont été mises en place progressivement au fil du temps par la société industrielle, en fonction des évolutions et des besoins techniques, puis fédérées sur le plan régional et mondial de façon à permettre les échanges commerciaux. Chaque instance de normalisation a un champ d'action qui lui appartient en propre, divisé en domaines spécialisés. Chacune d'entre elles se fait reconnaître par les instances préalablement mises en place et fait valider son domaine de compétence. Les instances mondiales de normalisation coopèrent à l'occasion de travaux impliquant le recouvrement de plusieurs champs d'action.

Chaque instance de normalisation possède ses propres règles d'établissement des normes : droits de participation, langue de travail, étapes nécessaires à la transformation des propositions de normes aux projets de normes et à la ratification de ceux-ci, etc.

Ces règles se sont adaptées progressivement à l'accélération des développements techniques et à l'importance des échanges économiques.

II.1.3 Elaboration d'une norme internationale [17]

Trois principes guident pour l'élaboration d'une norme internationale. Le consensus tout d'abord, il s'agit, au cours de l'élaboration de la norme, de savoir prendre en compte le point de vue de tous les acteurs : industriels, consommateurs, organismes publics, laboratoires de recherche etc. Mais il s'agit aussi de mettre en place une norme qui soit applicable à l'échelle industrielle, qui soit compatible ou cohérente avec l'existant. Il s'agit enfin d'une démarche volontaire : mue essentiellement par le marché, la normalisation s'appuie sur la participation volontaire de tous les acteurs intéressés.

Trois grandes phases caractérisent le processus d'élaboration d'une norme internationale :

- La première phase part de l'expression du besoin et va jusqu'à la définition de l'objet technique de la future norme. Lorsque tel ou tel acteur ressent le besoin d'une norme internationale, il en fait part à son comité membre national. Celui-ci soumet le projet à l'ISO et, sitôt que ce besoin a été reconnu et formellement approuvé, des groupes de

travail constitués d'experts provenant des pays intéressés se mettent à la définition de l'objet technique de la future norme.

- La deuxième phase Lorsqu'un accord se fait sur cette définition, commence au cours de laquelle les différents experts mettent au point les détails des spécifications de la norme. Cette phase, très importante, se fait toujours en recherchant le plus large consensus.
- La troisième est celle de l'approbation formelle du projet de norme internationale : là encore, le plus large consensus est recherché puisque les textes précisent que le document doit être approuvé par les deux tiers des membres qui ont participé activement au processus d'élaboration et par les trois quarts des membres votants pour pouvoir être publiés en tant que norme internationale.

II.2 Normalisation dans les Smart Grids [18]

Actuellement, il y a beaucoup d'activités qui se déroulent en parallèle, qui sont liés au domaine de la normalisation du réseau intelligent. Étant donné que ces activités sont pertinentes pour le même sujet, il y a inévitablement un certain chevauchement et la duplication des activités et des possibilités d'apprentissage à partir du travail des autres. Parmi ces initiatives on cite :

- Smart Grids European Technology Platform
- M 441 Smart metering mandate
- OPEN meter project
- NIST Smart Grid mandate
- IEC Smart grid
- IEEE Smart grid initiatives

La Commission électrotechnique internationale (CEI) élabore de nombreuses normes internationales qui permettent le déploiement de réseaux intelligents, en intégrant les technologies de l'information dans les équipements existants. Elle a déjà de nombreuses normes dans le domaine des réseaux électriques intelligents, dont certaines sont fondamentales.

La CEI est étroitement impliquée dans des initiatives clés sur les réseaux électriques intelligents et dans des efforts de normalisation à la fois aux niveaux international et régional. Par exemple, l'Institut national des normes et de la technologie (NIST – National Institute of Standards and Technology) aux États-Unis a déjà identifié de nombreuses normes de la CEI

qui facilitent son travail sur les réseaux électriques intelligents. Plus de 100 normes de la CEI ont été identifiées : IEC/TR 62357 : Architecture orientée services (AOS), IEC 61970 : Modèle commun de l'information / Gestion de l'énergie, IEC 61850 : Automatisation des postes de distribution, IEC 61968 : Modèle commun de l'information / Gestion de la distribution, IEC 62351 : Sécurité, IEC 62056 : Échange des données pour la lecture des compteurs, contrôle des tarifs et de la charge, IEC 61508 : Sécurité des machines – Sécurité fonctionnelle des systèmes de commande électriques, électroniques et électroniques programmables relatifs à la sécurité [15].

II.2.1 Modèle conceptuel de référence [19]

Le modèle conceptuel présenté dans le chapitre 1 prend en charge la planification et l'organisation de la diversité et la collection grandissante des réseaux interconnectés qui composeront les Smart Grids. A cet effet, le NIST a adopté l'approche de diviser les Smart Grids en sept domaines, tels que décrits dans le tableau (II-1) et montré dans le figure (I-1).

Chaque domaine et ses sous-domaines englobent les acteurs et les applications de réseaux intelligents. Les acteurs comprennent des dispositifs, des systèmes ou des programmes qui prennent des décisions et échangent des informations nécessaires à l'exécution des applications : les compteurs intelligents, les générateurs solaires et les systèmes de contrôle représentent des exemples de dispositifs et de systèmes. Les applications, d'autre part, sont les tâches exécutées par un ou plusieurs acteurs dans un domaine. Par exemple, les applications correspondantes peuvent être domotique, production d'énergie solaire et stockage d'énergie et leur gestion.

En général, les acteurs du même domaine ont des objectifs similaires. Pour activer la fonctionnalité des Smart Grids, les acteurs dans un domaine particulier interagissent souvent avec des acteurs d'autres domaines, comme le montre la figure (I.1). Cependant, les communications au sein du même domaine n'ont pas nécessairement les caractéristiques et les exigences similaires. En outre, certains domaines peuvent également contenir des composants d'autres domaines.

On sous-entend par le modèle conceptuel, un cadre juridique et réglementaire qui comprend les politiques et les exigences qui s'appliquent aux différents acteurs et aux applications et rapportant à leurs interactions. Les règlements, adoptés par la Commission

« Federal Energy Regulatory » au niveau fédéral et par les commissions de services publics aux niveaux étatique et local, régissent de nombreux aspects des Smart Grids.

Domaine	Les acteurs du domaine
Clients	Les utilisateurs finaux d'électricité. Ils peuvent également générer, stocker et gérer l'utilisation de l'énergie. Traditionnellement, trois types de clients, chacun avec son propre nom de domaine: résidentiel, commercial et industriel.
Marchés	Les opérateurs et les acteurs des marchés de l'électricité.
Fournisseurs de services	Les organisations qui fournissent des services aux clients et utilitaires électriques.
Opérations	Les gestionnaires de l'électricité.
Génération	Les producteurs d'électricité en grandes quantités. Ils peuvent également stocker de l'énergie pour distribution ultérieure.
Transmission	Les transporteurs d'électricité sur de longues distances. Ils peuvent également stocker et produire de l'électricité.
Distribution	Les distributeurs d'électricité vers et depuis les clients. Ils peuvent également stocker et produire de l'électricité.

Tableau (II.1) : Domaines et acteurs du modèle conceptuel des Smart Grids.

La CEI 62357 Architecture de référence répond aux exigences d'application de la communication dans les domaines des services publics d'électricité. Son champ d'application est la convergence des modèles de données, les services et les protocoles d'intégration de système efficace et durable pour toutes les applications. Ce cadre comprend des normes de communication, y compris des modèles de données sémantiques, des services et des protocoles de communication pour l'inter-système et de sous-systèmes.

II.2.2 Planification des Smart Grids

La planification des Smart Grids inclut la planification du réseau de transport et la planification du réseau de distribution. En général, les normes planification sont adoptées par un pays ou une organisation individuelle. Toutefois, certaines normes relatives à la planification du système d'alimentation, tels que les parcs éoliens à grande échelle et la connexion du système photovoltaïque dans les systèmes de transport et d'interconnexion de la production distribuée dans les réseaux électriques doivent être libérés par les organismes de normalisation internationaux.

II.3 Normes de transport et de distribution [20]

A l'instar de plusieurs pays européens, les Etats-Unis d'Amérique ont une grande avancé dans l'implantation des Smart Grids. On distingue deux définitions :

- La définition européenne, vise l'utilité des Smart Grids dans le lancement, ou du développement durable.

- La définition américaine, vise la fiabilité des systèmes et la sécurité de l'alimentation en énergie électrique.

C'est dans ce contexte que la nécessité d'explicité un ensemble de normes, qui est souvent dicté par des institutions américaines et qui traite surtout les aléas et des avantages d'un marché dérégulé.

II.3.1 Communications sur les marchés de l'électricité

Sur les marchés de l'électricité, le secteur des communications a toujours été relativement fermé et se limitait :

- i. à des ventes en gros dirigées par une société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité;
- ii. dans une proportion nettement moindre, à des interactions avec le client au moyen d'un dispositif (réponse manuelle à la demande). Avec la venue du réseau intelligent, on peut s'attendre à ce que les deux extrémités du marché, les marchés de gros et de détail, s'ouvrent largement. Il faudra donc établir de nouvelles normes favorisant l'interopérabilité dans les deux types de marché.

Le modèle d'information commun (CIM) est un modèle abstrait (publié par le TC57 de la CEI) qui permet de représenter tous les principaux objets typiquement requis pour modéliser les aspects opérationnels d'une entreprise d'électricité. Cette norme doit être vue comme un outil d'intégration applicable à tout domaine qui nécessite l'établissement d'un modèle de marché pour faciliter l'interopérabilité et la compatibilité instantanée des applications et des systèmes, peu importe le type de mise en œuvre.

Le CIM définit la base sémantique des échanges de données (voir le tableau (II.2)). Les spécifications de profils, décrites dans certaines sections de la norme CEI 62325, ne sont actuellement applicables qu'aux marchés de style européen. La CEI prévoit entreprendre un projet de compatibilité pour l'Amérique du Nord dans sa norme 62325-352 en collaboration avec l'ISO/RTO Council (IRC), qui représente 10 transporteurs du Canada et des États-Unis. Ces transporteurs se caractérisent par des marchés régionaux : engagement des unités le jour précédent par un exploitant du marché, équilibrage intrajournalier et en temps réel à partir d'un centre de répartition, et la tarification au coût marginal local (LMP).

Norme	Titre	
CEI 62325	Framework for energy market communications [Cadre applicable aux communications dans les marchés énergétiques]	
	Partie	Objet
	102	Exemple de marché énergétique
	301	Modèle d'information commun (CIM) pour les marchés
	351	Profil pour les marchés de style européen
	352	Profil pour les marchés nord-américains de l'électricité en gros (ISO/RTO Council)
	450	Méthodologie
	451, 452	Profils de documents
	501	Directives générales pour l'utilisation d'ebXML
	55X	Traductions

Tableau (II.2) : Normes de communications des marchés énergétiques.

II.3.2 Centres de conduite – Systèmes de gestion et de la distribution de l'énergie

Les modèles de base définis dans la norme CEI 61970-301 sur les systèmes de gestion du transport et dans la norme CEI 61968-11 sur les systèmes de gestion de la distribution complètent ceux de la norme CEI 62325-301 sur les marchés énergétiques.

Les profils CIM font l'objet d'une partie des normes CEI 61968 et CEI 61970-4xx sur les interfaces de composants. Ces normes précisent les exigences fonctionnelles des interfaces qui devront être intégrées aux composants (ou aux applications) pour permettre l'échange d'information avec d'autres composants (ou applications) et l'accès à des données grand public. Ces interfaces décrivent les éléments de contenu et les services de messagerie précis qui peuvent être utilisés par les applications à cette fin. Dans les tableaux (II.3) et (II.4), plusieurs projets liés aux profils CIM ont été mis en évidence en tant que projets prioritaires :

La partie 452 de la norme CEI 61970, relative Profils du Modèle de Réseau de Transmission Statique CIM, vise à définir rigoureusement le sous-ensemble de classes, des attributs de classe et des rôles du CIM nécessaires à l'exécution des applications d'estimation d'état et de flux d'énergie. Les exigences utilisées pour produire ce profil proviennent originalement des institutions suivantes : du North American Electric Reliability Council (NERC), du Data Exchange Working Group (DEWG) et du Common Power System Modeling Group (CPSM). Ces exigences sont basées sur des pratiques industrielles antérieures pour l'échange des données du modèle de réseau d'électricité et servent principalement dans les études de planification. Cependant, dans la partie 452, la liste de données requises a été allongée pour que l'échange de modèles puisse aisément inclure les paramètres communs aux applications

orientées disjoncteur. En outre, les parties 45X de la norme CEI 61970 visent à présenter des profils additionnels, y compris la partie 451, CIM profile for SCADA Data Exchange, et la partie 455, CIM Model Population Profile.

La partie 14-2 de la norme CEI 61968 est un autre grand projet visant le mappage entre Multispeak 4.0 et les parties 3 à 10 de la norme CEI 61968. Ce projet découle d'un travail réalisé par l'équipe du Priority Action Plan (PAP) N° 8 du NIST, qui visait à élaborer des stratégies d'intégration et d'expansion des normes CEI 61970-301, CEI 61968, Multispeak et CEI 61850 dans les applications de réseau intelligent.

La partie 100 de la norme CEI 61968 vise à définir un ensemble de profils pour l'implantation de cette norme à l'aide de technologies communément utilisées en entreprise. Elle décrit comment les données utiles définies aux parties 3 à 9 de la norme CEI 61968 seront relayées au moyen de services Web et du Java Message Service. Il y a également des directives pour l'utilisation des technologies Enterprise Service Bus (ESB). Le but est d'établir un cadre détaillé permettant l'implantation de systèmes interopérables suivant la norme CEI 61968.

Norme	Titre	
CEI 61970	Interface de programmation d'application pour système de gestion d'énergie (EMS-API)	
	Partie	Objet
	1	Lignes directrices et exigences générales
	301	Base du modèle d'information commun (CIM)
	452	Spécification du changement au modèle CIM
	453	Échanges graphiques basés sur CIM
	45X	Profils additionnels
	501	Schéma du CIM RDF
	502-8	Mappage de services Web
	50X	Format de message additionnel

Tableau (II.3) : Normes des centres de conduite pour les systèmes de gestion de l'énergie.

Norme	Titre	
CEI 61968	Application integration at electric utilities–System interfaces for distribution management [Intégration d’applications aux réseaux électriques – Interfaces de système pour la gestion de la distribution]	
	Partie	Objet
	1	Architecture et exigences générales d’interface
	1-1	Profil d’implantation de l’ESB
	1-2	Services Web
	3	Exploitation réseau
	4	Gestion des dossiers et des actifs
	9	Lecture et contrôle des compteurs
	11	Extensions du modèle d’information commun pour la distribution
	13	Changement au modèle RDF du CIM pour la distribution
	14-1	Mappage entre Multispeak 4.0 et les parties 3 à 10 de la norme CEI 61968
	14-2	Profil CIM pour le profil Multispeak 4.0 des parties 3 à 10 de la norme CEI 61968
	100	Profil d’implantation de l’ESB

Tableau (II.4) : Normes des centres de conduite pour les systèmes de gestion de la distribution.

II.3.3 Communications SCADA entre les centres de conduite et l’équipement sur le terrain

Les systèmes d’acquisition et de contrôle de données (SCADA) servent à l’obtention de données sur le terrain ou à l’échange de données entre les centres de conduite. Actuellement, les serveurs SCADA acquièrent des données sur le terrain conformément à la norme IEEE 1815 (connue sous l’appellation DNP3) et les transmettent à des applications exclusives.

A l’avenir, le système SCADA accédera aux données des postes et des dispositifs sur le terrain conformément aux normes CEI 61850. Il agira comme un serveur basé sur le CIM de la norme CEI 61970 pour échanger des données avec les applications de SGE des centres de conduite (par exemple estimateur d’état du réseau intelligent).

Les normes actuelles, comme la norme IEEE 1815, s’articulent autour d’un « modèle anonyme orienté point » qui identifie les valeurs reçues et les dispositifs commandés. La source d’une valeur de données – comme la valeur analogique d’une mesure, d’un état ou d’un accumulateur (p. ex. d’un compteur) – est donc le numéro ou le nom d’un terminal satellite. Dans ce cas, ce sont les vrais postes et dispositifs sur le terrain qui sont représentés par des modèles objets : la valeur de l’objet consiste en un nom structuré qui identifie le dispositif émetteur et l’objet qu’il contient.

Il sera toujours nécessaire d'utiliser des adaptateurs pour interpréter les formats de données exclusifs dans les systèmes existants, mais il est souhaitable d'harmoniser les normes de sorte qu'une seule représentation des données SCADA soit utilisée dans toutes les normes. Avec une représentation unique, aucun adaptateur n'est nécessaire à l'interprétation des données. Cette méthode, qui assurerait l'uniformité architecturale, fait partie de l'architecture de référence envisagée. Les principales normes liées au SCADA sont présentées au tableau II.5.

Norme	Titre	
CEI 61850	Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques	
	Partie	Objet
	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8-1, 9-2, 10, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4	Parties principales – concernent les postes
	80-1 TS	Échange de l'information définie dans la norme 61850 au moyen des normes CEI 60870-5-101/105
	90-2 TR	Communications entre les centres de conduite et les postes
	90-5 TR	Communication de données de synchrophaseur (IEEE C37.118-2005)
CEI 61970	451	Échange de données CIM/SCADA
IEEE 1815		Normes d'acquisition et de contrôle de données entre le SCADA et l'équipement sur le terrain

Tableau (II.5) : Normes d'acquisition et de contrôle de données.

II.4.4 Communications avec l'équipement sur le terrain pour l'automatisation des postes

Les dispositifs électroniques intelligents (DEI) auront des fonctions essentielles à la fiabilité des réseaux électriques intelligents. La protection du réseau d'électricité sera assurée par des communications entre les dispositifs sur le terrain, ce qui ouvre la porte aux réseaux décentralisés, différents des réseaux centralisés actuels dans lesquels un maître transmet des commandes et prend des décisions. La tendance, c'est d'aller vers les réseaux interconnectés (centralisation). Dans certains pays la tendance va dans la décentralisation, il s'agit des pays qui développent le véhicule électrique (éparpillement des fermes reliés aux énergies renouvelables).

Ces composants utilisent des procédures d'auto-cicatrisation qui ne peuvent être surveillées ni contrôlées en temps réel par les systèmes SCADA actuels. Les pratiques exemplaires et les avancées technologiques dans le domaine des technologies de l'information et des télécommunications permettront l'utilisation d'outils de performance et de sécurité visant à surveiller et à gérer les réseaux de terrain grandissants, les réseaux locaux des postes et les communications entre ces réseaux.

Lorsqu'il y a échange d'information entre un système qui utilise un type de modèle et un système qui utilise les autres modèles, il faudra alors résoudre les divergences entre les modèles. Par exemple, une telle résolution serait nécessaire entre un système de localisation des défauts ou de gestion de l'entretien basé sur un réseau CIM et un système de gestion des actifs. Sachant que ces derniers utilisent des modèles d'équipement qui transmettent des données relatives aux défauts et à l'équipement à partir d'un poste automatisé selon la norme CEI 61850. Le tableau (II.6) présente les principales parties de la norme CEI 61850 nécessaires à l'automatisation des postes.

Norme	Titre
CEI 61850	Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques
	Partie Objet
	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8-1, 9-2, 10, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4 Parties principales – concernent les postes
	80-1 TS Échange de l'information définie dans la norme 61850 à l'aide des normes CEI 60870-5-101/105
	IEEE 1815.1 Passerelles entre les normes CEI 61850 et IEEE 1815 (DNP3)
	90-1 TR Communication entre les postes, notamment par messagerie GOOSE
	90-4 TR Directives d'ingénierie réseau concernant les postes

Tableau (II.6) : Normes visant l'automatisation des postes.

La norme CEI 61850 est de plus en plus utilisée comme fondement des réseaux intelligents, surtout en ce qui concerne.

- l'intégration de ressources énergétiques distribuées (CEI 61850-7-420);
- l'automatisation des artères et les systèmes avancés de gestion de la distribution;
- l'intégration de consommateurs d'électricité actifs, notamment des bornes de recharge de véhicules électriques, des maisons, des bâtiments ou des installations industrielles.

Le tableau (II.7) présente les projets prioritaires de la norme CEI 61850, dont deux nouveaux éléments de travail :

- La série CEI 61850-7-4XX, qui vise l'automatisation de la distribution avancée. Les applications de réseau intelligent ciblées sont données comme suit :
 - la réponse à la demande;
 - la gestion volt/var;
 - la détection, la localisation et la correction des défauts;
 - la reconfiguration des artères;
 - la conduite des unités de production décentralisée à répartir.
- Les services Web. La norme de réseau intelligent CEI 61850-8-2 présente les caractéristiques suivantes dont certains ont été définie dans le chapitre (I):

- des piles de communication utilisant le logiciel libre;
- une implantation utilisant peu de ressources matérielles, qui pourra être intégrée aux petits dispositifs;
- des capacités LAN/WAN standards;
- l'implantation et l'interopérabilité faciles du CIM;
- des capacités de cyber sécurité intégrées, et la compatibilité des politiques de pare-feu ou de sécurité;
- la connectivité de millions de dispositifs de communications qui prennent déjà en charge ces mécanismes.

Norme	Titre	
CEI 61850	Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques	
	Partie	Objet
	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8-1, 9-2, 10, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4	Parties principales
	7-420	Nœuds logiques des ressources énergétiques distribuées
	7-4XX	Automatisation des artères
	8-2	Profil de communication utilisant les services Web
	90-7 TR	Modèles objet pour onduleurs de RED
	90-8 TR	Véhicules électriques
	90-9 TR	Emmagasinage et batteries

Tableau (II.7) : Normes pour l'automatisation de la distribution et les ressources énergétiques distribuées.

II.4.5 Systèmes de transport intelligents [21]

a) Description

Les systèmes de transmission de puissance d'aujourd'hui ont la tâche de transmettre la puissance du point A au point B de façon fiable, sûre et efficace. Il est également nécessaire de transmettre la puissance d'une manière qui n'est pas nocive pour l'environnement.

Les cas d'utilisation des FACTS comprennent le contrôle de tension, l'augmentation de la capacité de transmission sur de longues lignes, le contrôle des flux d'énergie sur les systèmes maillés et l'amortissement des oscillations de puissance. Avec les FACTS, plus de puissance peut être transmis dans le système. Lorsque la faisabilité technique ou économique de la technologie conventionnelle en trois phases atteint sa limite, le concept HVDC sera une solution. Les principaux domaines d'application sont la transmission d'énergie économique

sur de longues distances et l'interconnexion des réseaux électriques asynchrones (c'est le cas des Smart Grids chinois).

a. Exigences

D'un point de vue des Smart Grids, l'exigence principale est l'intégration transparente de l'équipement de l'architecture globale d'un système de gestion de l'énergie. Cela signifie que HVDC back-to-back, la transmission et FACTS longue distance doivent être intégrées dans le concept global de surveillance à l'échelle de la région et de contrôle de flux de charge optimisée et la stabilité du réseau.

La transmission à longue distance via HVDC est équivalente à d'autres systèmes de transmission en basse tension et transmission de puissance. Les défis technologiques sont évidemment élevés, mais considérées dans une perspective des Smart Grids, HVDC lui-même ne pose pas de nouvelles exigences.

b. Normes existantes

Beaucoup de normes de produits existent déjà pour HVDC, par exemple:

-*IEC 60633, Ed. 2.0* Terminologie pour la transmission de courant continu à haute tension (HVDC).

-*IEC/TR 60919 (série)*, la performance des systèmes à courant continu haute tension (HVDC) avec la ligne de convertisseurs à commutation.

-*IEC 60700-1, Ed.1.2*, valves à thyristors pour transmission à courant continu haute tension (HVDC) de puissance - Partie 1: Essais électriques.

-*IEC 61954, Ed.1.1*, l'électronique de puissance pour les systèmes de distribution électrique et de transmission - Essais des valves à thyristors pour les compensateurs statiques.

-*IEC 61803, Ed.1*, Détermination des pertes de puissance dans les stations à courant continu haute tension.

c. Normes d'interopérabilité

Ces normes traitent du savoir de connexion des équipements intelligent au système global. Toutefois, pour l'équipement lui-même, ce n'est plus une question de fournir des interfaces à la communication globale, mais ces derniers doivent être compatibles avec les normes suivantes:

Norme	Titre	
CEI 60870-5	Equipements et systèmes de télé conduite.	
	Partie	Objet
	5-101	Protocoles de transmission - Norme d'accompagnement pour les tâches élémentaires de télé conduite.
	5-103	Protocoles de transmission - Norme d'accompagnement pour l'interface d'information des équipements de protection.
	5-104	Protocoles de transmission - accès au réseau pour IEC 60870-5-101 utilisant des profils de transport standard.

Tableau (II.8) : Normes d'interopérabilité.

II.5 Smart Metering

Les compteurs intelligents sont la face visible d'une nouvelle infrastructure des TIC promue par les gouvernements de nombreux pays et régions du monde afin d'améliorer l'efficacité énergétique. Les compteurs intelligents permettent aux consommateurs d'électricité de jouer un rôle actif dans le fonctionnement des marchés de l'électricité.

Les compteurs intelligents doivent répondre à un ensemble complexe d'exigences, y compris :

La Convivialité : La participation de l'utilisateur final est la pierre angulaire de la réussite dans la réalisation des avantages du comptage intelligent. Par conséquent, les compteurs intelligents doivent fournir des informations exactes, pertinentes et en temps réel de l'énergie à l'utilisateur final.

La métrologie légale : Parmi toutes les fonctions dans le cadre des réseaux intelligents, le compteur intelligent est le seul sous contrôle métrologique. Il y a des exigences strictes établies par les organismes de métrologie légale concernant les erreurs permises, la durabilité, la fiabilité, la pertinence et la protection contre la corruption et la fraude.

Sécurité des données : Les réseaux intelligents et leurs sous-systèmes construits sur des infrastructures publiques sont extrêmement vulnérables aux attaques de sécurité et considérées comme des infrastructures essentielles. C'est pourquoi les politiques de sécurité adéquates, des mécanismes et des algorithmes doivent être mis en œuvre.

Vie privée : Si toutes les informations recueillies auprès des compteurs peuvent être utiles, les vies privées des utilisateurs finaux doivent être respectées le plus possible et cela devrait être considéré comme une priorité absolue. Il est évident qu'une menace sur la divulgation de la vie privée conduirait à l'échec de la mise en œuvre des compteurs intelligents.

Ouverture et flexibilité : Bien que les exigences fonctionnelles les plus élémentaires puissent rester inchangées pendant une longue période, de nouvelles exigences peuvent émerger, et la technologie de communication continue d'évoluer rapidement. Par conséquent, les compteurs intelligents doivent être fondés sur des standards fournissant un système ouvert et une

architecture de protocole pour répondre aux nouvelles exigences et aux nouvelles technologies de communication.

Rentabilité : L'équation de rentabilité dépend fortement du coût d'achat, de l'installation et de l'exploitation des systèmes de comptage intelligents. Pour maintenir les coûts des produits bas, en évitant les sur-spécifications, l'utilisation de composants standards, les économies d'échelle et d'approvisionnement multiples peuvent être mentionnées. Pour minimiser les coûts de fonctionnement, une faible consommation d'énergie, l'organisation et le transport efficace des données, diagnostic à distance et mises à niveau et une grande fiabilité sont importants.

Interopérabilité : Les données fournies par les compteurs intelligents seront utilisées sur l'ensemble de tous les intervenants du réseau intelligent. Pour cette raison, ils doivent être présentés sous une forme qui peut être utilisée à travers l'ensemble du système, ou peuvent être facilement convertis aux limites du système. Les compteurs intelligents doivent également collaborer avec d'autres systèmes du réseau intelligent, les systèmes les plus étroitement liés étant les systèmes de productions locales et les systèmes domotiques.

Fiabilité : La fiabilité est l'un des facteurs clés dans les coûts d'exploitation, étant donné que le coût de l'installation et des visites de comptage est du même ordre de grandeur que l'achat de nouveaux équipements. Un matériel non fiable peut invalider toute analyse de rentabilisation.

Normes existantes

Les normes pour le comptage de l'électricité, le contrôle tarifs/charge sont décrites dans le tableau suivant :

Norme	Titre	
CEI 62052	Equipement de comptage de l'électricité (AC)	
	Partie	Objet
	11, 21,31	Exigences générales : essais et conditions d'essai précisent les exigences mécaniques, climatiques, électriques, CEM et sécuritaires et les méthodes d'essai pour les compteurs, le contrôle tarifaire et la charge.
CEI 62053	11, 21, 22, 23, 24, 31, 52, 61	Règles particulières spécifient les exigences du type et méthodes de test des compteurs AC. Les compteurs d'énergie active/réactive/apparente, y compris l'alimentation électrique et les exigences d'interface d'impulsions.
CEI 62054	11,21	Tarifcation et contrôle de la charge précisent les exigences d'essai de type et des méthodes de tarif et de l'équipement de contrôle de la charge (interrupteurs horaires et récepteurs de télécommande centralisée) test. Ces fonctions sont souvent intégrées aux compteurs.

Tableau (II.9) : Normes de comptage.

II.6 Maison intelligente et automatisation du bâtiment

La maison intelligente et l'automatisation du bâtiment comprennent la domotique, automatismes du bâtiment et des systèmes de contrôle. Les termes automatisation du bâtiment et contrôle se réfèrent à l'équipement, des logiciels et des services pour le contrôle automatique, la surveillance, l'optimisation, l'exploitation et la gestion d'énergie utilisée pour le fonctionnement efficace, économique et fiable de services de construction. Le terme a été défini dans la norme ISO 16484-2.

Selon la norme ISO 16484-2, l'automatisation et le contrôle du bâtiment se réfère à la technologie d'instrumentation, le contrôle et la gestion de toutes les structures de construction, des usines, des installations en plein air et autres équipements a surjeté à l'automatisation.

Conclusion

Au terme de ce chapitre, d'un point de vue générale, le monde de la normalisation est un monde complexe, particulièrement lorsque l'on s'intéresse aux technologies de l'information et de la communication, parce que ces dernières évoluent très vite et que la normalisation a parfois bien du mal à les suivre. Le travail de normalisation ne s'arrête donc jamais, ainsi le processus de normalisation apparaît alors comme indispensable face à ce foisonnement et aux risques inhérents à la multiplication des protocoles et des techniques. Il devra nécessairement impliquer l'ensemble des acteurs économiques présents sur la chaîne de valeur de l'électricité, à savoir : les industriels, les PME mais aussi les gestionnaires des réseaux de distribution, les producteurs, les fournisseurs, les consommateurs et les autorités publiques.

CAPITRE III

COMPTEUR
INTELLIGENT ET
MAISON
INTELLIGENTE

Introduction

A l'instar des autres industries des réseaux, l'industrie électrique a aussi connu des transformations profondes dans lesquelles le rôle du compteur a été très important.

La généralisation de l'utilisation et la commercialisation de cette énergie ont induit le besoin et le développement des systèmes de comptage. Depuis le début du réseau électrique, des compteurs ont été nécessaires pour mesurer la consommation afin d'établir les factures. Il s'agit de compteurs comme nous en avons tous un chez nous, qui mesure l'intensité du courant électrique consommé et comptabilise le nombre de kWh consommés.

Très rapidement les gestionnaires de réseau ont constaté qu'il y avait des périodes de forte consommation et des moments où la consommation était faible. Un système de tarification a été introduit : une différence de prix significative entre l'électricité de jour et de nuit a permis de rééquilibrer la demande, bénéfique tant pour les gestionnaires de réseau que pour les consommateurs. Les compteurs étant électromécaniques, un agent doit périodiquement venir relever les index, afin d'établir la facture [22].

A l'époque de la télécommunication, de l'informatique et de la recherche permanente de la rentabilité, l'idée est venue d'intégrer aux compteurs classiques des moyens de transmettre les index directement au fournisseur, réduisant de ce fait les coûts liés au relevé des compteurs. Une des premières raisons d'ajouter de « l'intelligence » aux compteurs était donc économique.

Les domaines de la gestion des énergies et de la recherche d'un mode de développement « durable » connaissent aujourd'hui une évolution marquée, compte tenu des enjeux auxquels il s'agit de faire face en matière d'environnement. Par conséquent, la question de l'inscription de connaissances et de savoir-faire spécifiques à la maîtrise de l'énergie et à l'efficacité énergétique se pose aujourd'hui avec une acuité particulière.

C'est le cas dans le secteur du bâtiment, qui doit apporter une contribution significative à la maîtrise des consommations d'énergie et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les réflexions conduites par les professionnels du bâtiment aujourd'hui montrent que la démarche demande de se questionner non seulement sur la nature des connaissances et

des savoir-faire à intégrer dans les formations initiales mais aussi sur les changements de pratiques et d'organisation induits dans les entreprises.

III.1 Evolution du système de comptage électrique

Le compteur électrique devient l'interface technique et commerciale entre le fournisseur d'énergie et son client. Notamment dans un marché ouvert de l'électricité où les prix peuvent varier rapidement et continuellement, le comptage électronique remplace progressivement celui électromécanique à disque tournant. Ces nouveaux dispositifs occupent moins de place et offrent plus de possibilités : accès à d'autres données, même à distance, par le biais d'une interface telles que le relevé d'évènements survenus (interruption, pics de consommation, etc.) sur une période antérieure plus ou moins large, enregistrements de courbes (actif, réactif, etc.) et autotest. La structure de la tarification de l'électricité a également évolué durant la même période.

Il reste que toutes les fonctions disponibles dans les nouveaux compteurs, qui ne servent pour le moment qu'à la facturation, ne sont pas utilisées. Les opérateurs gagneraient à mettre à profit les données disponibles pour connaître, à titre d'exemple, les profils de la demande et, par suite, mieux gérer et réaliser des économies à l'instar de ce qui se fait ailleurs. Les économies d'énergie seront déterminantes pour l'avenir du comptage intelligent. De même que la confiance qui lui sera apportée est essentielle pour atteindre ces buts. En Europe, l'Italie et la Suède sont leaders sur le déploiement des compteurs intelligents à grande échelle avec 95 % des clients finaux en Italie et près de 100 % en Suède. En France, le projet Linky porté par ERDF (électricité réseau distribution France) prévoit le remplacement des 35 millions de compteurs à l'horizon 2016 [18].

Aux États-Unis, 31 projets ont pu être soutenus depuis 2009. Parmi les plus importants on retrouve ainsi le projet de la ville de Houston, porté par Center Point Energy pour un montant global de 640 millions de dollars qui prévoit d'achever le déploiement des 2,2 millions de compteurs intelligents et de renforcer le réseau de distribution via des capteurs et des switches automatisés [18].

Sur le plan industriel, le domaine des comptages doit se segmenter de la façon suivante :

- ❖ les **compteurs industriels** et les **compteurs résidentiels**
 - les premiers offrent des fonctions plus élaborées eu égard aux enjeux commerciaux sous-jacents.
 - les seconds doivent d’abord rester des produits fiables mais peu coûteux ;
- ❖ les **compteurs électromécaniques** et les **compteurs électroniques**

III.1.1 Compteurs électromécaniques

Les compteurs électromécaniques ont été longtemps les seuls utilisés et ont bien résolu une grande partie des problèmes posés, mais les progrès en cours de l’électronique et de l’informatique ont permis le développement des ensembles moins encombrants et mieux adaptés ou à des systèmes beaucoup plus complexes, capables d’améliorer encore la gestion de l’énergie électrique [23].

Principe de fonctionnement [23]

Les premiers compteurs, construits il y a une centaine d’années, sur la base de systèmes à pendules relativement complexes ou de petits moteurs électriques.

L’énergie active dans un circuit électrique monophasé est obtenue en intégrant dans le temps le produit des valeurs instantanées de la tension aux bornes de ce circuit et du courant i y circulant.

Cela correspond à l’application de la formule : $\int_0^t u(t)i(t)dt$

Où :

$u(t)$: Tension instantanée présente sur le réseau,

$i(t)$: Courant instantané parcourant le réseau,

Un compteur d’énergie active monophasé comporte donc un dispositif multiplicateur complété d’un dispositif intégrateur. Ces dispositifs seront très différents selon la technologie utilisée.

Dans un compteur électromécanique, la multiplication sera faite par un moteur dont la vitesse sera proportionnelle à la tension d’une part et à l’intensité d’autre part et l’intégration est réalisée directement par le dispositif indicateur.



Figure (III.1): Compteur électromécanique.

III.1.2 Compteurs électroniques

Un compteur électronique devra réaliser un certain nombre de fonctions telles qu'acquisition, multiplication, intégration, traitement des mesures, mémorisation, sommation.

Principe de fonctionnement d'un compteur électronique

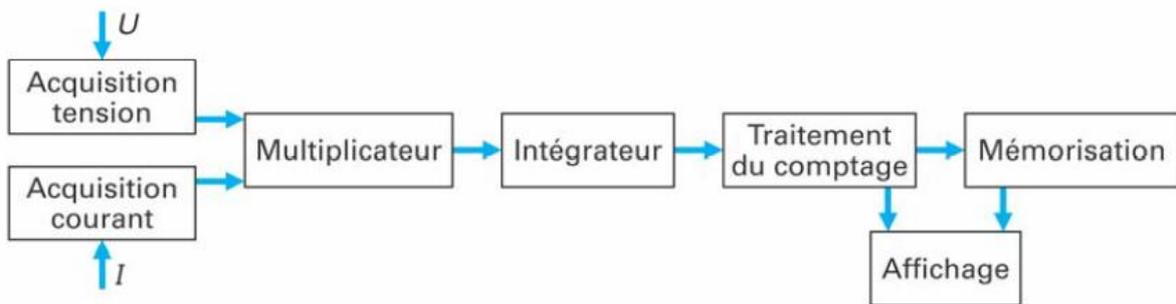


Figure (III.2) : Schéma de principe de fonctionnement d'un compteur électronique [23].

Le principe de fonctionnement peut être représenté par le schéma bloc de la figure ci dessus qui montre la configuration la plus complète pour les diverses fonctions utilisées.

Selon la technologie employée pour le compteur, certaines fonctions pourront être regroupées c'est le cas, par exemple de certains types de multiplicateurs qui travaillent directement à partir des signaux de tension et de courant et ne nécessitent donc pas de circuits d'acquisition de ces données. En fait, les compteurs électroniques peuvent utiliser deux sortes de technologie à savoir, soit une technologie dite « électronique analogique », soit une technique dite « électronique numérique » soit encore une combinaison ces deux technologies.



Figure (III.3) : Compteur électronique.

Un compteur comprend trois ensembles fonctionnels : [24]

- Un **organe de mesure de la grandeur électrique** : il importe de savoir quelle grandeur électrique sera mesurée, avec quelle performance. Dans tous les cas, le compteur donne accès à des grandeurs de type puissance ou énergie puisque c'est son objet même ;
- Un **organe de traitement** : la grandeur électrique est rarement utilisée de façon brute ; elle est élaborée de façon plus ou moins importante, en référence à son usage final qui peut être la vente sur la base d'un prix ou d'un tarif ou la surveillance contractuelle d'une grandeur. En outre, la grandeur doit être mémorisée et stockée de façon sûre.
- Une **interface avec l'externe** : Le compteur est construit pour fournir de l'information. Historiquement, le seul accès à l'information se faisait via le cadran. Aujourd'hui et notamment dans le cas des compteurs dits « communicants » ou « intelligents », le compteur comporte le plus souvent un modem intégré.

Plus généralement, on parle donc de système de comptage pour désigner l'ensemble des équipements permettant le décompte des énergies et la collecte des données associées, le compteur étant l'un des équipements majeurs.

III.2 Compteurs intelligents

Un compteur intelligent, est un compteur énergétique (électrique en général) capable de suivre en détail, et souvent en temps réel, la consommation électrique d'un bâtiment, d'une entreprise ou d'un foyer.

Ce compteur intelligent est en outre communicant et transmet par différents canaux (courant porteur, Internet, téléphone) les informations recueillies, et qui intègre 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 [18].

III.2.1 Différentes fonctionnalités des compteurs intelligents [25]

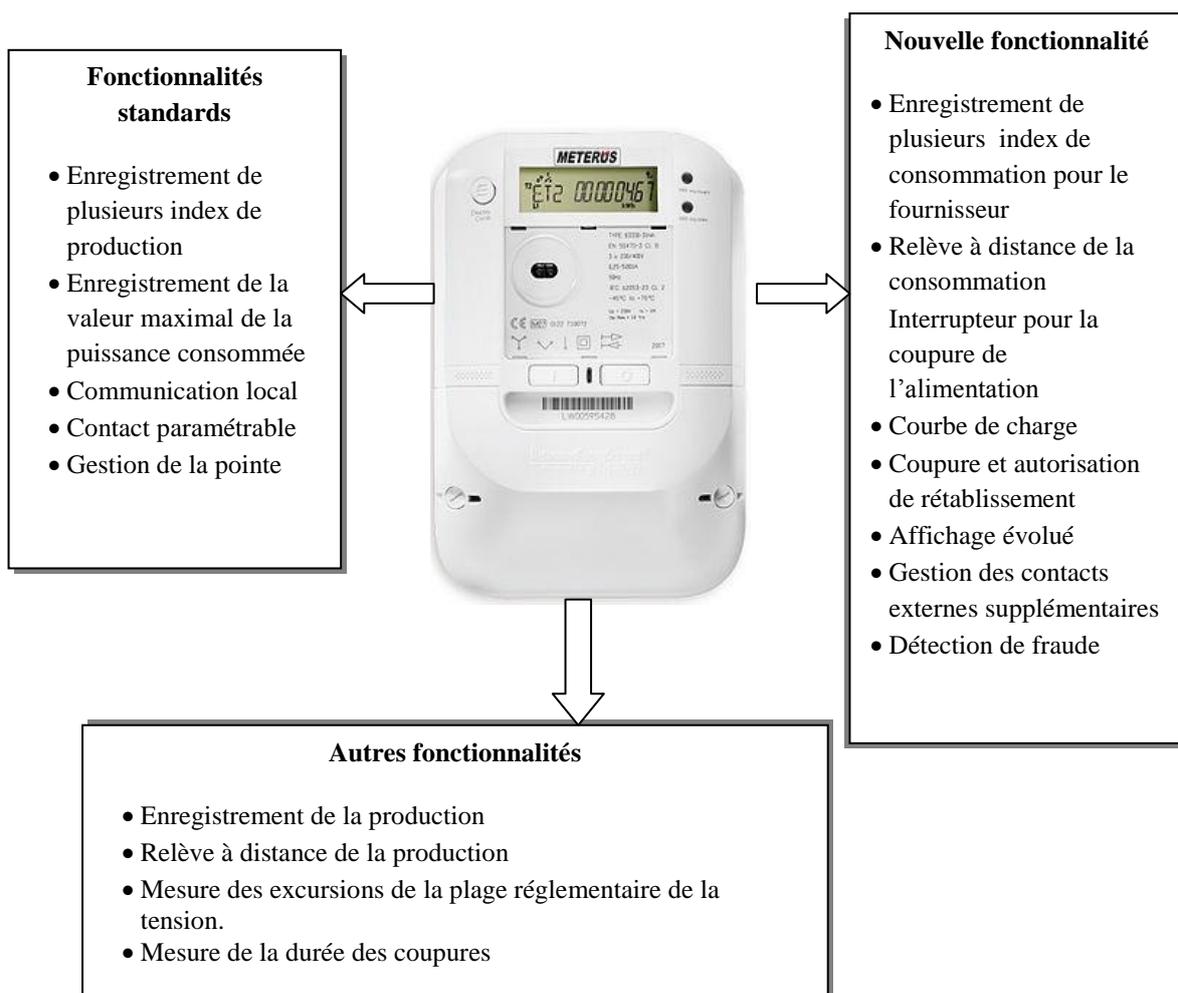


Figure (III.4): Différentes fonctionnalités des compteurs intelligents.

Afin de répondre aux exigences ainsi liées aux gestionnaires d'énergie électrique, plusieurs fonctions peuvent être ajoutées aux compteurs actuels pour qu'ils puissent devenir intelligents :

a) Index de consommation

Un index sert à mesurer la quantité d'énergie consommée dans le logement pour la facturation. L'énergie consommée est mesurée en permanence, mais son prix peut varier selon les périodes. Pour chaque période tarifaire, on utilisera un index différent. Il peut y avoir, par exemple, un double index Heures Creuses / Heures Pleines.

Les index sont aujourd'hui relevés deux fois par an par les gestionnaires des réseaux publics de distribution, puis transmis aux fournisseurs d'électricité.

Le compteur intelligent permettra de disposer de 10 index pour les fournisseurs. Ces index seront mesurés, à un pas de 30 minutes, et relevés à distance une fois par jour. Cela permettra aux fournisseurs, grâce à cette information en temps réel, d'établir une facturation sur la consommation réelle et non à partir d'une consommation estimée établie sur la base d'historiques de comptage. Il leur permettra également de construire des offres et des services diversifiés, mieux adaptés aux besoins des consommateurs.

b) Contact paramétrable

La fonction d'un contact est d'actionner ou d'interrompre des appareils à des moments différents de la journée à partir d'un signal tarifaire. Les compteurs traditionnels existants ne possèdent qu'un seul contact, ce qui signifie qu'ils pilotent de manière simultanée et indifférenciée tous les appareils qui sont associés au fonctionnement de ce contact. Le compteur intelligent sera doté de sept contacts supplémentaires (par exemple, l'un pour le ballon d'eau chaude sanitaire, le deuxième pour la pompe à chaleur, et cinq autres pour le chauffage électrique, selon les différentes zones de chauffage, telles que la chambre, la salle-de-bain, etc.) permettant de piloter les appareils en fonction des grilles tarifaires. Un seul contact sera interne au compteur, les sept autres étant externes à celui-ci, et positionnés au niveau du système de communication aval. Ces contacts externes sont tous gérés par le compteur.

c) Gestion de la pointe mobile

Lors d'une contrainte sur le réseau, due à une forte pointe de consommation, une information est envoyée la veille au client afin que, le lendemain, celui-ci consomme le moins d'électricité possible (par exemple, en baissant son chauffage électrique).

Avec le compteur intelligent, la gestion de la pointe mobile sera simplifiée. Elle se fera notamment sur une plage horaire et non sur une journée et pourra s'appuyer sur le pilotage des appareils via les huit contacts paramétrables.

d) Interrupteur pour la coupure de l'alimentation

Le disjoncteur protège l'installation électrique et se déclenche, lorsque la puissance souscrite est dépassée, entraînant alors une coupure d'électricité.

Avec l'interrupteur intégré dans le compteur intelligent, la fixation (ou le paramétrage) de la puissance souscrite pourra se faire à distance, sans entraîner par conséquent de coupure et le déplacement d'un agent pour le rétablissement de l'électricité.

De plus, le consommateur pourra souscrire une puissance plus proche de sa consommation réelle fixée par le fournisseur d'énergie électrique.

e) Enregistrement et relève à distance de la production

Le compteur intelligent permettra de suivre plus facilement les productions d'électricité décentralisées (centrales photovoltaïques, éoliennes, cogénération, etc.) et d'enregistrer sur un seul compteur l'énergie produite et l'énergie consommée.

f) Mesure des excursions de la plage réglementaire de la tension

Si la tension nominale est de 230 V, la plage réglementaire de tension est comprise entre 253 et 207 V. Une excursion signifie le dépassement de cette plage à un moment donné, source de perturbation du système. L'intégration de la production d'électricité de sources renouvelables est à cet égard un risque pour le réseau de voir les excursions de la plage réglementaire de la tension se multiplier.

Le compteur intelligent permettra aux gestionnaires de réseaux d'avoir un suivi permanent de la qualité d'alimentation de l'énergie électrique au niveau de la tension et en l'occurrence des coupures longues et brèves.

III.2.2 Tarification dans les compteurs intelligents

L'efficacité énergétique ou maîtrise de la demande en énergie est à la base de la volonté de généraliser des systèmes de comptage intelligent dans le monde. Un système de comptage intelligent associé à des tarifications et à des applications appropriées contribue en effet d'une part à la réduction de la consommation d'électricité, d'autre part à la réduction de leur pointe de consommation électrique.

L'effet final des compteurs intelligents sur les prix de l'électricité dépend des coûts et bénéfices nets pour tous les acteurs du marché, et de la mesure dans laquelle ils seront répercutés sur les utilisateurs finaux.

Lors de la phase initiale du déploiement, les consommateurs supporteront les coûts, puisque la plupart des frais d'investissement leur seront imputés. Cependant, à long terme, ce sont eux qui en seront les principaux bénéficiaires, grâce à une réduction globale des dépenses énergétiques.

Sur un marché libéralisé, on peut s'attendre à ce que de nombreux tarifs très différents soient proposés aux consommateurs finaux, comme c'est le cas dans le cadre de la téléphonie mobile et fixe. Par conséquent, des changements concernant les tarifs proposés fondés non seulement sur la concurrence, mais également sur la demande des clients, se traduiront vraisemblablement par un développement dynamique continu des structures tarifaires et des prix.

III.2.2.1 Tarifs différenciés en fonction de l'heure de consommation

Établissant divers prix pour des périodes fixes pendant la journée (éventuellement différents pour les jours ouvrables et les week-ends) présentent un risque limité d'augmentation des dépenses, mais génèrent également un faible avantage potentiel. En Italie, par exemple, les dépenses annuelles en électricité aux tarifs différenciés en fonction de l'heure de consommation sont égales aux dépenses au tarif unique si au moins 67% de la consommation d'électricité à lieu pendant les heures creuses. Le fait que les tarifs "heures

creuses" sont appliqués seulement 67 % de l'année implique que les utilisateurs finaux doivent fortement modifier leur consommation pour faire de réelles économies financières.

Le système de tarification de pointe critique, qui combine des caractéristiques du système de tarifs différenciés en fonction de l'heure de consommation avec une différence de prix liée à des jours critiques (déterminés à court-terme par le fournisseur d'électricité) a permis aux clients français de réduire leurs dépenses annuelles en électricité de 10 % ces dernières années. 59 % des clients ont également déclaré avoir réalisé des économies d'énergie, dans le cadre du projet pilote préalable à l'introduction du tarif sur le marché.

III.2.2.2 Tarification en temps réel

Elle transmet au client des informations tarifaires en temps réel et lui permet de réagir en augmentant ou réduisant sa consommation d'électricité en fonction du prix fixé pour chaque tranche horaire, présente, quant à elle, non seulement le risque le plus élevé d'une augmentation des dépenses mais également le plus grand potentiel d'économies en termes de coûts.

Cependant, l'introduction des compteurs intelligents seuls ne suffira pas à encourager les économies d'énergie. Il est nécessaire de cibler des groupes pour des interventions adaptées en utilisant différentes voies de retour et de fournir des informations plus ou moins complexes et plus ou moins fréquentes etc. Ces mesures auront des retombées plus significatives sur les économies d'énergie et les modifications de consommation réalisées.

Les économies potentielles d'électricité liées à l'installation de compteurs intelligents sont difficiles à quantifier. La configuration et les conditions locales des divers essais menés en Europe et dans le monde sont très variables. Cependant, des comparaisons indiquent que les économies potentielles d'électricité représentent un faible pourcentage et diffèrent d'un ménage à l'autre. Les principaux facteurs déterminants sont la taille du ménage, les priorités écologiques des consommateurs, type leur comportement et leurs niveaux de consommation. Il faut notamment souligner que le chauffage et la climatisation électriques permettent de réduire et de modifier considérablement le niveau de consommation.

Faute de données suffisantes, il est difficile d'émettre une quelconque conclusion finale quant à l'impact des compteurs intelligents sur les différentes catégories de revenus.

En ce qui concerne les ménages, on observe généralement que les ménages plus petits sont probablement plus enclins à économiser l'énergie et que l'attitude individuelle face aux économies d'énergie contribue grandement à l'impact final.

Les expériences réalisées aux États-Unis indiquent que, puisque les ménages à faible revenu présentent en général des profils de consommation inférieurs, ils seront plus susceptibles de bénéficier de tarifs flexibles plutôt que de tarifs forfaitaires.

III.2.2.3 Prépaiement

Dans la très grande majorité des cas, les clients paient leur consommation d'électricité après avoir reçu une facture correspondant aux valeurs relevées sur les index des compteurs ou une facture intermédiaire sur une consommation estimée. Il existe cependant une autre possibilité de règlement qui consiste à faire payer d'avance les consommations en utilisant des compteurs d'électricité spécifiques et relativement sophistiqués et équipés d'un organe de coupure permettant d'interrompre la fourniture d'électricité au client ; ces compteurs sont appelés compteurs à prépaiement.

Le principe est le suivant. Le client achète auprès du distributeur d'électricité un crédit de consommation sous forme de jetons, de carte de paiement, de suite de chiffres codés ou autres, qu'il introduit dans son compteur. Quand le crédit de consommation est épuisé, la fourniture d'électricité est interrompue jusqu'à ce que le compteur soit rechargé d'un certain crédit. Pour un fonctionnement efficace, il est nécessaire que le client puisse effectuer facilement ses achats de crédit d'électricité dans des points de vente spécifiques, ce qui demande une infrastructure appropriée.

Le prépaiement est donc avant tout une forme de facturation et de règlement de la facture particulière adaptée à certaines situations socio-économiques et complètement indépendante de la tarification appliquée. Tous les principes de tarification décrits plus haut pourraient, moyennant des dispositifs techniques adaptés, être utilisables dans un système de facturation utilisant le prépaiement. Dans la pratique, pour des raisons d'abord économiques, seules des tarifications « simples » sont utilisées aujourd'hui dans les systèmes à prépaiement. Le prépaiement est utilisé à assez grande échelle en Grande Bretagne et est la base de l'électrification rurale en Afrique du Sud. D'autres pays sont intéressés aujourd'hui par ce concept, en particulier la France où des expérimentations sont en cours [26].

III.3 Présentation d'un modèle de système de comptage évolué

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, il implique d'une part, la mise en place de compteurs communicants capables de stocker les informations résultant des mesures et, d'autre part, l'établissement de systèmes de transmission de données permettant la circulation rapide et fiable des informations contenues dans les compteurs entre les utilisateurs, les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs.

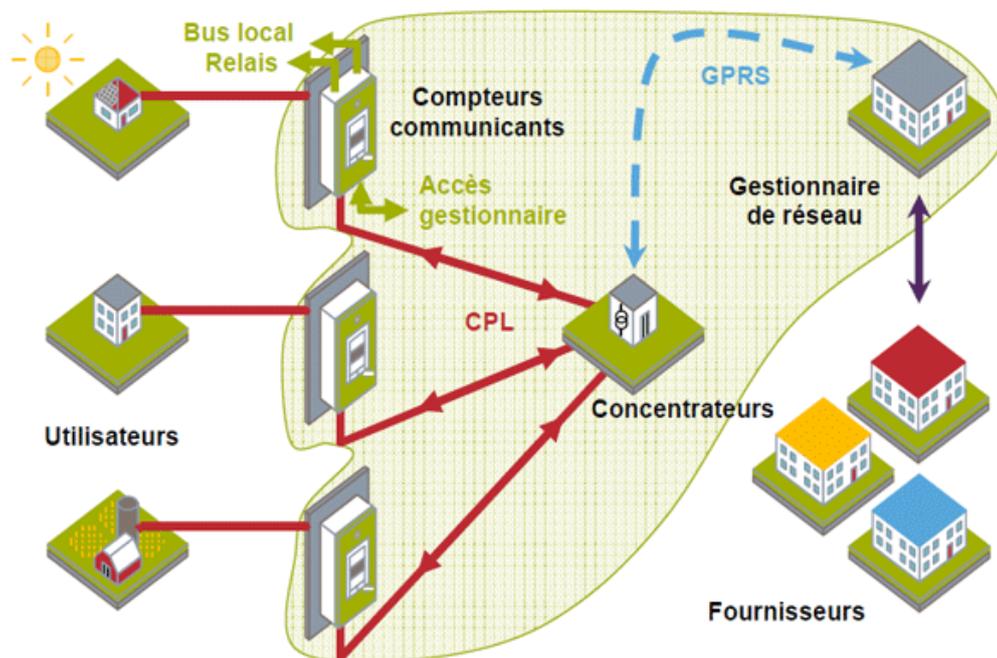


Figure (III.5) : Schéma d'un modèle couramment retenu pour un système de comptage évolué en électricité [25].

Dans les faits, le compteur est doté de capacités de communication bidirectionnelle (transmission et réception des informations) et permet la relève à distance ainsi que le pilotage de la fourniture d'énergie.

Comme le montre le schéma ci-dessus, la communication s'effectue entre un ensemble de compteurs installés chez les utilisateurs et un concentrateur localisé à proximité dans le poste de distribution, via la technologie du Courant Porteur en Ligne (CPL), qui rassemble ces données pour les transmettre au gestionnaire de réseaux. A chaque compteur et

concentrateur est associé un modem CPL qui code et décode les données en un signal électrique et les superpose au courant électrique à 50 Hz.

Ensuite, au niveau des concentrateurs, les données sont codées sous format numérique, puis transmises au système informatique du gestionnaire de réseau par l'intermédiaire du réseau de téléphonie GPRS.

Le système informatique du gestionnaire de réseaux est accessible par les fournisseurs d'énergie qui reçoivent régulièrement les données de comptage de leurs clients pour la facturation de l'énergie.

III.4 Avantages et inconvénients des compteurs intelligents

a) Avantage

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 (surtarification) 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 période de pointe.

Les compteurs intelligents permettent également d'effectuer certaines opérations à distance, sans qu'un technicien 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.

b) Inconvénient

La précision de ces compteurs et la liaison constante qu'ils entretiennent avec le fournisseur d'électricité sont jugées préoccupantes en raison des possibles atteints à la vie

privée qu'ils permettent. Ainsi, le l'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 ! » 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, quant à la nécessité de garantir 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.

En outre, l'utilisation du CPL (courant porteur en ligne) 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.

III.5 Projets de compteurs évolués en Algérie [27]

La Société nationale de l'électricité et du gaz algérienne (Sonelgaz, entreprise chargée de la production, du transport et de la distribution de l'électricité et du gaz) a lancé en janvier 2010 un projet-pilote de compteurs évolués auprès de 1800 clients de la Wilaya de Blida (collectivité territoriale algérienne située au Nord du pays). Ce nouveau système de comptage, permettra de relever à distance les données de comptage des abonnés de Sonelgaz.

La Société de distribution de l'électricité et du gaz d'Alger (SDA, filiale du groupe Sonelgaz) a lancé, au cours de l'année 2012, plusieurs projets visant l'optimisation de la conduite et l'exploitation de ses réseaux d'électricité dans la région de la Wilaya d'Alger. C'est la première région consommatrice d'électricité en Algérie avec près de 15 % de la consommation nationale et une augmentation annuelle de près de 10% ces dernières années.

Ces projets concernent :

- l'extension et l'adaptation de l'architecture du système de télé-conduite à l'évolution technologique et aux nouveaux enjeux relatifs aux réseaux intelligents. L'objectif pour 2012 est de tripler les postes de distribution HTA/BT télécommandés pour atteindre un taux de près de 30 %, ainsi que la réduction des manœuvres manuelles et des

déplacements consécutifs pour localiser les incidents par l'intégration de détecteurs télé-signalés sur plus de 85 % des postes de distribution HTA/BT ;

- l'introduction d'un système de télégestion des compteurs :
- ❖ à partir de 2014, les compteurs évolués seront déployés chez l'ensemble des clients industriels (environ 6 000 clients) et dans 85 % des postes de distribution HTA/BT, ils seront gérés à distance ;
- ❖ à partir de 2017, ce système sera généralisé aux clients raccordés aux réseaux BT (plus de 700 000 clients),
- ❖ la réalisation d'un centre d'appels pour la gestion de la relation clientèle, avec pour mission de recevoir tous les types de réclamations et disposer en temps réel des informations nécessaires permettant une réponse appropriée et rapide.

III.6 Smart Home (maison intelligente)

La "maison intelligente" est une application directe du Smart Grid, appliquée à un réseau privé. Visant à améliorer l'efficacité énergétique, le développement des bâtiments intelligents suit de près celui des Smart Grids. Elle des innovations qui seront demain notre quotidien.

III.6.1 Choix des Appareils qui constituent une maison [28]

Dans la vie quotidienne, nous sommes entourés de nombreux appareils électriques dont nous ne saurions plus nous passer. D'une part, ils nous rendent la vie plus agréable, d'autre part, ils sont indispensables pour faire fonctionner l'économie, l'industrie, les services et les transports.

Quand on choisit un appareil, on est intéressé à ce qu'il remplisse sa fonction, qu'il fonctionne sans panne et que son prix soit avantageux. En outre, il est souvent difficile de quantifier ces appareils, car les informations du fabricant sont souvent trop peu accessibles au consommateur et difficiles à interpréter. Les possibilités d'économie d'énergie ne sont toutefois pas encore épuisées. Il vaut la peine de tenir compte des frais d'énergie, car ils dépassent souvent le prix d'achat de l'appareil, peu de temps après. Il est possible de réduire d'un tiers la consommation électrique, en utilisant un modèle économisant l'énergie et en pratiquant une gestion efficace de l'énergie, comme dans le cas du régulateur d'éclairage.

Les appareils électriques représentent environ 8 % de la consommation énergétique habituelle d'un foyer. Le pourcentage est beaucoup plus élevé si on observe la consommation d'électricité d'un foyer : l'électricité consommée par les appareils et les éclairages entièrement électriques représente environ 55 % de l'électricité utilisée par les foyers.

III.6.1.1 Appareils électriques

Les appareils incluent les six appareils très gourmands en énergie (réfrigérateurs, congélateurs, lave-linge, lave-vaisselle, télévisions et sèche-linge) et beaucoup d'appareils plus petits, mis à part le prix d'achat, qui est cependant un critère généralement déterminant, une attention particulière doit être portée au coût de fonctionnement des appareils pendant leur durée de vie, c'est-à-dire au prix de la facture énergétique mensuelle sur plusieurs années (selon la durée de vie) due à leur consommation en électricité. Les modèles économes en énergie coûtent généralement cher à l'achat mais ils permettent de réaliser des économies d'énergie importantes.

L'étiquette énergie [30]

L'étiquette énergie est un autocollant qui fournit des informations facilement identifiables sur la consommation d'énergie et la performance des produits, elle doit être posée de manière visible sur les nouveaux appareils en exposition.

L'un des éléments importants de l'étiquette énergie est l'échelle des classes d'efficacité énergétique, qui fournit un indice simple composé d'un code de lettres et de couleurs allant du vert et de la lettre A, soit la classe la plus efficace en énergie, au rouge et à la lettre G, soit la classe la moins efficace, son objective principale est d'aider les consommateurs à prendre des décisions en connaissance de cause lors de l'achat d'appareils consommateurs d'énergie. Il s'agit également d'encourager les fabricants à améliorer la performance énergétique de leurs produits.

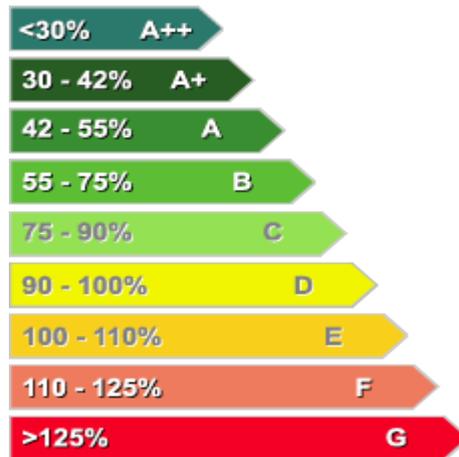


Figure (III.6) : L'étiquette énergie [29].

Le chiffre de la consommation énergétique indique les unités d'électricité utilisées en kWh pour permettre aux consommateurs de comparer les modèles.

Cas des réfrigérateurs/congérateurs :

En partant de la lettre A, chaque lettre indique une consommation d'électricité 10 à 20 % supérieure à celle correspondant la lettre qui précède.

Donc on peut voir, par exemple, qu'un congélateur de classe A consomme 55 % de l'énergie nécessaire à un congélateur identique de classe D (45% d'énergie en moins). Un réfrigérateur de classe G, quant à lui, consomme 125 % de l'énergie nécessaire à un réfrigérateur identique de classe D.

III.6.1.2 Appareils électroniques

Ces appareils sont de plus en plus répandus et leur nombre d'heures d'utilisation quotidienne est en augmentation. Chaque année, des produits électroniques équipés de matériel toujours plus sophistiqué voient le jour, offrant ainsi un divertissement plus important, la consommation énergétique des appareils électroniques passe souvent inaperçue. Cependant, de 10 % à 15 % du total de l'électricité utilisée dans les foyers peut être attribué au fonctionnement de ces appareils. Ce groupe comprend : téléviseurs et home cinéma, magnétoscopes et lecteurs DVD, appareils combinés (téléviseur/magnétoscope, téléviseur/DVD), home audio, ordinateurs, consoles de jeux vidéos, etc.

Ils ont différents modes de fonctionnement. Parmi ces derniers figure le mode veille, qui peut être activé et désactivé à distance. Il s'agit d'une déconnection virtuelle dans la mesure où les appareils en mode veille consomment à peu près 10 à 15 % de ce que

consomment les appareils en fonctionnement normal. Il est ainsi recommandé de les éteindre complètement lorsqu'ils ne sont pas utilisés.

Pour on conclure, vues ces appareil plusieurs gestes fondamentaux à respecter :

- Achète des produits à faible Consommation d'énergie (classe A, par exemple) et prends l'habitude de vérifier la puissance électrique (exprimée en watts).
- Utiliser des appareils raisonnablement, c'est-à-dire, uniquement lorsque c'est nécessaire et sans oublier de les éteindre après chaque utilisation.
- La manière la plus simple et la plus évidente d'éviter le gaspillage d'électricité est de débrancher les appareils lorsqu'ils ne sont pas utilisés.

III.6.2 Système de gestion énergétique dans un bâtiment [30]

a) Domotique :

La domotique est l'ensemble des techniques visant à automatiser les différentes tâches quotidiennes au sein d'un habitat, telles que la gestion de l'énergie, la gestion des alarmes et la communication. L'immotique est son homologue à l'échelle du bâtiment (généralement en milieu commercial).

La notion de « système domotique » et « système immotique » est apparue dès les années 80. A l'origine, la domotique ne visait qu'à offrir à l'utilisateur plus de confort, plus de loisirs et plus de services, grâce à l'existence d'un réseau domestique de communication et de dialogue permettant la coopération interservices (automatisme de volets, éclairage, etc.). Cela relevait même parfois plus de la fiction que du souci de rationaliser la gestion énergétique.

La gestion de l'énergie n'est pas une nouvelle application des systèmes domotiques et immotiques, la maîtrise de la demande d'énergie dans l'habitat était introduite en utilisant un système domotique, ce système consiste en un ensemble d'équipements dotés de micro contrôleurs ayant des capacités de communication via des protocoles standard, un système de contrôle-commande centralisé et une interface homme-machine permettant de réaliser certaines fonctions d'optimisation, de conduite et de suivi de la consommation d'énergie, généralement, ces systèmes visent les bâtiments tertiaires commerciaux pour gérer le chauffage, la climatisation, l'eau chaude sanitaire et l'éclairage.

b) Utilisation des détecteurs de présence un pas pour économiser l'énergie électrique [31]

Le principe étant simple, dès qu'une personne séjourne en un lieu surveillé par un détecteur de présence, l'éclairage est enclenché par une sonde à infrarouge. La plupart des détecteurs de présence sont combinés avec une minuterie ou un interrupteur. Les détecteurs de présence sont très conviviaux; c'est un excellent moyen d'économiser l'énergie électrique.

L'emplacement du détecteur de présence doit être soigneusement choisi et la sensibilité à l'enclenchement, la zone sensible et le temps de commutation bien optimisés, afin de prévenir les enclenchements intempestifs. Les détecteurs de présence ont une consommation propre de 0,3 à 3 W, ce qui équivaut à une consommation d'énergie de 3 à 30 kWh par année environ.

La maison du futur a ainsi de nombreuses fonctionnalités :

- amélioration du confort dans la maison (chauffage, climatisation, ventilation, éclairage et volets/stores électriques : il s'agit de gérer les apports naturels en fonction de l'enveloppe thermique du bâtiment).
- aide à la surveillance et sécurité dans le bâtiment.
- gestion de la consommation électrique et aide à la réduction de la consommation d'énergie.
- amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments.

Conclusion

Le terme compteur intelligent est devenu aujourd'hui courant et ce concept veut être une des réponses aux enjeux énergétiques actuels. La communauté européenne a d'ailleurs prévu que les états membres devront déployer 80 % de compteurs intelligents avant 2020, sauf étude particulière montrant l'absence d'intérêt au projet.

L'introduction d'intelligence dans le compteur et l'établissement d'un système de communication entre le local du client et le gestionnaire de réseau peut constituer une des briques importantes d'une autre démarche dite Smart Grids ou réseau intelligent, dans laquelle la collaboration entre réseau de puissance, de télécommunications et système d'information est en mesure de transformer la conception et l'économie des réseaux d'énergie de demain

pour mieux prendre en compte les exigences de maîtrise de la consommation d'énergie et le souci d'adaptation de la demande à l'offre.

Le concept de bâtiment intelligent ne comprend pas seulement l'automatisation des tâches. En effet, deux évolutions majeures sont apparues sur les réseaux électriques qui auront un impact considérable sur la façon de gérer l'énergie dans le bâtiment : la production décentralisée d'électricité à partir d'énergies de sources renouvelables (éolien, photovoltaïque). Le bâtiment intelligent se définit donc mieux comme un bâtiment à haute efficacité énergétique, intégrant dans la gestion intelligente du bâtiment les équipements consommateurs, les équipements producteurs et les équipements de stockage de l'électricité, tels que les véhicules électriques. L'efficacité énergétique dépend également des techniques de construction du bâtiment, de l'isolation par exemple. Le concept de bâtiment intelligent correspond à l'intégration de solutions de gestion énergétique dans l'habitat et les bâtiments d'entreprise, notamment pour parvenir à des bâtiments à énergie positive.

CHAPITRE IV

LA GESTION DE L'INFORMATION ET DE LA COMMUNICATION

Introduction

Ces dernières années, un intérêt particulier est accordé au développement des technologies d'information et de communication. Ces dernières font partie des outils et accessoires rendant le système intelligent, donc impose l'intégration des Smart systèmes aux réseaux conventionnels. La gestion en exploitation des réseaux se traduit par l'évaluation de la stabilité et l'estimation d'état du réseau électrique, qui à tout moment et à n'importe quel point du système, on a l'information relative des paramètres ou des grandeurs électriques, à savoir : les modules des puissances, ceux des tensions et des courants, les déphasages etc. cette thématique est explicitée dans ce chapitre et un aperçu sur le calcul de répartition de puissance est nécessaire.

Afin de mettre en évidence son utilité, on donne à la fin des exemples d'application avec le changement de configuration, dans le cas d'insertion des ressources renouvelable qui est l'une des vertus des Smart Grids.

IV.1 Notion d'estimation d'état [31]

Dans les centres modernes de conduite des réseaux électriques les fonctions de sécurité, sous forme de programmes exécutés en temps réel, sont destinés à aider l'opérateur à maintenir le système dans un état de fonctionnement normal quelque soient les perturbations. Dans le cas où c'est la tension nodale et sa phase qui sont les paramètres à estimer, l'estimateur d'état cherche les valeurs qui correspondent au mieux avec les valeurs mesurées et disponibles à un instant donné.

IV.1.1 Importance de l'estimation d'état dans les systèmes de puissance [32]

La fonction d'un système de puissance électrique est la conversion et la distribution d'énergie aux utilisateurs quand, ou tant que demandée, et aussi économiquement que possible.

L'objectif de l'interconnexion des plans par le réseau de transmission et de désigner et maintenir les niveaux de génération des plans et les écoulements de puissance dans les lignes de transmission qui vont assurer un niveau élevée de sécurité.

Dans le but d'améliorer la performance du système général, il est important de connaître comment le système se comporte à n'importe quel moment, c'est-à-dire, l'état du courant du système doit être connu.

En résumé, la fonction de l'estimation d'état est d'adoucir les petites erreurs hasardeuses dans les lectures, de détecter et identifier les grands erreurs de mesure et de remplir les lectures qui ont échoué dû au pannes des équipements de communication.

IV.1.2 Données d'entrées nécessaires pour l'estimation d'état [31]

On peut classer les données d'entrée nécessaires pour l'estimation d'état en quatre groupes comme suit :

- Les paramètres électriques des ouvrages de transport du réseau.
- Les télémessures analogiques qui comprennent un ensemble de mesures des modules des tensions nodales, des puissances actives et réactives injectées aux nœuds, des transits actifs et réactifs sur des lignes et parfois aussi du courant dans des lignes ou la position de prises du transformateur à régleur en charge.
- Les télésignalisations donnant l'état logique des disjoncteurs et sectionneurs.
- Les pseudos mesurent, qui peuvent comprendre des charges nodales évaluées empiriquement et les injections nulles aux nœuds d'interconnexion sans charge.

IV.1.3 Principales composantes de l'estimation d'état [31]

Un programme d'estimation d'état comporterait généralement quatre composantes. Les fonctions de ces quatre derniers sont décrites ci-après :

IV.1.3.1 Analyse topologique du système électrique

Cette fonction est utilisée pour déterminer la structure du système électrique en temps réel sur la base des mesures qui représentent les variables binaires décrivant l'état logique (ouvert/fermé) de chaque disjoncteur et de chaque sectionneur du système, reçues via le Système SCADA.

IV.1.3.2 Analyse d'observabilité du système électrique

Cette fonction se sert des résultats obtenus de l'analyse topologique du système électrique et des mesures analogiques reçues via le système SCADA pour déterminer si le système est observable ou non. En effet, dans le cas où le système n'est pas observable, l'analyse va en plus déterminer où des pseudos mesures devront être rajoutées pour rendre le système observable. Comme le montre, cette fonction permettra également de déterminer les parties du système qui constituent des îlots observables. Par ailleurs seules les parties observables du système peuvent être estimées.

Il existe deux types de méthodes d'analyse d'observabilité : la méthode topologique et la méthode numérique. La méthode topologique utilise l'information sur la distribution des mesures physiques partout dans le système, tandis que la méthode numérique utilise les informations fournies par la matrice jacobienne de l'estimation d'état.

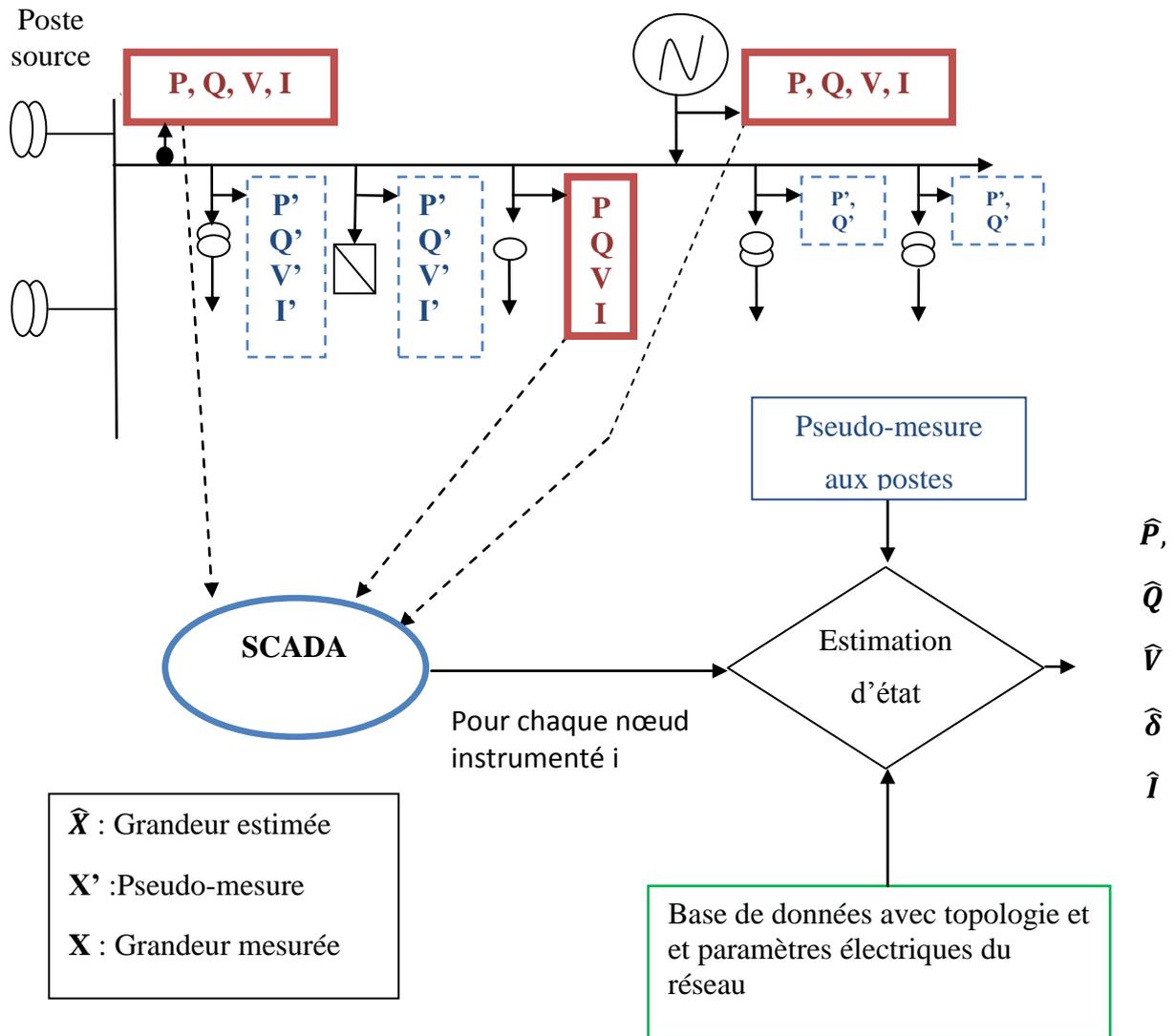


Figure (IV.1) : Schéma de principe de l'estimation d'état d'un réseau électrique [33]

Le schéma ci-dessus décrit le principe de l'estimateur d'état. Il s'appuie sur un système SCADA doté de l'infrastructure de mesure, de contrôle, et de réglage à distance recueille les grandeurs mesurées. Ces grandeurs sont transférées dans une base de données avec paramètres électrique du réseau, l'estimateur d'état compare ces données à celle des grandeurs pseudo-mesures dans chaque nœud (grandeurs qui peuvent comprendre des charges nodales à savoir V, P, Q, I , évaluées empiriquement) ainsi, il nous donne des grandeurs estimées.

IV.2 Système SCADA [34]

Le système de télésurveillance et d'acquisition de données SCADA est un système informatique de télégestion, assurant en temps réel le fonctionnement, le contrôle et le réglage à distance des équipements de système de puissance. C'est un système centralisé à boucle fermée et fonctionnant avec une petite intervention humaine, il est constitué généralement :

- D'une station maitresse : Elle est composée d'un PC dans les plus petits systèmes SCADA et peut inclure plusieurs serveurs et des logiciels d'applications variés dans les grands systèmes SCADA. Le terme station maitresse se réfère généralement aux serveurs et logiciels disponibles pour communiquer avec les RTUs, ensuite avec le logiciel de la HMI qui fonctionne dans la station de travail. Des données peuvent également être transmises à un historien pour des analyses du processus, on la localise au niveau du centre de dispatching national ou régional.
- D'une interface homme machine (HMI) qui présente les données d'un processus à un opérateur humain et à la HMI. L'opérateur humain surveille et commande ce processus,
- D'un ou plusieurs dispositifs d'interface de données, habituellement appelés RTUs (Remote Terminal Units), qui sont installés dans les postes et dans les centrales électriques. Ils sont connectés aux équipements physiques et partir de différents capteurs et instruments de mesures, ils lisent les données telles que : l'ouverture/fermeture des appareils de coupure, les mesures de la tension, courant ou puissance, ...etc. Ils convertissent (grâce à leurs convertisseurs logiques programmables PLCs en anglais Programmable Logic Controllers) ces données à des valeurs digitales et les transmettent à la station maitresse où elles seront compilées et arrangées de manière qu'un opérateur de salle de commande employant une HMI puisse prendre des décisions et donner des ordres aux RTUs. Sous les ordres des opérateurs, les RTUs peuvent aussi commander des équipements, tels que l'ouverture/fermeture d'un interrupteur.

Le schéma de la figure (IV.2) montre un système typique de SCADA, et l'ensemble de ses composants :

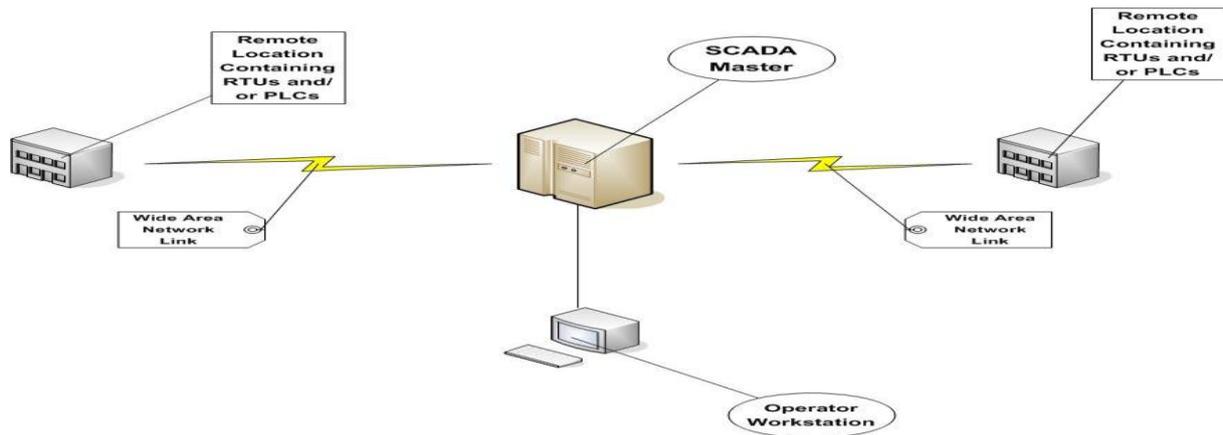


Figure (IV.2) : Architecture du système SCADA.

IV.2.1 La communication dans les Systèmes SCADA

La communication est d'une importance majeure pour les systèmes SCADA. La disponibilité et le coût des chaînes de communication influent profondément sur la conception des stations et des RTU.

Une communication faible ou avec bruit produit des erreurs et des pertes de messages et limite la vitesse avec laquelle l'acquisition des données et le contrôle sont exécutés, ce qui affecte l'interface homme-machine et les applications software (logiciels).

Les différents systèmes de communication utilisés dans les systèmes SCADA sont : les lignes téléphoniques, les liaisons hertziennes (ondes radio, micro-onde, satellite), les fibres optiques et le courant porteur en ligne CPL (power line carrier).

- Les liaisons hertziennes (onde radio, micro-ondes, satellite)

Dans une liaison hertzienne, c'est une onde électromagnétique qui porte l'information à transmettre.

Une onde électromagnétique est constituée d'un champ électrique E et d'un champ magnétique H, couplés entre eux : les deux champs sont perpendiculaires l'un par l'autre, leurs amplitudes sont en rapport constant et leurs variations sont en phase.

- Les liaisons par courant porteur en ligne (CPL)

Le Courant Porteur en Ligne (CPL) permet la transmission de données numériques et vocales, par les câbles électriques, et offre ainsi des services de bande large (sur une bande de fréquence de 1 à 30 MHz), en utilisant les infrastructures existantes. Cette technologie est

utilisée pour gérer le basculement des compteurs électriques et des tarifs de jour vers les tarifs de nuit. Le fonctionnement des CPL est relativement simple et consiste à superposer au signal électrique classique, d'une fréquence de 50 Hz, un signal à haute fréquence (1-30 MHz) contenant des informations numériques qui pourront ensuite être décodées à distance.

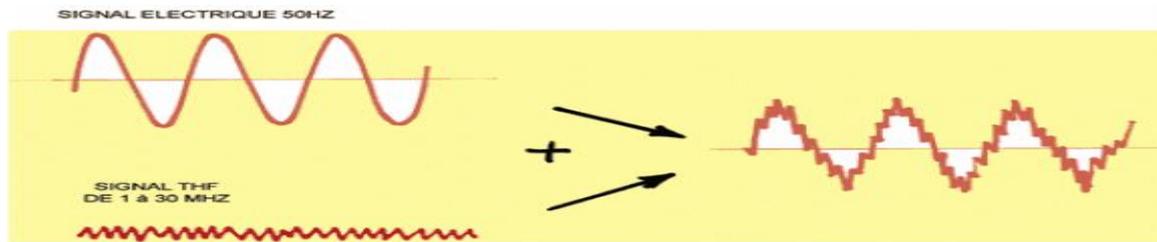


Figure (IV.3) : Courant porteur en ligne (CPL) [35].

Il fonctionne à trois niveaux : hautes, moyennes et basses tensions. Les hautes tensions concernent le transport. Les moyennes et basses tensions servent aux boucles locales et aux réseaux domestiques. Ainsi, le CPL concerne tout autant les services de transmission à distance que les réseaux internes aux habitats ou aux entreprises. Après avoir raccordé un master, sorte de point d'accès partagé, sur un transformateur basse tension (150 à 250 utilisateurs), il suffit de brancher un modem spécifique sur n'importe quelle prise électrique pour pouvoir accéder au réseau haut débit. Les débits proposés sont performants, puisque des offres à 4, 5, 10, voir 45 Mbit/s sont déjà disponibles et, en théorie, les 100 Mbit/s seront accessibles.

Le premier avantage de cette technologie est de recourir à un réseau « le réseau électrique » déployé sur tous les territoires et apte à atteindre tous les consommateurs où qu'ils soient, en utilisant des infrastructures déjà mises en place. On signale, que ce qu'a été autrefois une problématique est devenu aujourd'hui avantageux, il s'agit des harmoniques.

- La fibre optique

La technologie de la fibre optique s'est améliorée considérablement depuis son commencement en 1970, cette technologie a eu un impact considérable sur l'ensemble des technologies général disponibles, au point où dans le commerce ont des pertes plus au moins de 0.3 dB/km. Les pertes de cette grandeur, aussi bien que le développement des lasers appropriés et des détecteurs optiques.

Une fibre optique est un conducteur de lumière cylindrique constitué d'une partie centrale transparente appelée cœur, où la majeure partie de l'énergie lumineuse transportée est

confinée, entourée d'une gaine optique transparente telle que donnée sur la figure (IV.4). Une enveloppe externe assure sa protection mécanique.

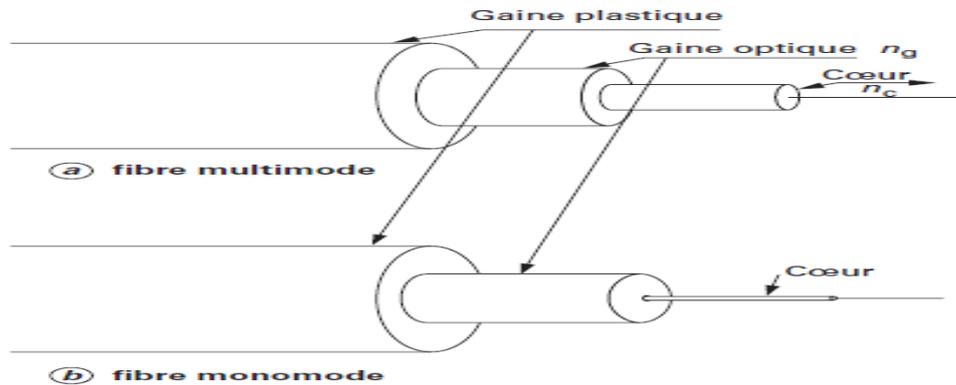


Figure (IV.4) : Schéma d'une fibre optique.

Deux types de fibres sont habituellement considérés : la fibre monomodale soutient des vitesses plus élevées de signalisation que la fibre multimode due à son plus petit diamètre et mode de la propagation légère. Les services de communication habituellement soutenus par la fibre optique incluent la voix, les données (à vitesse réduite), le SCADA, le télémétrage, la communication visuelle, les données à grande vitesse.

Le noyau intérieur est construit pour adapter aux caractéristiques mécaniques des fibres. Typiquement, les fibres sont placées dans des tubes semi-rigides, qui absorbent l'effort mécanique. Des types spéciaux de câbles de fibre optiques ont été développés pour l'industrie énergétique.

IV.2.2 Sécurité et vulnérabilité des systèmes SCADA [36]

Pendant plusieurs années, les risques de la sécurité ont été rapportés dans les systèmes de contrôle, sur lesquels beaucoup d'infrastructures critiques comptent pour surveiller et commander des processus sensibles et des fonctions physiques. En plus des menaces générales, qui avaient solidement augmenté, plusieurs facteurs ont contribué à l'escalade des risques spécifiques aux systèmes de contrôle, y compris l'adoption des technologies normalisées avec des vulnérabilités connues, la connectivité des systèmes de contrôle à d'autres réseaux, les contraintes sur l'utilisation des technologies et des pratiques en matière de sécurité existante, les raccordements à distance peu sûrs, la disponibilité répandue des techniques d'informations sur des systèmes de contrôle.

IV.2.3 Attaques contre des systèmes de SCADA

Dans l'environnement des entreprises d'aujourd'hui, des réseaux internes sont employés pour toutes les communications, y compris le système SCADA. Les systèmes SCADA sont donc vulnérables au même temps que n'importe quel système. Des administrateurs de SCADA et les analystes fonctionnels industriels sont souvent trompés, cela puisque leurs réseaux industriels sont sur les systèmes séparés du réseau de corporation, ils reçoivent des attaques sûres d'extérieur de forme. PLC et RTU sont habituellement choisis par d'autres réseaux et qui sont habituellement faits au-dessus des lignes téléphoniques, des lignes privées spécialisées, des systèmes satellites, autorisés et des radios de spectre de diffusion. Ceci donne souvent au système et aux administrateurs une sensation de sécurité fausse puisqu'ils supposent que ces dispositifs d'extrémité sont protégés par ces connexions réseau.

Nous avons donné juste un petit aperçu sur les attaques et vulnérabilité des systèmes SCADA, car ce volet a été pris en charge dans un mémoire traité au même département de génie électrique dont l'année est la même 2012/2013.

IV.3 Différents types d'estimation d'état

On distingue deux types d'estimation d'état, à savoir l'estimation statique et l'estimation dynamique.

IV.3.1 Estimation statique [32]

L'estimation statique est appliquée surtout dans la détermination de la répartition de puissance dans un réseau de transmission, pour les systèmes qui rencontrent de faible perturbation de fréquence.

IV.3.2 Estimation dynamique

Contrairement à l'estimation statique, l'estimation dynamique est appliquée à un système qui est sujet à de haute perturbation de fréquence. Elle est donc appliquée aux systèmes rencontrant des problèmes de la stabilité dynamique ou transitoire.

Que ce soit dans l'estimation statique ou dynamique, le succès de l'opérateur ne peut être que dans les limites des propriétés statistiques des mesures, par exemple la déviation standard des mesures données par l'appareillage de télémessure.

IV.4 Calcul de répartition de puissance

Dans l'étude et l'exploitation des réseaux d'énergie électriques, quatre grandeurs électriques essentielles doivent être définies à savoir l'amplitude de la tension et l'angle de phase pour chaque accès, ainsi que la puissance active et réactive transitant d'un accès à un autre, on parle alors de calcul d'écoulement de puissance.

On est en particulier amené à évaluer l'impact des changements sur l'état du réseau existant tel que :

- Installation de nouveaux sites de productions.
- Augmentation de la charge.
- Installation de nouvelles lignes de transmission.
- Interconnexion d'un réseau avec d'autres.
- Différentes conditions de charge (périodes de pointe, périodes creuses, ...etc.).

Vu la complexité des réseaux d'énergie électriques due essentiellement au grand nombre de données à traiter, la simulation de ce réseau sur ordinateur s'impose.

IV.4.1 Equations de l'écoulement de puissance

L'écoulement de puissance dans les réseaux de transport d'énergie électrique est calculé à partir de modèles mathématiques linéaires pour les lignes de transport, les transformateurs et les réactances séries ou parallèles, mais des descriptions électriques non linéaires pour la génération et la consommation de puissance au niveau de chaque accès.

D'après les équations de performance d'un réseau d'énergie électrique à (n) accès, le courant injecté à un accès quelconque (i) est :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j \quad (\text{IV.1})$$

\bar{I}_i : Valeur complexe du courant injecté à l'accès (i).

\bar{V}_j : Valeur complexe de la tension à l'accès (j).

\bar{Y}_{ij} : Valeur complexe de l'admittance entre les accès (i) et (j).

Et sachant que la valeur de la puissance apparente complexe injectée à l'accès (i) vaut :

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^* = P_i + jQ_i \quad (\text{IV.2})$$

En substituant l'équation (IV-1) dans l'équation (IV-2) on obtient :

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^* = P_i + jQ_i = \bar{V}_i [\sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j]^* \quad i = (1, n) \quad (IV.3)$$

On remarque que l'équation (IV-3) est constituée de (2n) équations à valeurs réelles. En la décomposant on obtient :

$$P_i = Re(\bar{S}_i) = Re \left\{ \bar{V}_i [\sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j]^* \right\} \quad (IV.4)$$

$$Q_i = Im(\bar{S}_i) = Im \left\{ \bar{V}_i [\sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j]^* \right\}$$

Quand on sait que pour chaque accès on a deux inconnues, on aboutit donc à un système à (2n) équations non linéaires et (2n) inconnues.

IV.4.2 Calcul de l'écoulement de puissance

Le calcul de l'écoulement de puissance ne peut se faire, qu'une fois les tensions complexes aux accès calculées. Pour ce, on est appelé à utiliser des méthodes numériques itératives (à cause de la non linéarité des équations).

IV.4.2.1 Puissances écoulées dans les lignes

Soit à calculer la puissance qui s'écoule dans la branche reliant les accès (i) et (j), le courant qui circule entre les accès (i) et (j) a pour valeur :

$$\bar{I}_{ij} = \bar{Y}_{ij} [\bar{V}_i - \bar{V}_j] + \bar{Y}_{i0} \bar{V}_i \quad (IV.5)$$

Et la puissance apparente :

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^*$$

$$\Rightarrow \bar{S}_{ij} = \bar{V}_i [\bar{Y}_{ij} [\bar{V}_i - \bar{V}_j]] + \bar{Y}_{i0} \bar{V}_i \quad (IV.6)$$

$$\Rightarrow \bar{S}_{ij} = |\bar{V}_i|^2 \left[\bar{Y}_{ij}^* - \bar{V}_i \bar{V}_j^* \bar{Y}_{ij}^* + |\bar{V}_i|^2 \bar{Y}_{i0}^* \right] \quad (IV.7)$$

De même la puissance apparente qui s'écoule de l'accès (j) vers l'accès (i) vaut :

$$\bar{S}_{ji} = \bar{V}_j \cdot \bar{I}_{ji}^* \quad (IV.8)$$

$$\text{Tel que : } \bar{I}_{ji}^* = \bar{Y}_{ji} [\bar{V}_j - \bar{V}_i] + \bar{Y}_{j0} \bar{V}_j \quad (\text{IV.9})$$

$$\text{Donc : } \bar{S}_{ji} = \bar{V}_j [\bar{Y}_{ji} [\bar{V}_j - \bar{V}_i] + \bar{Y}_{j0} \bar{V}_j] \quad (\text{IV.10})$$

$$\bar{S}_{ji} = |\bar{V}_j|^2 \cdot \bar{Y}_{ji}^* - \bar{V}_j \cdot \bar{V}_i^* \therefore \bar{Y}_{ji}^* + |\bar{V}_j|^2 \cdot \bar{Y}_{j0}^* \quad (\text{IV.11})$$

IV.4.2.2 Puissance écoulee dans les transformateurs

Considérons un transformateur dont sa matrice admittance est :

$$[Y] = \begin{bmatrix} \frac{Y_{ij}}{a^2} & -\frac{Y_{ij}}{a} \\ -\frac{Y_{ij}}{a} & Y_{ij} \end{bmatrix}$$

Le courant qui circule entre les accès (i) et (j) est :

$$\bar{I}_{ji} = \frac{Y_{ij}}{a^2} \bar{V}_j - \frac{\bar{Y}_{ij}}{a} \bar{V}_j = \frac{1}{a} \left(\frac{\bar{Y}_{ij}}{a} \bar{V}_i - \frac{\bar{Y}_{ij}}{a} \bar{V}_j \right) \quad (\text{IV.12})$$

Et la puissance \bar{S}_{ij} a pour valeur :

$$\bar{S}_{ij} = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_{ij}^* = \bar{V}_i \left[\frac{\bar{Y}_{ij}}{a} (\bar{V}_i - \bar{V}_j) \right]^* \quad (\text{IV.13})$$

$$\bar{S}_{ij} = |\bar{V}_i|^2 \cdot \frac{\bar{Y}_{ij}^*}{a^2} - \frac{\bar{Y}_{ij}^*}{a} \bar{V}_j^* \cdot \bar{V}_i \quad (\text{IV.14})$$

D'autre part le courant qui circule de l'accès (j) vers l'accès (i) :

$$\bar{I}_{ji} = \frac{1}{a} [(\bar{V}_j - \frac{1}{a} \bar{V}_i) \bar{Y}_{ij}] \quad (\text{IV.15})$$

$$\bar{S}_{ij} = \bar{V}_j \cdot \bar{I}_{ji}^* = \bar{V}_j \left[\frac{1}{a} \bar{Y}_{ij} (\bar{V}_j - \frac{1}{a} \bar{V}_i) \right]^* \quad (\text{IV.16})$$

$$\bar{S}_{ij} = |\bar{V}_j|^2 \cdot \frac{\bar{Y}_{ij}^*}{a^2} - \frac{\bar{Y}_{ij}^*}{a} \bar{V}_j^* \cdot \bar{V}_i \quad (\text{IV.17})$$

IV.4.3 Application de la méthode de Gauss Seidel pour le calcul des tensions aux accès du réseau

L'équation du calcul d'écoulement de puissance peut nous emmener aux calculs des tensions aux accès du réseau :

$$I_i = \sum_{j=1}^{j=n} Y_{ij} V_j \quad (\text{IV.18})$$

$$P_i + JQ_i = V_i I_i^* = V_i \sum_{j=1}^{j=n} (Y_{ij} V_j)^* \quad (IV.19)$$

On prend le conjugué de la puissance apparente, on aura :

$$P_i - JQ_i = V_i^* I_i = V_i^* Y_{ii} V_i + V_i^* \sum_{j=1}^{j=i-1} (Y_{ij} V_j) + V_i^* \sum_{j=i+1}^{j=n} (Y_{ij} V_j) \quad (IV.20)$$

Le processus d'itération de Gauss Seidel, peut être alors appliqué comme suit :

$$V_i^{k+1} = \frac{\frac{S_i^*}{(V_i^*)^k} - \sum_{j=1}^{j=i-1} (Y_{ij} V_j^{k+1}) - \sum_{j=i+1}^{j=n} (Y_{ij} V_j^k)}{Y_{ii}} \quad (IV.21)$$

Cette équation, ne concerne pas l'accès bilan où $|\bar{V}|$ et θ sont données, par contre P et Q à déterminer.

Pour les accès générateurs (P, $|\bar{V}|$), la puissance réactive est inconnue. Elle doit être calculée d'après l'équation suivante :

$$\left\{ Q_i^{k+1} = - \text{imag } V_i^{*k} Y_{ii} V_i^k + V_i^{*k} \sum_{j=1}^{j=i-1} (Y_{ij} V_j^{k+1}) + \sum_{j=i+1}^{j=n} (Y_{ij} V_j^k) \right\} \quad (IV.22)$$

Si la valeur de Q_i^{k+1} calculée d'après l'équation précédente viole l'une des limites spécifiées, on fixe la valeur de Q_i à la limite violée.

Ensuite on procède au calcul de V_i^{k+1} :

Pour le calcul de V_i^{k+1} , pour ce type d'accès, le module de la tension étant spécifiée, on doit garder seulement l'angle de phase (θ) calculé en effectuant l'opération suivante :

$$V_i^{k+1} = \frac{V_i^{k+1}}{|V_i^{k+1}|} |V_{i,specifiee}| \quad (IV.23)$$

Pour accélérer la convergence de la méthode, les tensions durant les itérations successives, doivent être modifiés comme suit :

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \alpha (V_i^{k+1} - V_i^k) \quad (IV.24)$$

Où α est un facteur d'accélération.

Pour la majorité des réseaux électriques, α est compris entre $1,2 \leq \alpha \leq 1,65$

IV.4.4 Calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson

En raison de sa convergence quadratique, la méthode de Newton-Raphson converge rapidement indépendamment de la dimension du système. Dans la pratique, la méthode de Newton-Raphson est la méthode la plus efficace, mais il y a beaucoup de fonctions à évaluer dans chaque itération.

Pour un nœud typique de système représenté dans la figure (IV.5), le courant qui entre le nœud i est donné par l'équation :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (IV.25)$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (IV.26)$$

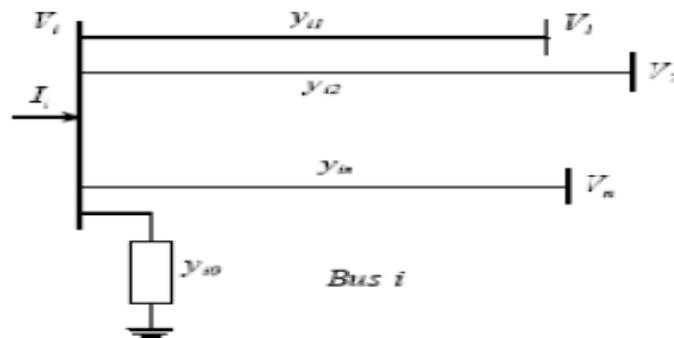


Figure (IV.5) : Nœud typique d'un système de puissance.

On injecte l'équation (IV.26) dans (IV.20) on trouve :

$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (IV.27)$$

En séparant la partie réel et la partie imaginaire soit :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (IV.28)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (IV.29)$$

Ces deux équations constituent un système d'équations algébriques non linéaires, En développant en séries de Taylor les équations (IV.28) et (IV.29) au voisinage une estimation initiale, et en négligeant tous les termes d'ordre supérieur, il en résulte le système d'équations linéaires suivant :

$$\begin{pmatrix} \Delta P_2^{(K)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(K)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_2^{(K)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{(K)}}{\partial \delta_n} & \dots & \frac{\partial P_2^{(K)}}{\partial |V_2|} & \frac{\partial P_2^{(K)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{(K)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{(K)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^{(K)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n^{(K)}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta_2^{(p)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(K)} \\ \Delta |V_2^{(K)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(K)}| \end{pmatrix} \quad (\text{IV.30})$$

Dans ce système d'équations, le nœud 1 est supposé comme étant le nœud balancier, la matrice Jacobienne donne une relation linéaire entre les petites variations de l'angle de tension $\Delta \delta_i^{(K)}$, le module $\Delta |V_i^{(K)}|$ et les petites variations des puissances active et réactive $\Delta P_i^{(K)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$. Le système d'équations (IV.30) se réduit à:

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{pmatrix} \quad (\text{IV.31})$$

Pour les nœuds où la tension est contrôlée, les modules de tension sont connus, par suite, si m est le nombre de ces nœuds, on a m équations impliquant ΔQ et ΔV et les colonnes correspondantes de la matrice Jacobienne sont éliminées. Donc, il y a (n-1) contraintes de puissances actives et (n-1-m) contraintes de puissance réactives, et la matrice Jacobienne est d'ordre $(2n-2-m) \times (2n-2-m)$.

Les éléments diagonaux et non diagonaux de la matrice J_1 sont :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (\text{IV.32})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad i \neq j \quad (\text{IV.33})$$

Les éléments diagonaux et non diagonaux de la matrice J_2 sont :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i}^n |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (\text{IV.35})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad i \neq j \quad (\text{IV.36})$$

Les éléments diagonaux et non diagonaux de la matrice J_3 sont :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (\text{IV.37})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad i \neq j \quad (\text{IV.38})$$

Les éléments diagonaux et non diagonaux de la matrice J4 sont :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i||Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i}^n |V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (\text{IV.39})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = -|V_i||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad i \neq j \quad (\text{IV.40})$$

Les puissances résiduelles sont données par :

$$\Delta P_i^{(K)} = P_i^{sch} - P_i^{(k)} \quad (\text{IV.41})$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_i^{(k)} \quad (\text{IV.42})$$

Les nouvelles estimations sont données par :

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (\text{IV.43})$$

$$|V_i^{(K+1)}| = |V_i^{(K)}| + \Delta |V_i^{(K)}| \quad (\text{IV.44})$$

IV.5 Détail sur l'estimation statique [37]

L'estimateur d'état est basé essentiellement pour trouver un meilleur estimé d'un vecteur d'état initialement sujet à certaines erreurs de mesures, par conséquent, nous allons essayer de développer cette méthode après avoir définis les vecteurs d'état, des mesures et des erreurs d'un système électroénergétique.

a) Vecteur d'état [x]

Le vecteur d'état d'un système électroénergétique à n accès, est défini par 2n équations d'écoulement de puissance dont 2(n-1) variables d'état représentant les tension complexes à tous les accès de charges $|V_p| e^{j \delta_p}$; excepté l'accès bilan où la phase δ est prise égale à zéro et le module est spécifié.

b) Vecteur des mesures [Z]

Les composantes du vecteur des mesures Z, peuvent être par exemple, les puissances active et réactive de charge représentées individuellement, les modules des tensions aux accès, les modules des courants circulant dans les lignes.

c) Vecteurs des erreurs sur les mesures [V]

V est un vecteur représentant les faibles perturbations avec des propriétés statistique connues.

Si on désigne par E la valeur moyenne (espérance mathématique) du vecteur V, on a :

$$E(v)=0 \text{ et } E(V.V^T)=R \tag{IV.45}$$

Où : [R] est la matrice de covariance.

d) Relation entre les vecteurs Z, X, V

Pour que la topologie du réseau soit connue, les équations du réseau peuvent être utilisées pour relier le vecteur des mesures Z avec le vecteur des variables d'état X telle que :

$$Z = f(X) + V$$

Où :

- pouvant être une fonction linéaire ou non linéaire,
- $X^T = (|V_2|, \dots, |V_{N_s}|, \delta_2, \dots, \delta_{N_s})$, N_s nombre d'états,
- $Z^T = (\dots, P_p, Q_p, \dots, P_{pq}, Q_{pq}, \dots, |V_p|)$,
- X^T et Z^T sont les vecteurs transposés, respectivement, des vecteurs X et Z.

e) Méthode des moindres carrées

Dans la méthode des moindres carrées, l'objectif est de minimiser les carrés des déviations pondérées des mesures estimées Z à partir des mesures réelles. Dans le but d'estimer la valeur du vecteur d'état X utilisant n mesures, la fonction objective est l'estimation d'état dans les systèmes de puissance.

$$\min J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(Z_i - f_i(x))^2}{\sigma_i^2} \tag{IV.46}$$

Où $f_i(x)$: système d'équation représentant la i^{eme} mesure

σ_i^2 : Variance de la i^{eme} mesure

m : nombre de mesure indépendantes

Z_i : i^{eme} quantité mesurée

La formule générale de l'approximation au sens de moindre carrées peut être écrite sous la forme vectorielle comme suite :

$$\min J(x) = (Z - f(x))^T |R^{-1}| (Z - f(x)) \quad (IV.47)$$

R : est la matrice covariance définie auparavant.

IV.6 Etude de cas

Dans ce présent travail, on a synthétisé certains travaux relatifs à cette thématique déjà traité au sein du département de génie électrique de Bejaia [38].

Pour ce faire, on considère un réseau simple tel que donné sur la figure (IV.6), constitué de trois nœuds et de trois lignes. On distingue, un accès générateur, un accès charge et un accès bilan.

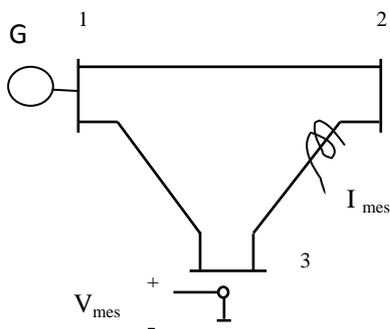


Figure (IV.6) : Schéma d'un réseau à trois nœuds.

Pour ce cas, réseau à courant alternatif, il a été effectué deux opérations.

L'opération a : sans les mesures de tension et courant.

L'opération b : avec les mesures de tension et courant.

Le nombre de mesures est onze (11), ces mesure sont les puissances active et réactive transitant dans les lignes, module de courant dans une ligne et module de tension à un accès.

Afin d'effectuer l'estimation d'état, on rappelle la nécessité de disposer de données utiles, telles que rapportés sur les tableaux (IV.1) et (IV.2), pour les lignes et les accès respectivement.

Données en pu du réseau sur une base de 100 MVA

i	m	R	x	P_{im}	Q_{im}	P_{mi}	Q_{mi}	$ I_{mes} $
1	2	0.0	0.03	-	0.42	-0.28	-0.4	-
1	3	0.0	0.01	0.7	1.3	-0.65	-	-
2	3	0.0	0.02	-0.065	-0.035	-	-0.04	-0.0749

Tableau (IV.1) : Données sur lignes.

La variance sur le courant est : $R_c^{-1} = 7$, la variance sur les puissances est : $R_{P,Q}^{-1} = 5$

	I	V	θ
Accès bilan	1	1.05	0.0
Accès (P, Q)	3	1.0	0.0
Accès (P, V)	2	1.0383	0.0

Tableau (IV.2) : Données aux accès.

La variance sur la tension : $R_c^{-1} = 6$, Le critère de convergence est : $\varepsilon = 10^{-5}$

Dont on déduit l'organigramme suivant :

Algorithme de l'estimateur d'état

1-a) Définir les variables d'état correspondant aux différents types d'accès.

- Accès bilan : le module et la phase de la tension sont fixés.
- Accès générateur (P, V) : les variables d'état sont seulement les phases des tensions (δ).
- Accès charge (P, Q) : les variables d'état sont les phases et les modules des tensions ($\delta, |V|$).

1-b) Initialiser le vecteur d'état ($X^{(0)}$).

2- Calculer en fonction des variables d'état les grandeurs électriques correspondant aux paramètres mesurés ($P_i, Q_i, \dots, P_{pq}, \dots, |V_p|$).

3- Utiliser l'équation itérative suivante de l'estimation d'état pour calculer ($X^{(l)}$) :

$$X^{K+1} = X^K + [[H]^T [R^{-1}] [H]]^{-1} [H]^T [R^{-1}] \begin{bmatrix} Z_1 - f_1(X^K) \\ \vdots \\ Z_{N_m} - f_{N_m}(X^K) \end{bmatrix}$$

K est le compteur des itérations. N_m est le nombre de mesures.

$[H]$ est la matrice des coefficients.

4- Répéter les étapes (2) et (3) jusqu'à la convergence.

Pour une tolérance ε donnée, on doit avoir : $|X^{K+1} - X^K| < \varepsilon$

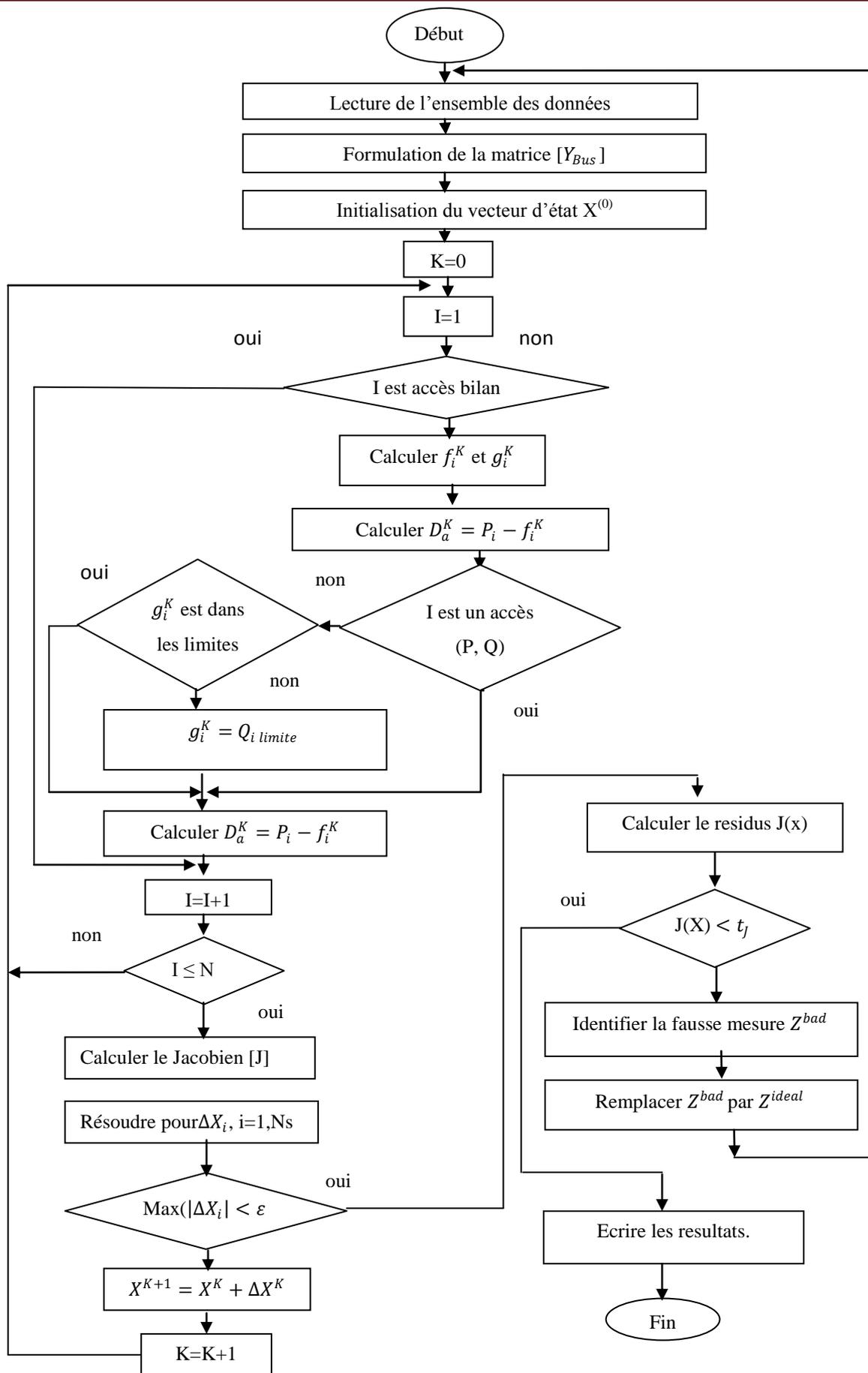


Figure (IV.7) : Organigramme de l'estimation d'état d'un réseau électrique.

Après avoir conçu l'algorithme de l'estimateur d'état, les résultats obtenus après simulation, comparés à ceux en théorie, étaient très satisfaisantes.

L'une des vertus des Smart Grids est l'insertion des réserves du renouvelables. On reprend le réseau de la figure (IV.6) et avec l'accès (P,Q), un accès générateur. Traditionnellement, l'instabilité et la volatilité de la production renouvelable et gérer par des systèmes FACTS, qui contribue un investissement supplémentaire. Dans le cas des Smart Grids, cette tâche est gérée d'une manière moins onéreuse.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté des notions fondamentales sur l'estimation d'état, en prenant en considération le rôle central joué par le système SCADA dans la gestion, le contrôle de l'information pour remplir cette tâche.

Nous avons signalé que les méthodes de calcul de répartition de puissance et l'estimation d'état se classent selon un critère majeur et très important dans le mode de fonctionnement dynamique des Smart Grids et le diagnostic des réseaux électriques afin d'aboutir à des réseaux plus stables, fiables en temps réel.



CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Conclusion générale

L'étude des Smart Grids constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux électriques, comme nous l'avons pu le constater tout le long de notre mémoire, ce nouveau mode de gestion des réseaux d'énergie a vu le jour grâce à la rencontre du monde de l'énergie et de celui des TIC.

Le premier chapitre a été consacré aux technologies des Smart Grids, où de nombreux points sont à considérer tels que l'identification des données utiles et suffisantes, la précision de la mesure, la simplicité des données, le développement d'outils de visualisation simples et adaptés à chaque acteur, pour atteindre le bon déploiement du réseau intelligent, de plus, il est nécessaire de pouvoir agir à distance sur le réseau pour accroître la puissance, stocker l'énergie ou piloter un équipement. Ces décisions d'intervention seront automatisées et devront être très rapides.

Dans le deuxième chapitre, nous avons constaté que la standardisation pourrait jouer un rôle essentiel dans le développement des Smart Grids, en créant les conditions d'une interaction entre ces différents composants, il s'agit non seulement de renforcer les bénéfices du système dans sa globalité, mais il s'agit également de soutenir les stratégies industrielles et commerciales des acteurs du marché.

L'un des grands changements amené par ce nouveau mode de consommation est celui des compteurs intelligents et maison intelligente traité en troisième chapitre, où l'implication du consommateur pour améliorer l'efficacité du réseau est ainsi indispensable. En effet, les seules améliorations techniques permettent de diminuer les consommations énergétiques, mais, sans lui par une sensibilisation à une meilleure gestion de son mode de consommation, les résultats sont loin d'être optimaux.

Dans le dernier chapitre, nous avons pu constater l'intérêt que peut apporter l'estimation d'état pour les Smart Grids, en mettant en évidence les méthodes de calculs de répartitions de puissance afin de donner le niveau de confiance qui permet de quantifier la qualité de l'ajustement du modèle aux données de mesure. Ensuite, les données de mesure et les conditions de fonctionnement du système peuvent être validées.

Liste des références

- [1] Julien M, « les smart grids, les réseaux électriques du futur, Une première approche », www.adec.fr-Julien Monereau. 2011.
- [2] Anthony R. Metke and Randy L. Ekl, « Security Technology for Smart Grid Networks». 2010
- [3] Boris B, « Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur », thèse doctorat, université de Grenoble. 2011.
- [4] Bouvier S, Pascal S, « Réseaux électriques intelligents », 2010.
- [5] Quang-Dung Ho, Tho Le-Ngoc, « Handbook of Green Information and Communication Systems ». Chapitre 5 « Smart Grid Communications Networks: Wireless Technologies, Protocols, Issues, and Standards ». 2013.
- [6] Janaka E, Kithsiri L, Jianzhong W, Akihiko Y et Nick J, « SMART GRID TECHNOLOGY AND APPLICATIONS ». 2012.
- [7] Bayart M, Conrard B, Chovin A et Michel ROBERT, « Techniques de l'Ingénieur : Capteurs et actionneurs intelligents ». 2005.
- [8] Zhang Y et Chen J.L, « Wide-Area SCADA System with Distributed Security Framework ». 2012.
- [9] Oddi M, « Techniques de l'Ingénieur : Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension : Évolutions récentes et compléments électrotechniques ». 2011.
- [10] Brice K, Bazmi H, ABB revue « Les réseaux électriques du futur ». 2010.
- [11] Rapport de l'Institut Montaigne, « Pour des réseaux électriques intelligents », http://www.institutmontaigne.org/medias/documents/rapport_reseaux_electriques_intelligents.pdf. 2012.
- [12] Alibi A, Laib H et Delendi L, « Apport des FACTS pour la Compensation Shunt dans un Réseau Electrique: Modélisation et Commande d'un STATCOM ». 2011.
- [13] Mammeri O, « différentes méthodes de calcul de la puissance réactive dans un nœud à charge non linéaire en présence d'un système de compensation de l'énergie », thèse magister. 2012.
- [14] Sacha J, « Les technologies de Maxwell optimisent radicalement les réseaux électriques », <http://www.bilan.ch/techno-exclusif/les-technologies-de-maxwell-optimisent-radicalement-les-reseaux-electriques>. 2011.

- [15] Commission électrotechnique international, « Les travaux de normalisation des réseaux électriques intelligents dans le monde », <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=normalisation-monde>.
- [16] Battu D, « Techniques de l'Ingénieur : normalisation des télécommunications et technologies de l'information et de la communication (TIC). 2010.
- [17] Hernandez J, « Techniques de l'Ingénieur : Normalisation et standardisation dans les nouvelles technologies ». 2000.
- [18] « La chaîne de valeur du marché des smart grids », www.items.fr, 2012.
- [19] Patrick D. Gallagher, Gary L, NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards. 2010.
- [20] Groupe de travail sur les normes et la technologie des réseaux intelligents, Feuille de route pour la normalisation du réseau intelligent au Canada. 2012.
- [21] SMB Smart Grid Strategic Group, IEC Smart Grid Standardization Roadmap. 2010.
- [22] Klopfert F, « L'apport des compteurs intelligents à une consommation plus durable de l'électricité » 2008.
- [23] Compteurs d'énergie électrique, d'après Techniques de l'Ingénieur, <http://www.fichier-pdf.fr/2011/03/20/compteurs/compteurs.pdf>
- [24] Doulet A, « Techniques de l'Ingénieur : Comptage d'électricité : Présentation générale », 2011.
- [25] Smart Grids-cre, Dossier « les compteurs évolués », <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php>.
- [26] Mercier R, Techniques de l'Ingénieur : Comptage d'électricité : Fondements de la tarification, 2001.
- [27] Bulletin d'information édité par la Direction de la Communication et de l'Image – Sonelgaz, 2011.
- [28] Ulrich M, « Installations électriques énergétiquement efficaces ». 2003.
- [29] García Beltrán S, Kochova L, Pugliese G et Sopoliga P, « Les Bâtiments : efficacité énergétique et énergies renouvelables». 2010.
- [30] Abras S, « système domotique multi-agents pour la gestion de l'énergie dans l'habitat», thèse doctorat de l'université Grenoble. 2009.
- [31] Thabet A, «Estimation de l'état pour la surveillance des systèmes de grandes dimensions. Application aux réseaux électriques».

- [32] *Lhacani N et ZEHAR K, «identification des sources harmoniques par des réseaux de neurones », thèse magister, université de Bejaia, 2000.*
- [33] *Kieny O.D. C, «L'intelligence des Smart Grids : la place du calcul numérique et des STIC».2012*
- [34] *Daneels A, Cern, Geneva, Switzerland ,W.Salter, «WHAT IS SCADA?»,1999.*
- [35] *Digallo F, « C.P.L L'essentiel qu'il faut savoir», 2003.*
- [36] *office of the manager national communications system p.o. box 4052 arlington, va 22204-4052, «Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems»,2004*
- [37] *Medjoudj R, Djebari D, «estimation de l'état de réseau électrique», mémoire de fin d'étude, université de Bejaia, 1990*

Résumé

Les réseaux d'énergie électrique constituent une des composantes essentielles pour le développement et l'évolution des sociétés humaines que ce soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie que sur le développement des activités industrielles. Dans ce mémoire, on a examiné l'un des sujets important pour le développement des réseaux électriques qui est les projets Smart Grids. Un nouveau mode de gestion des réseaux d'énergie a vu le jour grâce à la rencontre du monde de l'énergie et de celui de la technologie d'information et de la communication. Pour ce faire, un ensemble de systèmes intelligents doit être intégré au réseau électrique conventionnel.

Mots clés : Réseau électrique, Smart Grid, technologie de l'information et de la communication.

Abstract

The networks of electric power constitute one of the essential components for the development and the evolution of the human societies that it is in the field of the improvement of the living conditions that on the development of the industrial activities. In this memory, we have examined one of the subjects significant for the development of the electrical supply networks which is the projects Smart Grids. A new fashion of management of the networks of energy was born thanks to the meeting of the world of the energy and that of the technology of information and the communication. With this intention, a whole of intelligent systems must be integrated into the conventional electrical supply network.

Key words : Electrical supply network, Smart Grid, communication and information technology.