

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE ABDERRAHMANE MIRA- BEJAIA



FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

Mémoire de fin d'études

EN VUE D'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER EN ELECTROTECHNIQUE

OPTION : RESEAUX ELECTRIQUES

Thème

**Sur la maîtrise des investissements dans
l'insertion des ressources renouvelables au
réseau électrique**

Réalisé par :

- Mr BOUGHATANE HAFID
- Mr HADDADI YACINE

Encadré par :

- Mr MEDJOU DJ RABAH
- Melle IBERRAKEN FAIROUZ

ANNEE UNIVERSITAIRE : 2013/2014

REMERCIEMENTS

Nous tenons à adresser nos vifs remerciements à Monsieur RABAH MEDJOU DJ pour son bon encadrement, sa disponibilité, ses conseils fructueux qu'il n'a cessé de nous prodiguer et ses remarques pertinentes pour la pérennité de cet écrit.

Nous remercions également notre co-promotrice Melle IBERRAKEN FAIROUZ qui a énormément contribué dans la réalisation de ce travail.

Nous tenons aussi à exprimer toute notre gratitude aux enseignants qui nous font l'honneur de composer le jury de notre mémoire.

Dédicaces

A la mémoire de mon père ;

A ma très chère mère ;

A mes chers frères et sœurs ;

A toute ma famille et mes amis.

Hafid

DÉDICACES

A mes parents, à mes frères, à toute ma famille et mes amis.

YACINE

Sommaire

Introduction générale.....	1
I Insertion d'EnR photovoltaïque au réseau électrique	
Introduction.....	3
I.1 Différentes ressources des énergies renouvelables.....	3
I.1.1 Biomasse.....	3
I.1.2 Géothermie.....	4
I.1.3 Eolien.....	4
I.1.4 Photovoltaïque.....	4
I.2 Pourquoi investir dans le photovoltaïque ?.....	4
I.2.1 Energie propre.....	5
I.2.2 Confort pour les utilisateurs.....	6
I.2.3 Composants recyclables.....	6
I.2.4 Longue durée de vie des panneaux photovoltaïque	6
I.2.5 Procédure subventionnée par l'état	7
I.3 Structure de base d'un système photovoltaïque raccordé au réseau.....	9
I.3.1 Champ photovoltaïque.....	9
I.3.2 Onduleur photovoltaïque.....	9
I.3.3 Compteur.....	10
I.4 Conditions techniques de raccordement d'une installation PV au réseau.....	10
I.4.1 Modes de raccordement au réseau.....	10
I.4.2 Tension au point de raccordement.....	10
I.4.3 Tenue en régime normal et exceptionnel.....	11
I.4.4 Tenue aux creux de tension.....	11
I.5 Problématique de l'insertion des énergies renouvelables au réseau.....	11
I.5.1 Cas d'un réseau électrique conventionnel.....	12
I.5.1.1 Le nouveau paradigme.....	14
I.6 Impact des EnR sur les systèmes électriques.....	15
I.6.1 Impacts locaux.....	15
I.6.2 Impacts globaux.....	16
I.7 Vers un réseau électrique plus intelligent.....	17
I.7.1 Les principaux déclencheurs du développement du réseau intelligent.....	18
I.7.2 Comparaison entre le réseau électrique conventionnel et intelligent.....	19
Conclusion.....	19

II Réseau électrique intelligent

Introduction.....	20
II.1 Définition.....	20
II.2 Objectif des smart grids.....	20
II.2.1 Objectifs techniques.....	20
II.2.2 Objectifs socio-économiques et environnementaux.....	21
II.3 Architecture d'un smart grid.....	21
II.3.1 Acteurs du Smart Grid.....	22
II.3.1.1 Acteurs traditionnels.....	22
II.3.1.2 Les nouveaux acteurs.....	24
II.4 Apports des NTIC dans les Smart Grid.....	25
II.4.1 Amélioration de l'observabilité.....	26
II.4.2 Amélioration de la dispatchabilité.....	26
II.4.3 Amélioration de la coordination.....	27
II.4.4 Amélioration de la protection.....	27
II.5 Equilibre offre/demande dans les smart grids.....	27
II.5.1 Les instruments de (demand response)	27
II.5.1.1 Tarification dynamique.....	28
II.5.1.2 Effacement de charges.....	29
II.5.1.3 Les impacts observés de la DR sur l'efficacité énergétique.....	29
II.5.2 Stockage.....	30
II.5.2.1 Stockage usuels	30
II.5.2.2 Le Vehicle to grid (V2G)	30
II.6 Dispositifs essentiels dans les smart grids.....	32
II.6.1 Compteur intelligent.....	32
II.6.1.1 Type de compteur intelligent.....	32
II.6.1.2 Aspect technique des compteurs intelligents.....	32
II.6.1.2.1 Ports de communication des compteurs intelligents.....	34
II.6.1.3 Communication dans les CI.....	34
II.6.1.3.1 La Radio-fréquence Mesh (RF Mesh)	34
II.6.1.3.2 Le Cellulaire.....	34
II.6.1.3.3 Les courants porteurs en ligne (CPL)	35
II.6.1.4 Communication entre le CI et le GR.....	35
II.6.2 Capteurs intelligents.....	36
II.6.3 La maison intelligente.....	37
II.7 Sécurité dans les Smart Grids.....	38

II.8 Normalisation.....	39
II.8.1 Sécurité et protection de la vie privée.....	39
Conclusion.....	40

III Méthodes d'analyse coûts-bénéfices

Introduction.....	41
III.1 Définition de l'investissement.....	41
III.2 Les paramètres d'un projet d'investissement.....	41
III.2.1 Le coût de l'investissement.....	41
III.2.2 La durée de vie de l'investissement.....	42
III.2.3 Le taux d'actualisation.....	42
III.3 Analyse coût-bénéfice.....	42
III.3.1 Principe de l'analyse coût-bénéfice.....	42
III.3.2 Etapes de l'analyse Coût-bénéfice.....	43
III.3.3 La fonction coût (C)	45
III.4 Etude de cas.....	46
III.4.1 Variante V0.....	47
III.4.2 Variante V1.....	47
III.4.2.1 Coût d'investissement.....	47
III.4.2.2 Évaluations des bénéfices/client.....	48
III.4.3 Actualisation des coûts de la variante V1.....	50
III.4.4 Actualisation des revenus de la variante V1.....	50
III.4.5 Bénéfices quantifiés / client.....	50
III.4.6 Bénéfices non quantifiés.....	51
Conclusion.....	51

IV Méthodes multicritères d'aide à la décision

Introduction.....	53
IV.1 Méthodes multicritères.....	53
IV.2 Processus de décision multicritère.....	54
IV.3 Analytic Network Process (AHP)	55
IV.4 Étapes de la méthode AHP.....	55
IV.4.1 Établir la structure hiérarchique.....	56
IV.4.2 Effectuer les comparaisons binaires.....	56
IV.4.3 Dériver les vecteurs propres.....	57
IV.4.4 Calculer le ratio de cohérence.....	57

IV.4.5 Établir les priorités finales.....	60
IV.5 Etude de cas.....	60
IV.5.1 Détermination des critères et des sous critères.....	60
IV.5.2 Construction de la hiérarchie.....	61
IV.5.3 Comparaison des critères.....	61
IV.5.4 Comparaison des sous critères.....	62
IV.5.5 Comparaison des alternatives par rapport au sous critères.....	63
IV.6 Synthèses des résultats.....	66
IV.7 Critères de décisions inspirés de la théorie des jeux.....	68
IV.7.1 Développement des critères de décision dans un avenir incertain.....	68
IV.7.1.1 Critère optimiste – MAXI-MAX.....	68
IV.7.1.2 Critère pessimiste de Wald – MAXI-MIN.....	68
IV.7.1.3 Critère de LAPLACE.....	69
IV.7.1.4 Critère de HURWICZ - Utilisation d'un Indice d'optimisme.....	69
IV.7.1.5 Critère de SAVAGE - critère des regrets ou Minimax des regrets.....	69
IV.7.2 Application dans la décision d'installation photovoltaïque.....	70
IV.7.2.1 Coûts des installations photovoltaïques et des bénéfiques.....	70
IV.7.3 Arbre de decision.....	71
IV.7.4 Comparaison des critères pour traiter l'incertitude.....	74
Conclusion.....	75
Conclusion générale.....	76

Liste des figures

Figure (I.1) : Développement de la capacité photovoltaïque mondiale.....	5
Figure (I.2) : Emission de CO ₂ en Gr/kWh par les différentes énergies.....	6
Figure (I.3) : Rendement d'un panneau photovoltaïque.....	7
Figure (I.4) : Schéma d'un système photovoltaïque.....	9
Figure (I.5) : Schéma d'un réseau électrique conventionnel sans PDE.....	13
Figure (I.6) : Nouveau schéma fonctionnel du système électrique.....	14
Figure (I.7) : Courant en régime permanent avant et après insertion d'EnR sur le réseau..	15
Figure (II.1) : Modèle d'un Smart Grid.....	22
Figure (II.2) : Environnement de l'agrégateur.....	25
Figure (II.3) : schéma de l'architecture du système V2G.....	31
Figure (II.4) : Schéma fonctionnel du compteur intelligent.....	33
Figure (II.5) : Communication entre le CI et le GR.....	36
Figure (II.6) : Schéma d'un capteur intelligent.....	37
Figure (II.7) : Objectifs de la sécurité d'information d'un système.....	39
Figure (II.8) : Liens entre la protection de la vie privée et les réseaux intelligents.....	40
Figure (III.1) : Etapes de l'analyse Coût-bénéfice.....	43
Figure (IV.1) : Processus de décision multicritère.....	54
Figure (IV.2) : Étapes de la méthode AHP.....	55
Figure (IV.3) : Étapes pour dériver les vecteurs propres.....	57
Figure (IV.4) : Étapes pour calculer l'indice de cohérence.....	58
Figure (IV.5) : Construction de la hiérarchie.....	58
Figure (IV.6) : Histogramme de priorités des alternatives.....	66

Liste des tableaux

Tableau (I.1) : Les tarifs d'achat du premier trimestre 2014.....	8
Tableau (I.2) : Niveaux de tensions aux points de raccordements.....	11
Tableau (I.3) : Comparaison entre le réseau électrique conventionnel et intelligent.....	19
Tableau (II.1) : impact sur la charge des tarifications et smart technologies.....	30
Tableau (III.1) : coûts d'investissements.....	48
Tableau (III.2) : Évaluations des bénéfices/client.....	49
Tableau (III.3) : Coûts de la variante V1.....	50
Tableau (III.4) : Revenus de la variante V1.....	50
Tableau (III.5) : Bénéfices générés au cours de cinq ans.....	51
Tableau (IV.1) : Échelle de comparaisons binaires.....	56
Tableau (IV.2) : Table des indices de cohérence aléatoire.....	58
Tableau (IV.3) : Table des ratios de cohérence acceptables.....	59
Tableau (IV.4) : Comparaisons des critères.....	61
Tableau (IV.5-8) : Comparaisons des sous critères	61
Tableau (IV.9-20) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous critères.....	62
Tableau (IV.21) : Synthèses des résultats.....	66
Tableau (IV.22) : Coûts des installations photovoltaïque.....	70
Tableau (IV.23) : Revenus sur 20 ans.....	70
Tableau (IV.24) : Bénéfices des investissements selon le rendement.....	71
Tableau (IV.25) : matrice des moyennes.....	72
Tableau (IV.26) : matrice des regrets.....	73
Tableau (IV.27) : matrice des regrets.....	73
Tableau (IV.28) : Comparaison des critères pour traiter l'incertitude.....	74

Introduction générale

La prise de conscience par les politiques des problèmes environnementaux, et plus particulièrement celui du réchauffement climatique ont amené les pays industrialisés à réfléchir aux moyens à mettre en œuvre dans le but de limiter leurs impacts sur l'environnement. De là, différentes initiatives ont vu le jour afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). On trouve parmi ces initiatives : le protocole de Kyoto, les objectifs de l'Europe d'atteindre une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation globale d'énergie à l'horizon 2020. Selon l'agence internationale de l'énergie la production d'électricité engendre environ 40 % des émissions de GES. C'est donc un secteur dans lequel de nombreux peuvent être menés et où le photovoltaïque a sa place.

Dans ce contexte, les énergies renouvelables sont considérées comme un secteur clé. Il est à ce titre un passage obligé vers un monde plus économe en énergie et moins carboné. De plus, le secteur du photovoltaïque présente un important potentiel de réduction des émissions de GES, notamment dû à l'existence de solution technique, nombreuses, variées, et matures. Il suppose également que les choix réalisés dans le secteur du photovoltaïque ont des conséquences sur le long terme.

La libération du marché d'électricité et la production avec ces nouveaux moyens et son insertion au réseau électrique de distribution implique une forte décentralisation ce qui conduit à imaginer de nouveaux concepts, comme celui de centrale virtuelle qui permette de conférer à ces réseaux des qualités de flexibilité, de robustesse et d'auto-cicatrisation qui leur permettra d'accueillir cette production tout en garantissant la sécurité d'acheminement de l'énergie.

Afin de faire face à ce nouveau paradigme les réseaux devront être gérés de manière plus réactive grâce aux technologies de Smart grids, qui regroupent de nombreux outils et systèmes pour la gestion des réseaux (comptage communicant, stockage de l'électricité, modèles de marché, charges contrôlables, etc.). Les nouvelles technologies de l'information et de communication interviendront également afin d'optimiser les flux d'énergie et notamment assurer l'équilibre « offre/demande ». En développant l'observabilité, la prévisibilité, le pilotage et la flexibilité des réseaux électriques.

Cependant l'intégration de ces smart grids au réseau nécessite des études approfondies en termes de décision, cela conduit à l'utilisation des outils d'aide à la décision plus efficaces, donc on doit faire appel aux techniques de la recherche opérationnelle qui regroupent plusieurs méthodes à savoir : les critères économiques dans un avenir incertain, les méthodes d'analyse multicritère ou plus exactement, les méthodes d'aide multicritère à la décision.

Ces outils d'aide à la décision permettent d'apporter des réponses pertinentes a des problématiques diverses mettant en œuvre plusieurs choix possibles (implantation des sites industriels, constitution de portefeuilles de valeurs, etc.), d'aider au diagnostic et, plus généralement, de faciliter la prise de décision stratégique ou opérationnelle en environnement imprécis et/ou incertain.

Afin de bien situer notre travail, nous l'avons structuré suivant quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, nous donnons un aperçu sur les énergies renouvelables, en mettant en valeur l'énergie photovoltaïque, suivie des conditions techniques et des impacts liées à son insertion au réseau électrique conventionnel.

Le second chapitre est consacré à l'exposition du réseau qui va accueillir ces productions décentralisées intermittente.

Arrivés à l'essence même de l'étude, qui coïncide avec le chapitre trois, nous élaborons les différents modèles technico-économiques. Une étude de cas est considérée.

Le dernier chapitre est consacré à l'étude des méthodes multicritère d'aide à la décision incluant la méthode AHP et les critères économiques à avenir incertain.

Introduction

Le marché de l'électricité est en pleine mutation. Anciennement il a été un monopole d'état. Celui-ci s'ouvre maintenant à la concurrence et son organisation change profondément. En effet, diverses fonctions relatives à ce domaine se décentralisent, et sont assurées par des acteurs distincts (distributeur, producteur, commerçant, régulateur, etc.). Cette libéralisation permet donc à un producteur quelconque, après une étude de raccordement préalable, de produire et de vendre son énergie sur le marché. Ainsi, il apparaît une multiplication de producteurs indépendants.

Il faut ajouter à cela la diminution des ressources énergétiques fossiles et la hausse durable de leur prix, l'augmentation considérable des besoins en énergie, les difficultés d'approvisionnement, le poids du secteur énergétique dans les émissions de CO₂ et la lutte contre le changement climatique imposent d'adapter les modes de production à base d'énergies renouvelables.

Ainsi, différentes technologies de productions d'énergie sont d'ores et déjà disponibles pour atteindre ces objectifs comme : les éoliennes, les panneaux solaires, les centrales de cogénération d'électricité et de chaleur, etc. Cette nouvelle donnée énergétique va, par le biais de ces productions décentralisées d'énergies (PDE), venir impacter le fonctionnement du réseau électrique de distribution. En effet, au schéma classique, avec une production en amont de la distribution, s'ajoute la connexion de ces PDE, qui de par leur puissance, est réalisée sur le réseau de distribution. Il est à prévoir que cette production d'énergie va tendre à s'accroître dans les années à venir, amenant avec elle un problème d'intégration dans le réseau actuel de la distribution.

I.1 Différentes ressources des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont des énergies primaires inépuisables à très long terme, car issues directement de phénomènes naturels liés à l'énergie du soleil, de la terre ou de la gravitation. Les énergies renouvelables sont également plus « propres » (moins d'émissions de CO₂, moins de pollution) que les énergies issues de sources fossiles.

I.1.1 Biomasse

Issue principalement du monde végétal, surtout le bois qui est son combustible phare et d'autres secteurs comme les récoltes (cultivées spécialement pour la production d'énergie), les résidus agricoles et forestiers, les déchets alimentaires et les matières organiques issues des déchets industriels. L'utilisation de la biomasse est neutre vis-à-vis de l'effet de serre, car le gaz carbonique émis dans l'atmosphère lors de la combustion n'est autre que celui absorbé auparavant par la plante lors de sa croissance.

Cependant il existe toute une variété de technologies pour convertir l'énergie de la biomasse en une forme réutilisable. Ces technologies changent l'énergie en formes utilisables directement (chaleur ou électricité) ou en d'autres formes telles que le biocarburant ou le biogaz.

I.1.2 Géothermie

La géothermie est une forme d'énergie utilisant les sources de chaleur des régions intérieures de la terre, à savoir le sous-sol. Elle est naturellement présente dans les régions connaissant des phénomènes géothermiques. La chaleur se diffusant dans les pierres proches de la surface peut être exploitée pour le chauffage (température inférieure à 90°) ou pour produire de l'électricité (température comprise entre 90 et 150°). Les centrales géothermiques convertissent cette chaleur en la captant et en la ramenant à la surface de la terre par le biais d'un fluide caloporteur qui peut être de l'eau puis en transformant l'énergie contenue dans le fluide en électricité à l'aide de turbines à vapeur.

I.1.3 Eolien

L'énergie éolienne est une forme indirecte de l'énergie solaire, les rayons solaires absorbés dans l'atmosphère entraînent des différences de température et de pression. De ce fait les masses d'air se mettent en mouvement et accumulent de l'énergie cinétique, cette énergie est convertie en d'autres formes, principalement en énergie électrique. Le dispositif adaptés à ce type de transformation est appelé aérogénérateur ou éolienne. Une éolienne se compose d'un mât sur le quel est installée une nacelle renfermant la génératrice électrique qui est entraînée par des pales.

I.1.4 Photovoltaïque

Le phénomène photovoltaïque est la transformation directe de la lumière en électricité à l'échelle atomique. Certains matériaux se caractérisent par une propriété connue sous le nom d'effet photoélectrique qui leur fait absorber les photons de la lumière et libérer des électrons. Lorsque ces électrons libres sont capturés, il en résulte un courant électrique qui peut être utilisé comme de l'électricité.

I.2 Pourquoi investir dans le photovoltaïque ?

Le soleil envoie chaque année à la surface de la terre à peu près 10 000 fois plus d'énergie que la planète en consomme [1]. Il est donc légitime d'essayer d'en tirer profit. L'énergie photovoltaïque, basée sur la conversion du rayonnement électromagnétique solaire en électricité, représente l'une des ressources énergétiques renouvelables à part entière. Même si cette ressource est maintenant de mieux en mieux reconnue en tant que source potentielle d'énergie, cela n'a pas été facile face aux nombreux préjugés existants sur ce sujet.

Cependant, l'énergie photovoltaïque connaît actuellement un fort développement dans le monde, ce développement est dopé par les politiques internationales et nationales qui visent à la diminution de l'utilisation des énergies fossiles. Plusieurs états ont mis en place des mesures pour développer l'industrie photovoltaïque. Ces aides ont pour but de rendre l'industrie du PV (Photovoltaïque) viable économiquement et compétitive face aux énergies fossiles. Ce panel de mesures a permis au marché du PV de connaître un développement exponentiel.

Dans le monde, le parc solaire photovoltaïque croît en moyenne de 35 % par an depuis 2000. A la fin de l'année 2013, la capacité totale installée était évaluée à près de 137 000 MW, contre 1 400 MW en 2000 tel que montré sur la figure (I.1). Le rythme d'installation de nouvelles capacités de production est en nette hausse, on constate une augmentation qui dépasse les 27 000 MW par an. Les premières centrales solaires de grande capacité (plusieurs dizaines, voire centaines de MW) ont vu le jour et leur nombre se multiplie. En termes économiques, le marché mondial de l'industrie solaire photovoltaïque a représenté environ 90 milliards de dollars en 2011[2].

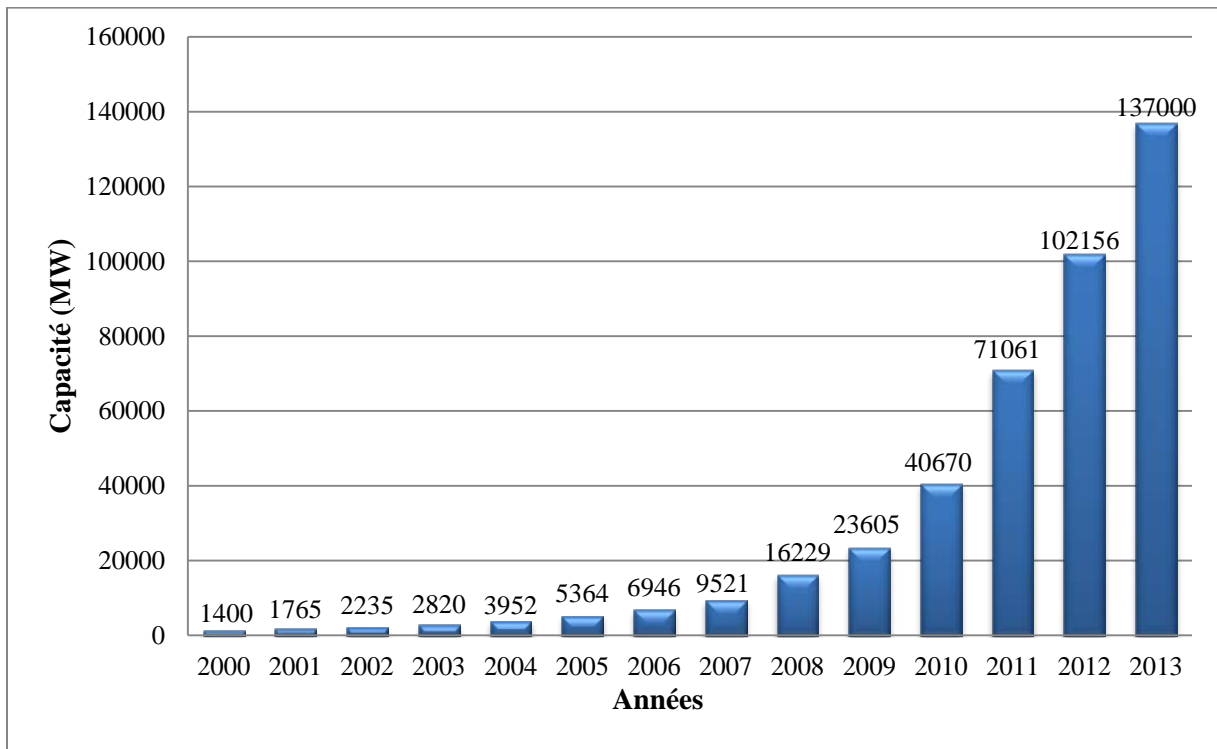


Figure (I.1) : Développement de la capacité photovoltaïque mondiale en (MW)

I.2.1 Energie propre

Le photovoltaïque représente une des solutions énergétiques les plus propres à l'heure actuelle avec une émission de CO₂ moins importante que les énergies fossiles historiques. À la différence des autres énergies fossiles, la production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques ne génère que très peu de gaz à effet de serre comme montré dans la figure (I.2). Avec son fort développement, le recours au photovoltaïque permettra de réduire les émissions mondiales de CO₂ de 1,6 milliard de tonnes par an. La répartition de ces émissions selon la source d'énergie est schématisée par l'histogramme donné sur la figure (I.2).

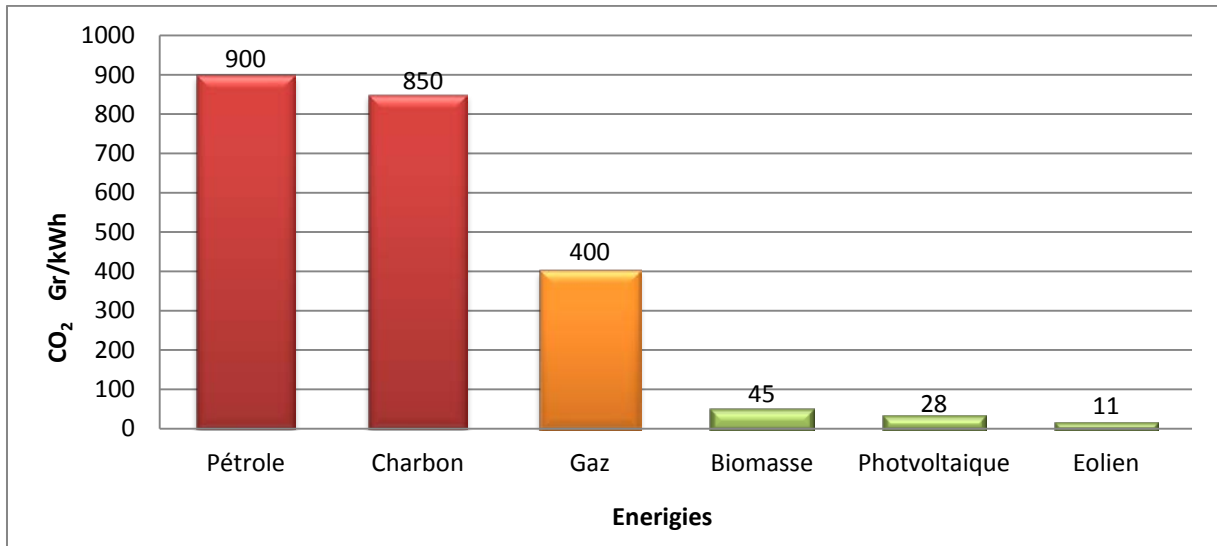


Figure (I.2) : Emission de CO₂ en Gr/kWh par les différentes énergies [3]

I.2.2 Confort pour les utilisateurs

En plus de n'émettre aucun gaz à effet de serre en produisant de l'électricité solaire, les installations solaires photovoltaïques sont également un véritable confort pour les habitants puisque le fonctionnement des panneaux solaires n'émet aucun bruit parasite. De plus, les panneaux solaires progressent sans cesse pour fournir des solutions de mieux en mieux intégrées au bâti, proposant encore plus d'économies d'énergie et se fondant plus facilement dans les paysages.

I.2.3 Composants recyclables

Tous les composants d'un système photovoltaïque sont aujourd'hui recyclables. Au niveau du panneau solaire, la cellule photovoltaïque sera recyclée pour fabriquer d'autres cellules. L'aluminium des cadres, le verre et les différents câblages seront également recyclés au travers de leurs filières respectives. L'Europe a mis en place PV Cycle, une association regroupant plus de 70% des acteurs européens du photovoltaïque. PV Cycle assure la collecte, le transport et le recyclage des panneaux photovoltaïques arrivés en fin de vie de ses membres. Enfinity Trade bvba est membre à part entière de PV Cycle et se porte garant du recyclage des panneaux solaires. Entièrement financée par les producteurs et importateurs de panneaux photovoltaïques en Europe, PV Cycle compte des infrastructures de collecte dans tous les Etats membres de l'Union européenne. En anticipant aujourd'hui les besoins de demain en matière de recyclage, l'énergie solaire garantit une solution d'énergie durable sur l'ensemble du cycle de vie du produit.

I.2.4 Longue durée de vie des panneaux photovoltaïques

Les panneaux solaires photovoltaïques sont conçus pour une durée de vie de 25 ans en moyenne. Ils sont extrêmement fiables ; aucune pièce mécanique n'est en mouvement, les matériaux employés (verre, aluminium) résistent aux pires conditions climatiques. La durée

de vie d'un capteur photovoltaïque est ainsi de plusieurs dizaines d'années. Une simple vérification régulière des indications fournies par l'onduleur permet de s'assurer du bon fonctionnement de l'installation si celle-ci n'est pas télé surveillée.

Les constructeurs garantissent une production des panneaux solaires photovoltaïques de l'ordre de 80 % de la puissance nominale, sur une durée de 20 à 25 ans. Cela signifie qu'après 20 à 25 ans d'utilisation, les panneaux solaires photovoltaïques produiront encore au moins 80 % de leur puissance initiale (dans des conditions de fonctionnement et d'entretien correctes), comme indiqué sur la figure (I.3).

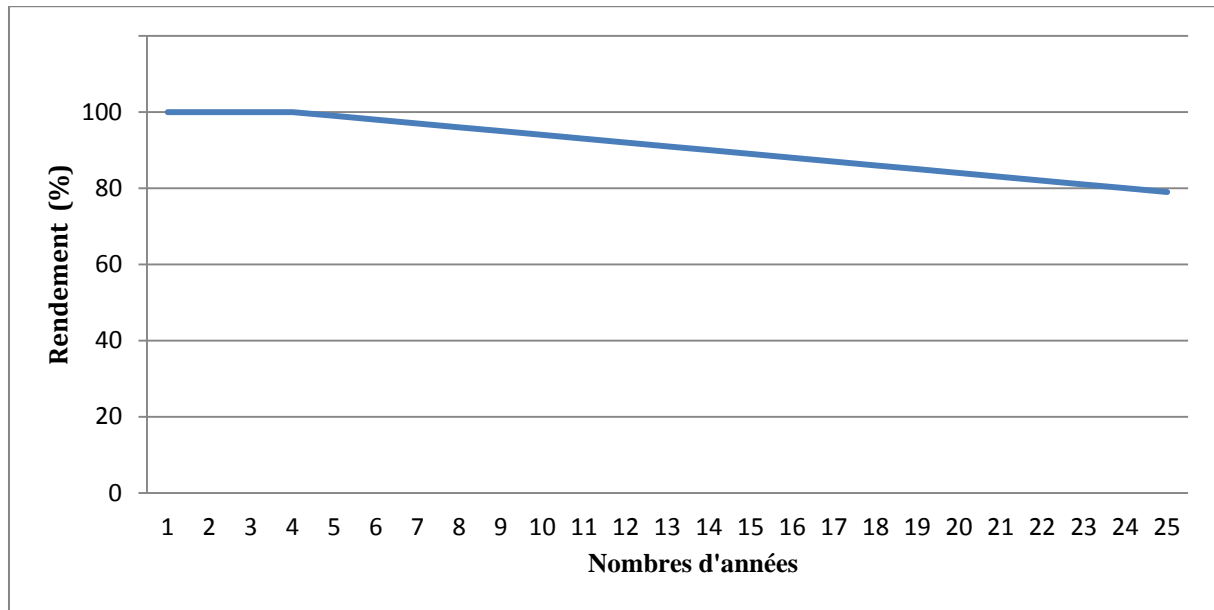


Figure (I.3) : Rendement d'un panneau photovoltaïque [4]

I.2.5 Procédure subventionnée par l'état

Suite au protocole de Kyoto qui vise à lutter contre le changement climatique en réduisant les émissions de gaz carbonique, plusieurs états ont ratifié des objectifs de 20% d'énergie renouvelable dans la consommation énergétique totale d'ici 2020. Pour répondre à cet objectif, ils ont adoptés des différentes stratégies pour encourager la production photovoltaïque par les particuliers, parmi celles-ci on peut citer :

a) Aides aux investissements dans le photovoltaïque

Le contexte financier actuel de plusieurs pays [4] est très favorable au marché de l'énergie solaire photovoltaïque. Afin de respecter les directives européennes et donc de produire de l'électricité photovoltaïque propre, l'état français a mis en place des aides financières qui permettent aux particuliers de s'équiper avec des systèmes photovoltaïques à moindre coût. Plusieurs éléments offrent la possibilité de réduire la facture d'un investissement photovoltaïque en bénéficiant d'un :

- taux de TVA réduit.
- crédit d'impôt.

b) Achat de la production photovoltaïque

L'achat de la production photovoltaïque est une incitation économique mise en place par une cinquantaine de gouvernements dans le monde pour stimuler le développement photovoltaïque, énergie verte. C'est la méthode la plus fréquemment utilisée, et est souvent considérée la plus efficace jusqu'alors pour le développement du photovoltaïque. Elle consiste tout simplement à racheter l'électricité produite par une installation photovoltaïque à un tarif préférentiel, stimulant ainsi le particulier à investir dans une centrale photovoltaïque. Le gouvernement s'engage contractuellement à acheter cette électricité à un prix déterminé et fixé dès l'installation, afin de donner de la visibilité sur le long terme à celui qui investit dans ce projet.

En France, avec l'obligation d'achat solaire (OA Solaire), EDF s'engage à racheter l'électricité photovoltaïque produite par les panneaux solaires à un prix presque trois fois supérieur au prix de revente d'électricité. C'est à dire, c'est plus intéressant de revendre toute l'électricité photovoltaïque plutôt que de la consommer soi-même, car elle est vendue plus chère que l'électricité achetée. Le prix est fixé dès l'installation sur une période de 20 ans, ce qui fait du photovoltaïque un investissement à long-terme, avec de la visibilité. Le tableau (I.1) présente les tarifs d'achat du premier trimestre 2014.

Type de tarif	Puissance (kWc)	Tarifs applicable Du 01/01/14 au 01/03/14	Tarif EDF ENR*
Intégration au bâti	0-9 kW	28,51c€ /kWh	31,36 c€ /kWh
Intégration simplifiée au bâti	0-36 kW	14,54c€ /kWh	15,99 c€ /kWh
	36-100 kW	13,81c€ /kWh	15,19 c€ /kWh
Autres installation	0-12 MW	7,36c€ /kWh	8,10 c€ /kWh

Tableau (I.1) : Les tarifs d'achat du premier trimestre 2014 [6].

Les tarifs intégrant la bonification européenne de 10% est réservée aux installations photovoltaïques respectant les conditions suivantes :

- Toutes les étapes du processus de transformation des plaquettes de silicium aux cellules des modules photovoltaïques de l'installation ont été réalisées sur un site de production installé au sein de l'espace économique européen ;

- Toutes les opérations de soudage, l'assemblage des cellules et les tests électriques des modules photovoltaïques de l'installation ont été réalisées sur un site de production installé au sein de l'espace économique européen.

I.3 Structure de base d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau

Dans le cas simple, un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique est construit avec quatre types de composants branchés en série :

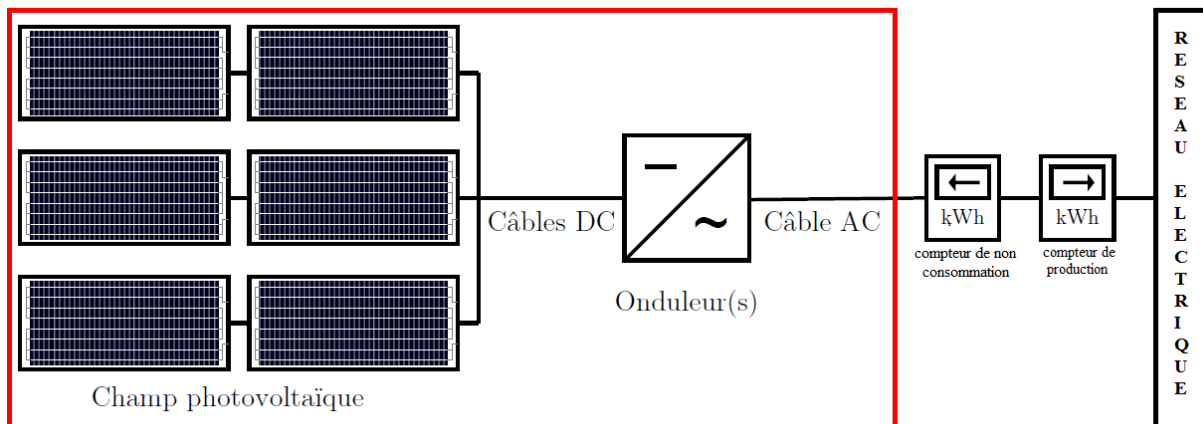


Figure (I.4) : Schéma d'un système photovoltaïque

I.3.1 Champ photovoltaïque (production)

Un champ photovoltaïque est composé de modules placés en série-parallel afin d'obtenir le meilleur rendement. Cela signifie que plusieurs séries de modules sont mises en place afin d'obtenir la tension maximale souhaitée. Les séries de modules sont ensuite connectées en parallel afin d'augmenter le courant de l'installation et ainsi obtenir une puissance élevée en entrée de l'onduleur.

I.3.2 Onduleur photovoltaïque (conversion)

Un onduleur est un composant électronique qui permet de transformer l'électricité continue provenant d'un module photovoltaïque en électricité alternative pouvant être transmise au réseau électrique. Il est constitué d'un chercheur du Point de Puissance Maximum (MPPT : Maximum Point Puissance Tracker) qui recherche le point de fonctionnement optimal provenant des modules, d'un pont qui permet de transformer l'électricité continue en électricité alternative (50 Hz ou 60 Hz).

L'onduleur est le composant central dans le système photovoltaïque. Le champ de modules peut produire de l'énergie électrique continue, mais il est possible que l'onduleur ne la transforme pas en énergie électrique alternative. En effet, un onduleur ne fonctionne que lorsque qu'il reçoit, en entrée, une puissance comprise dans un intervalle défini par le constructeur. Si la puissance en entrée est supérieure à la puissance maximale autorisée, le module ne transforme que l'électricité maximale qu'il peut produire. A l'inverse, dans le cas où la puissance en entrée est inférieure à la puissance minimale de l'intervalle de puissance d'entrée, l'onduleur se met en veille et ne produit pas d'électricité. Cette donnée est très importante pour l'estimation de la fiabilité du système.

I.3.3 Compteurs

Le comptage s'effectue à l'aide de compteur électrique servant à mesurer la quantité d'énergie électrique produite par l'installation photovoltaïque. Il est utilisé par les fournisseurs d'électricité afin de facturer la production d'énergie au client. Une installation photovoltaïque requiert 2 compteurs :

- Le compteur de vente ou de production permet de relever la quantité d'électricité produite par les panneaux et injectée dans le réseau. C'est donc grâce à lui que le producteur peut vendre son électricité au fournisseur.
- Le compteur de non-consommation permet au fournisseur de s'assurer que le producteur ne consomme pas illégalement de l'électricité.

I.4 Conditions techniques de raccordement d'une installation PV au réseau

En fonction des pays, compte tenu des impacts que peuvent avoir les moyens de production sur les réseaux, des conditions techniques spécifiques de raccordement sont données dans des textes législatifs, dans les référentiels techniques (grid code ou distribution code) des différents gestionnaires de réseau.

I.4.1 Modes de raccordement

Les gestionnaires de réseaux proposent deux modes de raccordements d'une installation photovoltaïque au réseau, soit en vendant la totalité de la production ou seulement le surplus.

a) Injection de la totalité de la production au réseau

L'intégralité de la production est vendue au tarif d'achat réglementé. Un point de branchement spécifique à la production est alors créé par le gestionnaire du réseau. Toute la consommation est par ailleurs comptabilisée par le compteur de production existant.

b) Injection du surplus de la production au réseau

La production électrique consommée sur place par les appareils en cours de fonctionnement (appelée autoconsommation) n'est pas comptabilisée par le compteur de production, mais vient réduire le décompte de la consommation. Seul le surplus de la production par rapport aux consommations instantanées est vendu.

I.4.2 Tension au point de raccordement

La tension au point de raccordement détermine la puissance maximale de l'installation de production. Le Tableau (1.2) donne les niveaux de tensions au point de raccordement en fonction de la puissance de l'installation.

Réseau	Limite de tension	Niveaux réels	Limite de puissance
BT	$U \leq 1 \text{ kV}$ (raccordement monophasé)	230 V	$P \leq 18 \text{ kVA}$
	$U \leq 1 \text{ kV}$ (raccordement triphasé)	400 V	$P \leq 250 \text{ kVA}$
HTA	$1 \text{ kV} < U \leq 50 \text{ kV}$	15kV, 20kV, 33kV	$P \leq 17 \text{ MW}$
HTB	$50 \text{ kV} < U \leq 130 \text{ kV}$	63 kV, 90 kV	$P \leq 50 \text{ MW}$
	$130 \text{ kV} < U \leq 350 \text{ kV}$	150 kV, 225 kV	$P \leq 250 \text{ MW}$
	$350 \text{ kV} < U \leq 500 \text{ kV}$	400 kV	$P > 250 \text{ MW}$

Tableau (I.2) : Niveaux de tensions aux points de raccordements en fonction de la puissance installée [7].

I.4.3 Tenue en régimes normal et exceptionnel

Toute installation de production photovoltaïque doit pouvoir produire sa puissance maximale dans les plages de fonctionnement normal. Elle doit en outre pouvoir fonctionner pendant un temps limite lorsque la tension ou la fréquence pour des raisons qui ne lui sont pas due atteint des valeurs exceptionnelles.

Par exemple, en France, les niveaux de tension et de fréquence du domaine de fonctionnement normal sont :

- [95%-105%] de la tension en HTA, [90%-110%] en BT (230 V).
- [48Hz-52Hz] en fréquence.

I.4.4 Tenue aux creux de tension

En cas de creux de tension, les panneaux photovoltaïques se protègent généralement en se déconnectant du réseau plus rapidement que les autres moyens de production. Ces déconnexions entraînent des pertes de production qui peuvent aggraver la situation sur un réseau déjà fragilisé par l'incident et avoir ainsi des conséquences très néfastes. Des contraintes de tenue aux creux de tension sont donc spécifiées dans les conditions techniques de raccordement.

I.5 Problématique de l'insertion d'énergies renouvelables au réseau

Les unités de production à base d'énergie renouvelable (EnR), mises à part les centrales hydrauliques, étaient, au début de leur développement, en majorité de petite taille et peu nombreuse. Ces unités ont donc d'abord été raccordées aux réseaux de distribution d'où le terme production décentralisée. Au fur et à mesure que les technologies se développent, les unités de production d'EnR deviennent plus grosses et nombreuse et par conséquent sont connectées aux niveaux de tension plus élevés. Cette arrivée de la production à tous les niveaux est un challenge à la fois nouveau et important pour les gestionnaires de réseaux. Ces

derniers exploitent un système qui a été conçu pour des flux de puissance unidirectionnels allant des centrales de production jusqu'aux consommateurs en passant d'abord par le réseau transport et ensuite par le réseau de distribution. En plus de circuler dans un sens, l'électricité provient de centrales conventionnelles dont la production est maîtrisée et contrôlée.

L'arrivée des EnR, en particulier sur les réseaux de distribution, change la situation (production variable, possible inversion de flux de puissance dans les lignes) et peut générer un certain nombre de problèmes et de contraintes dont il faut limiter les effets.

I.5.1 Cas d'un réseau conventionnel

Le système électrique est un ensemble d'installations électriquement connectées qui assure, via le réseau, le transfert de l'énergie électrique, des producteurs aux consommateurs. Cette énergie peut être produite à partir de sources aussi variées que l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, le vent, le soleil. Le stockage à grande échelle de l'énergie électrique sous forme immédiatement disponible n'est, actuellement, pas possible dans des conditions économiques satisfaisantes. Le problème majeur de l'exploitant du système est donc de maintenir en permanence, l'équilibre entre l'offre disponible et la demande potentielle, étant entendu que l'équilibre instantané entre production et consommation est une condition nécessaire au fonctionnement du système production-transport-consommation. L'exploitation du système repose donc sur l'adaptation permanente de la production aux fluctuations de la demande, dans le respect des contraintes liées au réseau. En général on distingue trois fonctions principales du système électrique :

a) Une production conventionnelle

La production d'énergie électrique dans un réseau conventionnel s'effectue généralement dans de grandes centrales (thermique, hydraulique, nucléaire), d'où ces moyens de productions sont caractérisés par

- Dimensionnement général, il s'agit essentiellement de :
 - puissance nominale ;
 - domaine de fonctionnement en tension et fréquence ;
 - la puissance minimale qu'il peut produire en continu (minimum technique) ;
 - possibilités de surcharges temporaires ;
- Flexibilité, elle comprend deux aspects :
 - Aptitude à adapter la production de puissance active à la demande, de manière à faire face à un déséquilibre entre la production programmée et la demande réelle. Parmi les caractéristiques, on va trouver le temps de démarrage, l'aptitude à participer au réglage fréquence-puissance.
 - Aptitude à adapter la production de puissance réactive à la demande ; en effet les groupes de production jouent un rôle fondamental dans le réglage de la tension sur les réseaux. Ils permettent de maintenir à une valeur de consigne la tension.

Les caractéristiques précitées sont importantes pour le gestionnaire du réseau car elles dépendent de la conduite du système. En effet, les différents types de centrales offrent des souplesses et des contraintes diverses selon l'énergie primaire qu'elles utilisent et selon leurs caractéristiques constructives.

b) Réseaux de transport

La fonction première des grands réseaux de transport est d'assurer la liaison entre les centres de production et les grandes zones de consommation. Ils permettent d'acheminer, là où elle est consommée, l'énergie la moins chère possible à un instant donné. Par ailleurs, le maillage du réseau contribue à la sécurité d'alimentation et permet de faire face, dans des conditions économiques satisfaisantes, aux aléas locaux ou conjoncturels (indisponibilité d'ouvrage, aléa de consommation, incident...) qui peuvent affecter l'exploitation.

c) Réseaux de distribution

La distribution couvre historiquement les réseaux à moyenne tension, dits HTA (Haute Tension A), et les réseaux à basse tension (BT). La frontière avec les réseaux de transport se situe dans les postes sources au niveau du transformateur HTB/HTA. La frontière avec les consommateurs se situe en général au niveau de l'appareil de coupure en aval du comptage, par exemple en aval du disjoncteur BT chez un consommateur résidentiel.

Les réseaux de distribution sont arborescents, non maillés. Cela signifie que tout point desservi n'est, à chaque instant, alimenté que par un seul chemin électrique, venant d'un poste source, passant successivement dans un réseau HTA, dans un poste de distribution HTA/BT puis dans un réseau BT.

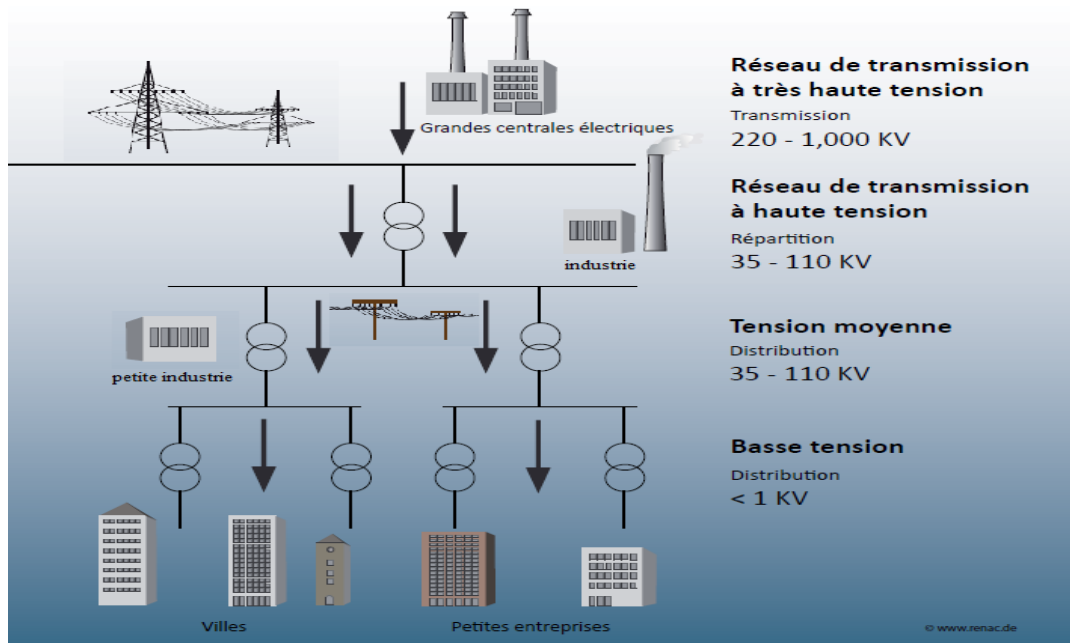
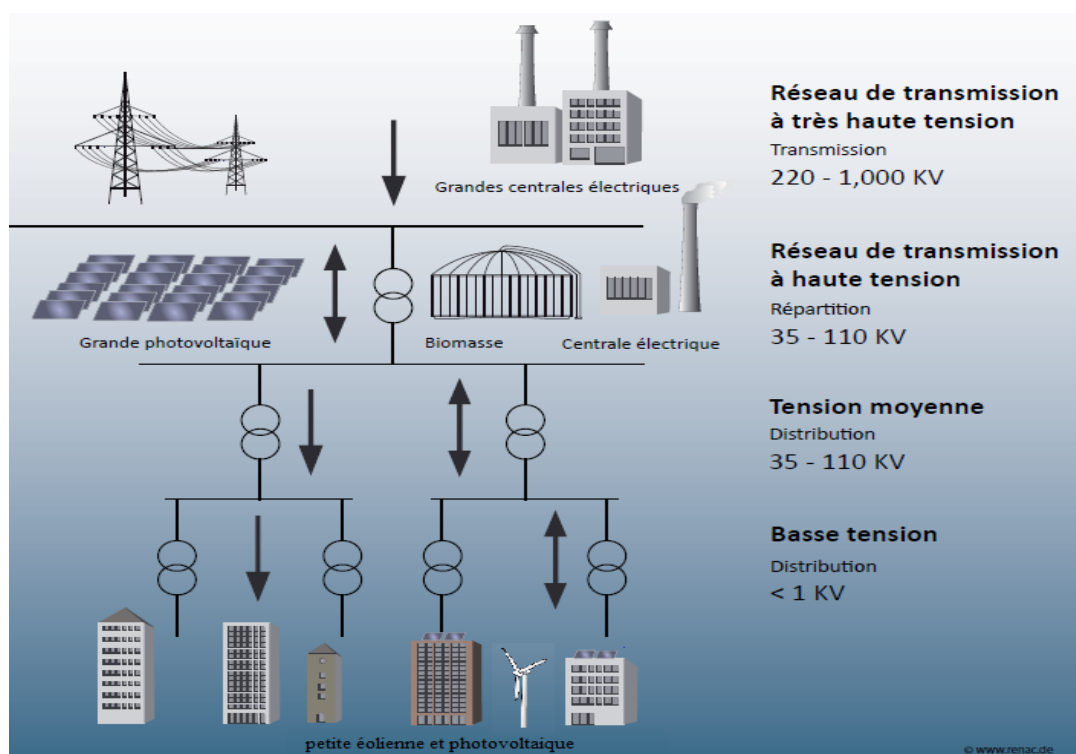


Figure (I.5) : Schéma d'un réseau électrique conventionnel sans PDE

I.5.2 Le nouveau paradigme

Le développement en marge des moyens de production, d'un nombre important de petites unités de production de type éolien, solaire, hydraulique, ou même thermique sous forme de cogénération, se traduit dans les réseaux de distribution par une circulation bidirectionnelle de l'énergie ainsi produite. A ce phénomène se rajoute le fait que, notamment pour les productions éolienne et photovoltaïque, l'énergie ne sera disponible que de façon intermittente ; ce dernier aspect impacte le système électrique tout entier. La circulation bidirectionnelle de l'énergie et l'intermittence de la production des nouvelles unités nécessitent une adaptation de la gestion des systèmes électriques pour en maintenir le niveau de sécurité.

La mise en œuvre du nouveau paradigme qui intègre les productions d'énergies renouvelables de grande taille (connectées en réseau de transport) ou décentralisées (connectées en réseau de distribution) au contexte économique (dérégulation des marchés de l'énergie et émergence de producteurs indépendants) va conduire, pour les systèmes électriques, à un nouveau schéma de fonctionnement qui viendra progressivement se substituer au schéma de la Figure (I.5). Ce nouveau schéma (Figure I.6) se caractérise surtout par l'apparition dans les réseaux de distribution de nouveaux moyens de production (souvent d'autoproduction) dits non conventionnels.



Figure(I.6) : Nouveau schéma fonctionnel du système électrique

I.6 Impacts des EnR sur les systèmes électriques

En raison de la nature intermittente de la source d'énergie et des fluctuations qui en résultent au niveau de la puissance produite par une unité de production d'EnR, le raccordement de celle-ci à un système électrique quelconque a un impact non négligeable qui dépend de la technologie utilisée et aussi du type de réseau[8]. En général, on peut dire que plus le taux de pénétration est important, plus l'impact de l'intégration des EnR dans les réseaux est significatif. On peut distinguer des impacts locaux et les impacts globaux.

I.6.1 Impacts locaux

Ce sont les impacts qui se produisent dans le voisinage du point de raccordement de l'unité et qui peuvent être attribués directement à cette dernière. Les impacts locaux sont en général indépendants du taux de pénétration global des unités de production d'EnR dans le système. Ils concernent deux principaux aspects : la capacité d'accueil du réseau et la qualité de tension.

I.6.1.1 Courants en régime permanent

Suite au raccordement d'un producteur (EnR ou pas) sur le réseau, l'intensité du courant en fonctionnement normal parcourant un ou plusieurs éléments du réseau (lignes, câbles) peut augmenter. Il y a donc risque de dépassement des valeurs admissibles pour les différents équipements de réseau. Ceci implique naturellement la première contrainte à respecter qui est de ne pas dépasser ces valeurs admissibles quelque soient la configuration et le point de fonctionnement de la centrale connectée et du système électrique dans lequel elle s'insère.

Lorsque l'installation de production d'EnR est reliée aux réseaux de distribution ou de transport et qu'elle exporte de la puissance sur le réseau HTB, des phénomènes de congestion peuvent apparaître. Suivant les puissances raccordées, les phénomènes de congestion pourront par exemple être observés à l'échelle d'une région.

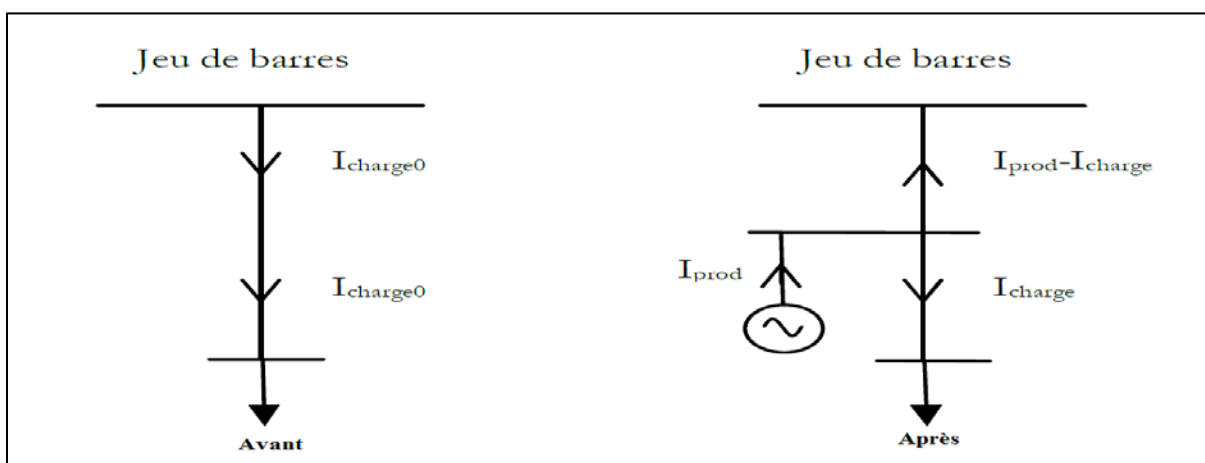


Figure (I.7) : Courant en régime permanent avant et après insertion d'EnR sur le réseau

I.6.1.2 Le profil de tension

Les changements de puissances actives et réactives dus aux sources (quelque soit leur nature) se répercutent sur le profil de tension en régime permanent selon les caractéristiques du réseau. Des simulations sont nécessaires pour vérifier que ce profil s'inscrit dans un gabarit prédéfini. En général, le niveau de tension s'élève au point de raccordement d'une installation de production.

I.6.1.3 Variations de tension

Les variations de puissance générée, conséquence directe des variations de l'ensoleillement pour les centrales PV, peuvent entraîner des variations lentes de la tension sur le réseau. Dans certains cas (la connexion ou la déconnexion d'une centrale PV; enclenchement de transformateur à vide) des sauts de tension peuvent survenir ce qui limite le nombre de génératrices pouvant être connectées à un nœud précis du réseau (cet effet est limité par des dispositifs limiteurs ou des règles d'exploitation spécifiques).

I.6.1.4 Emissions d'harmoniques

Les harmoniques de tension et de courant sont toujours présents dans un réseau de distribution. Ils sont essentiellement provoqués par la présence de charges non linéaires et de convertisseurs de puissance. Ces harmoniques provoquent une surchauffe de l'équipement, un fonctionnement défectueux du système de protection, et des interférences dans les circuits de communication. Les dispositifs d'électronique de puissance utilisés pour optimiser la puissance extraite des unités de production d'EnR présentent l'inconvénient d'être des sources d'harmoniques.

I.6.1.5 Plan de protection

Le plan de protection est un système coordonné de protections visant à isoler très rapidement un ouvrage en défaut (ligne, transformateur, jeu de barres, etc.) afin de garantir la sécurité des biens et des personnes. Différents types de relais mesurant différentes grandeurs physiques sont utilisés.

Le raccordement de la production d'énergie renouvelable peut entraîner des variations du sens (réseau de production) ou de l'amplitude des courants en régime permanent, des variations des courants de court-circuit, des modifications de la tension, des variations des impédances mesurées, etc. Ces variations peuvent avoir une influence sur le bon fonctionnement du plan de protection avec notamment des aveuglements de protection ou des déclenchements intempestifs

I.6.2 Impacts globaux

La problématique majeure des EnR est de deux ordres :

- La variabilité de la production d'EnR du fait des variations de l'énergie primaire qui de plus est non contrôlable (fatale). Les gestionnaires de réseau doivent donc faire face

à une production fatale variable. Des capacités de production de réserve contrôlables sont alors nécessaires pour pallier à ces variations, en particulier pour satisfaire la demande en période de pointe.

- L'incertitude sur les prévisions météorologiques induisant une incertitude sur la production. Cette problématique est plus marquée pour la production éolienne car les prévisions de vitesse de vent sont moins fiables que celles de l'ensoleillement.

I.6.2.1 Dispatching

Cet impact est dû à la variabilité et aux erreurs de prédiction de la production renouvelable. Ces deux aspects influent sur la gestion prévisionnelle de la production pour le lendemain. Les deux principaux aspects influencés sont : le dispatching, et l'exploitation (durée, charge partielle, arrêts/démarrages) du parc de production. Il est donc important de développer des méthodes pour analyser et intégrer l'impact des EnR sur la gestion prévisionnelle du parc de production.

I.6.2.2 Capacité de transport

L'impact de l'intégration des EnR sur les capacités de transport dépend de la situation géographique de la production renouvelable par rapport à la demande, de la corrélation entre cette production et la demande et de la puissance du réseau initial. La production d'énergie renouvelable affecte le transit de puissance dans le réseau : elle peut changer le sens des flux, augmenter ou réduire les pertes. L'analyse des capacités de transport nécessite à la fois des études statiques (calcul de la répartition des flux de puissance) et dynamiques (analyse de stabilité).

I.6.2.3 Services système

Les services systèmes sont nécessaires pour garantir un fonctionnement sûr et fiable du système électrique. Ils sont gérés par les gestionnaires de réseaux sur la base de contributions fournies par les producteurs raccordés. Parmi les services systèmes on peut citer : le réglage de la tension, le réglage de la fréquence, et la reconstitution de réseau.

La variabilité, le non contrôlabilité de l'énergie photovoltaïque, et la nature des technologies utilisées limitent grandement la capacité de ces énergies à fournir des services systèmes. A l'heure actuelle les installations utilisant comme source primaire le vent et le soleil sont exemptes de participation aux services systèmes. Ceci a pour conséquence l'accroissement des sollicitations des autres groupes de production présents. La capacité du système à garder un niveau de services systèmes suffisant malgré l'intégration des énergies renouvelables sera une des principales limites à l'insertion de ces dernières si elles ne sont pas en mesure de fournir ces services.

I.7 Vers un réseau électrique plus intelligent

L'évolution recherchée du système intelligent se caractérise par une multitude de composants imbriqués de la production à la consommation. Ce système ne serait plus

unidirectionnel et lié à des opérateurs agissant uniquement sur la production et le réseau de transport mais serait assimilable à une véritable toile d'araignée. Les réseaux intelligents combineront à la fois un réseau d'électricité et un réseau de télécommunication, dans lesquels tous les acteurs seront liés et où les flux à la fois d'énergie mais également d'information seront bidirectionnels. Les nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) constituent la pierre angulaire des Smart Grids. Elles devront être implémentées dans la production, le transport et la distribution d'électricité mais également chez les consommateurs.

Afin de faciliter l'intégration des EnR dans le système électrique, les réseaux devront être gérés de manière plus réactive, grâce aux NTIC. Ces technologies regroupent de nombreux outils et systèmes pour la gestion des réseaux (comptage communicant, stockage de l'électricité, modèles de marché, charges contrôlables, etc.). Les nouvelles technologies de l'information et de la communication interviendront également afin d'optimiser les flux d'énergie et, notamment, d'assurer l'équilibre « offre/demande ». En développant l'observabilité, la prévisibilité, le pilotage et la flexibilité, les Smart grids permettront de mieux gérer l'intermittence des énergies renouvelables.

I.7.1 Les principaux déclencheurs de développement du réseau intelligent

Les facteurs de développement des réseaux intelligents sont multiples, on peut résumer les principaux déclencheurs de l'avènement du concept du smart grids par les facteurs ci-dessous [9]:

- Le changement du paradigme énergétique, caractérisé notamment par l'avènement de la libéralisation des marchés de l'énergie, le développement de la production décentralisée et plus particulièrement des énergies renouvelables et la multiplicité d'acteurs dans ce paysage ;
- Une gestion rigoureuse des actifs liée notamment au vieillissement de l'infrastructure électrique existante ;
- La nécessité d'adapter le réseau pour le raccordement en masse de la production décentralisée dans les meilleures conditions économiques (nécessité d'optimisation des investissements). Cette adaptation passe par une plus grande flexibilité du réseau et de ses composants, notamment par une meilleure automatisation ;
- L'apparition des innovations technologiques en matière de technologie de l'information et de communication, des matériels de réseau (disjoncteurs/interrupteurs rapides à coûts réduits) et des compteurs communicants pouvant embarquer de l'intelligence pour des offres de services liées à l'optimisation de la consommation (interaction consommateur-fournisseur d'énergie) ;
- La satisfaction des impératifs de la qualité de fourniture (qui peut être différenciée selon la demande ou tout autre critère) y compris la sécurité d'alimentation.

I.7.2 Comparaison entre le réseau électrique conventionnel et intelligent

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

Caractéristiques d'un réseau conventionnel	Caractéristiques d'un réseau intelligent
Analogique	Numérique
Unidirectionnel	Bidirectionnel
Production centralisée	Production décentralisée
Communiquant sur une partie du réseau	Communicant sur l'ensemble du réseau
Un seul fournisseur	Plusieurs fournisseurs
consommateur	Consomm'acteur
Peu instrumenté	Complètement instrumenté

Tableau (I.3) : Comparaison entre le réseau électrique conventionnel et intelligent

Conclusion

La nécessité de passer vers un autre mode de production d'énergie électrique à base de ressources renouvelables devient évidente et surtout inévitable. Cependant l'accroissement de la production avec ces ressources renouvelables et la dérèglementation des marchés de l'électricité font naître, dans le domaine de la gestion et de l'exploitation des réseaux, des problèmes techniques nouveaux. Ces problèmes sont induits par l'insertion de nouvelles sources d'énergie dans les systèmes électriques, non conçus a priori pour les accueillir. L'une des conséquences de cette arrivée massive de nouvelles énergies est la modification de la structure des réseaux qui passera d'une structure hiérarchique avec des moyens de production conventionnels de grande taille et centralisés à une structure décentralisée avec de la production décentralisée (notamment renouvelable) dans les réseaux de distribution.

Pour faire face à toutes ces problématiques, le passage à un autre mode de gestion plus dynamique du réseau est devenu nécessaire. Dans le second chapitre nous exposons les différents aspects auquel est confronté ce nouveau réseau.

Introduction

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, et permettre l'intégration des énergies renouvelables, le stockage de l'énergie, la maîtrise de la demande, la modernisation du réseau électrique,...etc. tout en garantissant le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation.

En effet, étant donné que l'industrie électrique et l'industrie des télécommunications sont traditionnellement fondées sur des modèles réglementaires spécifiques et que de nombreuses différences existent entre ces deux industries, il sera nécessaire de rapprocher les acteurs et de renforcer les synergies entre les deux domaines afin de développer un réseau de communication qui soit fiable, sécurisé, facilement évolutif, toujours disponible et robuste.

Les NTIC (nouvelles technologies d'informations et de télécommunications) joueront donc un rôle fondamental dans le développement des Smart grids sur l'ensemble de la chaîne de valeur, que ce soit en amont comme en aval du compteur. Elles assureront l'interaction active entre l'amont et l'aval du compteur communicant et apporteront des solutions nécessaires aux réseaux (infrastructures de communication sécurisées, logiciels de pilotage, protection... etc.) et à la maîtrise de la consommation énergétique chez les consommateurs, par le biais notamment d'afficheurs ou de boîtiers (connaissance par le consommateur de sa consommation, pilotage des appareils).

II.1 Définition

Les réseaux électriques intelligents sont des réseaux de distribution d'électricité qui, au moyen des TIC, collectent des informations provenant des consommateurs et des producteurs et ajustent leur fonctionnement en conséquence, le tout de manière automatique. Les réseaux intelligents sont ainsi capables d'intégrer l'énergie provenant de sources renouvelables intermittentes et imprévisibles, et de distribuer l'électricité de manière optimale. Ils fournissent de l'électricité avec une meilleure rentabilité et moins d'émissions de gaz à effet de serre.

II.2 Objectif des smart grids

On peut assigner des objectifs techniques et d'autres socio-économiques en lien avec l'intégration du consommateur actif dans sa dimension sociétale et les modèles d'affaires liés aux transitions nécessaires de ce système vers un système plus intelligent[11].

II.2.1 Objectifs techniques

Sur le plan technique les objectifs majeurs du réseau intelligent sont de permettre de :

- Faciliter l'insertion massive des énergies renouvelables, intégrer le véhicule électrique et permettre le stockage d'énergie dans les meilleures conditions économiques, de sécurité et de qualité ;
- Renforcer l'efficacité énergétique globale par une augmentation notable du rendement énergétique du système électrique dans son ensemble ;
- Intégrer le consommateur devenu «actif» dans la recherche d'équilibre entre l'offre et la demande au meilleur coût. En effet, le consommateur final ne sera plus considéré comme «passif» mais plutôt «pro-actif» en étant aussi producteur et gestionnaire de sa consommation tout en participant à la résolution de certaines contraintes du réseau. La réduction des pointes de consommation ou offriront tout autre service nécessaire au système en fonction des conditions du marché en place de la réglementation en vigueur ou des technologies disponibles ;
- Rendre la gestion du système efficace face à la complexité croissante des informations reçues ;
- Permettre une gestion «aisée» du système électrique et faire face à la complexité croissante du système électrique.

II.2.2 Objectifs socio-économiques et environnementaux

Au-delà des objectifs techniques énumérés ci-dessus, d'autres objectifs, plus liés à des externalités, peuvent également être affichés comme l'impulsion des innovations, la création de la valeur et de l'emploi, l'amélioration des connaissances, la gestion de l'expertise et l'amélioration des bilans carbone.

En effet, le concept du réseau intelligent est considéré comme un projet d'envergure qui crée de la valeur par une intégration systématique intelligente concept. Et qui peut entraîner le développement d'autres secteurs économiques (infrastructures d'information et de communication, matériels électriques, domotique, services en énergies, travaux d'infrastructure, environnement, etc.) c'est donc un projet structurant susceptible de susciter des innovations de grande ampleur, non seulement dans le secteur électrique mais également dans les autres secteurs en lien avec ce concept.

II.3 Architecture d'un smart grid

Les smart grids sont des systèmes complexes mettant en œuvre toutes les interactions entre les équipements, et couvrant les systèmes de transport, de distribution, de livraison, de comptage et d'utilisation de l'énergie. Ces équipements sont fabriqués, mis au point et livrés par tout un écosystème industriel, un même équipement peut 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 nécessaire au bon fonctionnement des applications énergétiques : puissance appelées et courbes de charge. 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 (II.1) est de l'employer comme directive et norme pour décrire, discuter, analyser et développer. L'interface et la communication entre ces domaines sont également données sur la même figure, ces domaines peuvent contenir des domaines multiples.

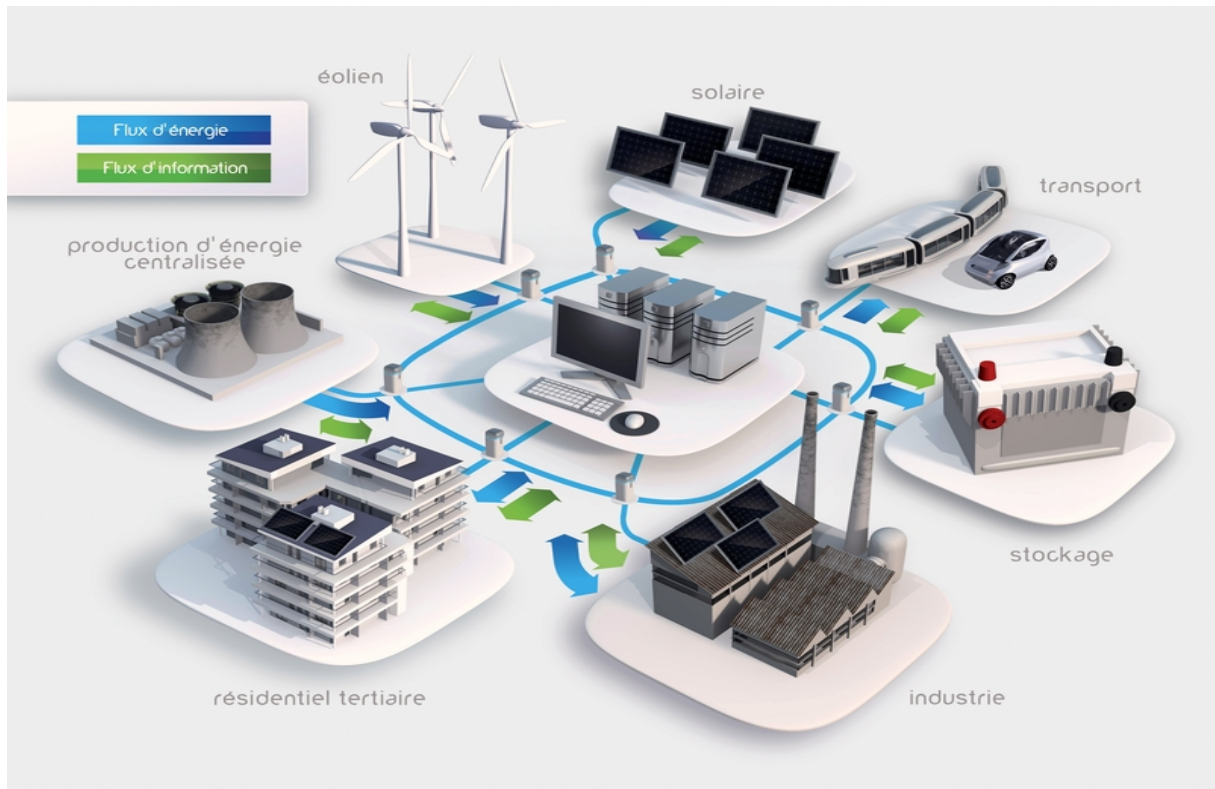


Figure (II.1) : Modèle standard d'un Smart Grid

II.3.1 Acteurs du Smart Grid

En plus des acteurs traditionnels du monde de l'énergie, le développement des Smart grids concernera, également, le monde des télécoms et de l'informatique mais aussi les écosystèmes des véhicules électriques, des bâtiments, etc. Fédérer l'ensemble des parties prenantes autour d'expérimentations concrètes est aujourd'hui un enjeu fort. En outre, rien ne pourra se passer sans l'adhésion des utilisateurs finaux [10].

II.3.1.1 Acteurs traditionnels

Les acteurs traditionnels de la chaîne de valeur de l'électricité (producteurs, gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité, fournisseurs) sont les premiers concernés par le déploiement des réseaux électriques intelligents. Leur rôle, leur métier et leurs activités seront profondément modifiés : les producteurs pourront, notamment, mieux prévoir la demande en électricité, optimiser l'utilisation des interconnexions et gérer activement la demande, les gestionnaires de réseaux seront assistés dans le développement,

l'exploitation et la maintenance de leur système et le fournisseur verra sa relation avec les consommateurs facilitée. Les smart grids renforceront les relations entre le gestionnaire des réseaux de transport et les gestionnaires des réseaux de distribution, et amélioreront l'échange d'informations et la coordination entre distributeurs et transporteurs, leur permettant ainsi de mieux préserver l'équilibre du système électrique.

a) Les producteurs centralisés

Les producteurs centralisés sont les producteurs d'électricité dans des unités de grandes puissances basées sur des moyens de production centralisés conventionnels comme le charbon, le gaz, le nucléaire et hydro-électrique. Les gestionnaires de ces centrales s'efforcent à maximiser le rendement en énergie issue de la conversion de leurs combustibles primaires en électricité afin de gérer le futur réseau d'électricité basé sur des énergies renouvelables intermittentes. Ces derniers devront être capables de vendre leur production sur les marchés de l'énergie au moment le plus opportun, en fonction de la demande et de l'état du réseau. Le producteur qui ne s'adapte pas s'exposera au risque de produire de l'électricité à des instants où elle est en surplus par rapport aux besoins, ce qui peut se traduire sur les marchés par des prix de vente nuls. Pour répondre à ces besoins, les centrales doivent donc intégrer des fonctionnalités plus abouties de contrôle-commande, de mise en réseau et d'optimisation de la production.

b) Les équipementiers du secteur de l'énergie

La filière industrielle électrique est constituée par les fournisseurs d'équipements et de services pour l'ensemble des acteurs des réseaux, de la production d'électricité aux consommateurs industriels, tertiaires et domestiques. Cette filière industrielle se complète par sa filière aval, constituée par l'ensemble des acteurs qui sont à l'interface entre l'industrie et le consommateur : les installateurs, les grossistes et distributeurs, les bureaux d'étude, les entreprises de services de maintenance, les entreprises de chauffage et de climatisation ou encore les opérateurs de réseau.

Face à tant de nouveaux entrants, les équipementiers du secteur de l'énergie (Alstom, Siemens, Schneider Electric, ABB, GE) mettent en avant leur légitimité et leur expertise du secteur. Ils capitalisent également sur les relations privilégiées qu'ils ont avec des utilities jugées encore très conservatrices. Ils cherchent surtout à défendre leur cœur de marché en proie à une profonde mutation technologique.

c) Les gestionnaires du réseau

Les gestionnaires du réseau sont les responsables de la sécurité et de la qualité de l'énergie du système dans des conditions économiques acceptables et auront grâce aux dispositifs d'information et de communication des moyens accrus d'action sur le fonctionnement du réseau dont ils ont la charge.

II.3.1.2 Les nouveaux acteurs

a) Les acteurs de l'informatique

Les acteurs de l'informatique sont les groupes de services informatiques et de produits connexes comme les éditeurs de logiciels. Les Smart grids sont un moyen pour eux de valoriser et de partager leur expérience acquise lors de la révolution Internet en bâtissant ce qu'ils appellent « l'Internet de l'électricité ». Ils ont un réel savoir-faire dans le domaine de la gestion et de l'exploitation de très grandes quantités de données. Ils fournissent, également, des logiciels pour le suivi de la consommation ou fournissent le « hardware » (serveurs, commutateurs, routeurs, capteurs, etc.).

b) Les acteurs des télécommunications

Les opérateurs des télécommunications joueront un rôle majeur dans le déploiement des Smart grids car ils fourniront les technologies nécessaires pour rendre le système électrique plus intelligent. Par ailleurs, avec le déploiement à grande échelle des réseaux électriques intelligents et la multitude des applications associées, les flux de données entre les distributeurs d'électricité, les fournisseurs et les consommateurs vont être très importants, ce qui nécessitera des réseaux de communication capables de les supporter tout en garantissant une sûreté et une fiabilité suffisantes. Les acteurs des télécommunications auront, également, un rôle majeur à travers, notamment le développement des objets communicants (machine to machine ou M2M), mais également à travers le développement de boîtiers, permettant de créer une interface entre les compteurs communicants et les fournisseurs par le biais d'Internet. Les équipementiers télécoms devront aussi faire face aux problèmes en matière de normes d'échanges de données sans fil afin de faire communiquer les différentes parties des réseaux.

c) L'agrégateur

Pratiquement, les agrégateurs rémunèrent les industriels, fortement consommateurs d'énergie, qui acceptent de baisser de façon ponctuelle leur consommation électrique, en différant certaines de leurs activités de quelques minutes voire quelques heures. Les fournisseurs paient alors ce service de lissage de la demande en électricité auprès des agrégateurs (par exemple, Energy Pool). Cette flexibilité permet ainsi aux fournisseurs d'éviter de lancer des centrales d'appoint peu efficaces et coûteuses lors des pics de consommation.

D'autres agrégateurs gèrent l'effacement pour les particuliers et les collectivités. Il s'agit des acteurs de l'effacement diffus. Actuellement toujours au stade d'expérimentation, l'effacement diffus est une offre des fournisseurs d'électricité ou d'entreprises spécialisées sur le sujet proposant aux consommateurs de réduire leur puissance disponible en période de pointe en échange de tarifs préférentiels. Cela permet à la fois aux fournisseurs d'électricité de mieux gérer la fourniture d'électricité aux périodes de pointe et aux consommateurs de maîtriser leur consommation à certaines heures de la journée.

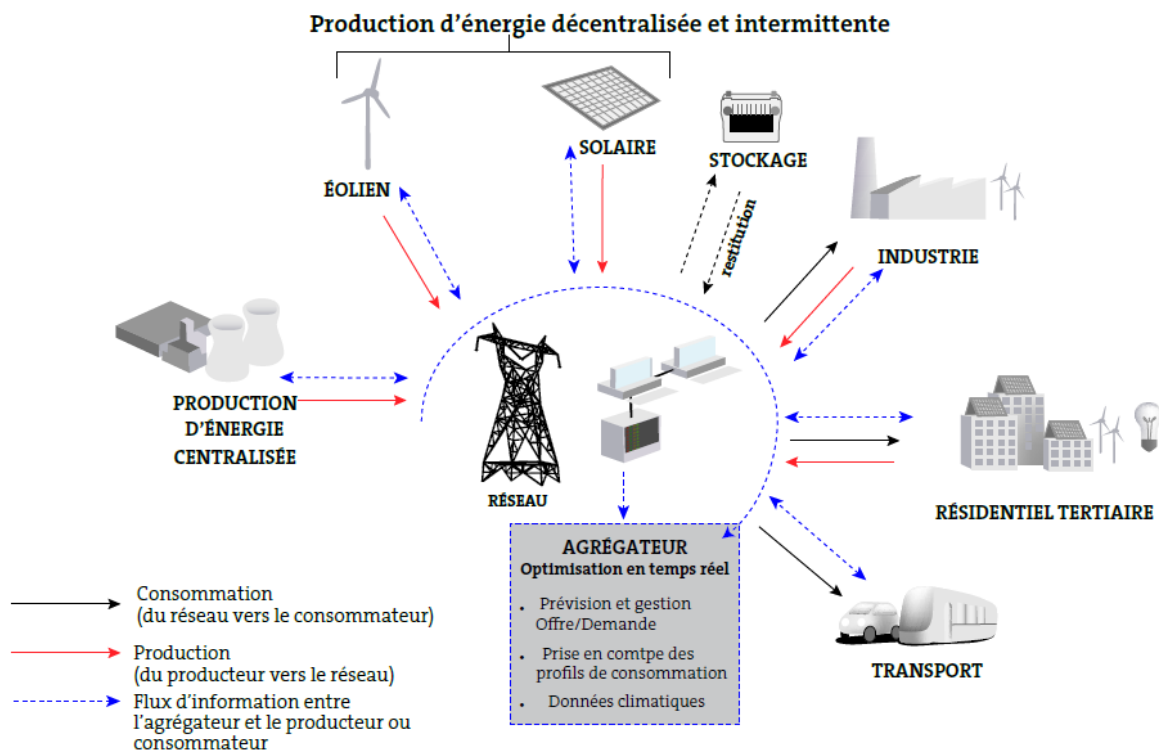


Figure (II.2) : Environnement de l'agrégateur [11]

d) Le consomm'acteur

L'utilisateur final va prendre une importance considérable. Le concept de consomm'acteur renvoie au consommateur qui, par son action, participe à la gestion de l'équilibre offre-demande d'électricité. Il peut contribuer à gérer cet équilibre en agissant sur l'offre (la production) et sur la demande (la consommation). L'utilisateur final aura un rôle actif dans le système énergétique et son comportement va devenir le centre d'attention des autres acteurs du système électrique. L'acceptabilité sociale des réseaux intelligents et l'engagement du consommateur à gérer sa consommation seront les clés du succès des Smart grids. Il convient donc à la fois de l'informer sur les évolutions et aussi de lui apporter les garanties nécessaires en matière de confidentialité des données recueillies.

II.4 Apports des NTIC dans les Smart Grid

L'utilisation des nouveaux développements des technologies de l'information et de la communication (NTIC) devrait permettre l'amélioration de l'efficacité de la conduite et opération du système électrique au travers de l'augmentation de son observabilité et sa dispatchabilité. Les communications doivent garantir des niveaux de fiabilité et sécurité suffisants pour assurer la qualité et la disponibilité nécessaire des informations. Le système de communication d'un système électrique peut être composé de différents types de media de communication.

II.4.1 Amélioration de l'observabilité

L'insertion nouvelle de la production décentralisée dans les réseaux de distribution implique une amélioration des ressources disponibles pour contrôler le système. Ces changements dans le contrôle des réseaux sont intimement liés au télé-contrôle de la production décentralisée. Ces contrôles ont besoin d'une acquisition des données en temps réel. L'énergie photovoltaïque est une énergie intermittente qui rend difficile l'opération des systèmes électriques due aux réserves qui sont nécessaires pour compenser les aléas des installations photovoltaïques. L'observabilité des énergies intermittentes implique certains défis techniques comme:

- Rapports en temps réel des données critique ;
- Une infrastructure de communications très performante ;
- Prévion de la consommation de la charge et productible des EnR .
- Interfaces des nouveaux centres de production avec le marché, les acteurs du marché et les opérateurs des réseaux.

L'amélioration de l'observabilité du système ne devrait pas se limiter au réseau de distribution. Pendant les derniers incidents majeurs comme le blackout des Etats-Unis, des problèmes de visualisation des alertes ont provoqué le déclenchement des événements initiateurs. D'un côté, les changements dans le software devraient être planifiés pour abolir ce type de défauts et empêcher la perte de paramètres et messages d'alerte. D'un autre côté, l'existence de systèmes d'information redondants pourrait permettre d'arriver à un système parfaitement observable à tout instant [12].

II.4.2 Amélioration de la dispatchabilité

Les projets importants d'installation de production décentralisée sont basés sur les énergies renouvelables qui dépendent, pour leur production, de conditions climatiques. Ainsi, les puissances produites à partir de ce type d'énergies doivent être intégrées dans la production journalière et, certaines fois, cela ne sera pas possible de les intégrer dans le dispatching (J-1) à cause de la variation des conditions climatiques. L'amélioration des prévisions météorologiques constitue un des plus importants facteurs pour augmenter la dispatchabilité de la production décentralisée.

La dispatchabilité globale de la production décentralisé pourrait être améliorées par biais de l'association des générateurs grâce au NTIC. Cette mutualisation des générateurs amène à la définition des « centrales virtuelles ». Une centrale virtuelle peut être définie comme un groupe de générateurs d'une même zone géographique (ou non) qui sont supposé produire ensemble une puissance donnée. Des optimisations internes à cette association sont possibles afin de respecter les contraintes de raccordement imposées par les opérateurs de transport ou de la distribution. La répartition des puissances entre les différents générateurs dépendra donc de leur disponibilité et de l'optimisation économique au sein de la centrale virtuelle. Le concept de réserve serait aussi obligatoire afin d'éviter des sanctions pour puissance non fournie.

II.4.3 Amélioration de la coordination

La coordination des différents acteurs du système électrique est critique. Dans les derniers blackouts, cette coordination des opérateurs nationaux n'a pas fonctionné correctement [13]. Dans le cas du blackout de l'Italie, la coordination entre pays était défailante. Autre cas où la coordination entre TSOs n'a pas fonctionné : le blackout du Nord Est des Etats-Unis en 2003, la propagation des blackouts aurait pu être arrêtée si les informations avaient été partagées de façon efficace. Un bon outil pourrait être l'envoi de messages dans des forums en cas d'urgence pour constater les problèmes des autres TSOs. Une chose est claire, les nouvelles TIC sont critiques et devraient permettre d'augmenter l'efficacité des coordinations. Ces améliorations de la coordination sont nécessaires et devraient être étendues au niveau de la distribution. Le télé-contrôle de la production décentralisée peut permettre des nouveaux états du système et modes de fonctionnement :

- Ilotage des réseaux ;
- Participation de la production décentralisée au marché via des centrales virtuelles ou la vente des réserves ;
- Participation de la production décentralisée aux services systèmes.

II.4.4 Amélioration de la protection

L'intelligence distribuée devrait permettre d'améliorer l'application des nouveaux concepts introduits dans les évolutions futures des systèmes électriques comme par exemple : l'îlotage intentionnel ou la localisation et détection des défauts. L'intelligence nécessaire pour ces applications pourrait être localement dans les postes sources afin de contrôler la production décentralisée, contrôle des îlots, et faire les changements de seuils des protections, aider au contrôle de fréquence et de tension. Les nouveaux ICTs disposées dans les postes sources devraient constituer une aide à la décision des différents opérateurs de distribution. Dans le cas de la détection et localisation des défauts, l'utilisation des IPD communicants (indicateurs de passage de défaut) est une source de données qui peuvent être intégrée à des nouveaux outils d'aide à la décision. Ces outils, placés dans les postes sources, pourraient aider à l'automatisation de certaines fonctions avancées de protection (réseaux auto cicatrisants). Ceci permettrait de réduire le temps nécessaire pour localiser un défaut dans un système de distribution et isoler le défaut au tronçon de réseau le plus petit possible.

II.5 Equilibre offre/demande dans les smart grids

II.5.1 Les instruments de « demande réponse »

L'adoption de la technologie smart grid est un élément déterminant dans le développement de programmes de gestion de la demande ou «demand-response». Deux grandes familles de programmes sont possibles: le contrôle volontaire (tarification dynamique) de la charge par le consommateur lui-même et les programmes de contrôle automatique (effacement de charges) par un opérateur tiers. Parmi les programmes de contrôle volontaire, figurent en bonne place les cinq tarifications dynamiques développées ci-

dessous. Celles-ci se différencient par la fréquence des changements de prix et leur prédictibilité mais sont toutes conçues dans la même optique ; orienter les modes de consommation pour des usages plus efficaces.

II.5.1.1 Tarifications dynamiques

a) La tarification Time of Use (ToU)

Décompose la journée en blocs de temps auxquels sont associés des prix spécifique, déterminé à l'avance. Typiquement, le ToU applique un prix supérieur au prix fixe traditionnel à son bloc pointe et un prix inférieur à son bloc hors pointe, afin d'inciter à décaler certains usages vers ces périodes. Ce tarif représente la forme de tarification dynamique la plus simple et la plus communément utilisée. Cependant, elle n'offre qu'un degré de flexibilité limité [14].

b) Le Critical Peak Pricing (CPP)

Apporte une réponse à cette critique. Il repose sur les mêmes bases qu'un ToU tout en permettant un jour à l'avance l'envoi d'un signal d'urgence pour prévenir de la période d'extrême pointe, ou « période d'évènement ». Pendant ces périodes, le prix augmente significativement par rapport au tarif du bloc pointe, de manière à inciter fortement le consommateur à ne pas consommer à ce moment. En retour, un rabais est accordé pour tout kWh consommé en heures creuses.

c) Le Real time Pricing (RTP)

Tarification en temps réel est censé être le tarif le plus efficace car il permet de transmettre heure par heure au consommateur les variations du prix du kWh sur le marché de gros. Il fait alors face au coût réel de l'électricité au moment où elle est consommée.

d) Le Peak Time Rebate (PTR)

Se différencie des autres tarifs en cela que son principe n'est pas de faire payer un surcoût pour les consommations en pointe, mais de rémunérer les réductions de consommation sur ces périodes. Comme c'est le cas avec une tarification au CPP, les consommateurs sous PTR sont informés un jour à l'avance des « périodes d'évènement ». Durant ces périodes, une rémunération est accordée au consommateur pour chaque kWh consommé en deçà d'une courbe de charge de référence, ou (Baseline). En dehors des notifications, le consommateur est soumis à un tarif ToU. Lorsqu'un évènement est notifié, la *baseline* reflète ce qui aurait dû être consommé en comparaison avec un profil de demande en bloc pointe. L'écart entre cette courbe de charge de référence et ce qui est effectivement consommé représente le gain pour le consommateur.

e) La tarification Inclining Block Rate (IBR)

C'est La tarification progressive, une tarification différente des précédentes car elle est conçue pour réduire la quantité globale d'électricité consommée. Comme son nom l'indique,

la tarification progressive va appliquer un prix unitaire progressivement croissant en fonction des quantités consommées, réparties en tranches, ou blocs de quantités. Un prix faible, généralement inférieur au prix fixe traditionnel, sera payé pour les premiers kWh consommés jusqu'à ce que le seuil de la seconde tranche soit atteint. Par la suite, toute tranche incrémentale aura un prix unitaire de plus en plus élevé. Le consommateur est alors incité à réduire sa consommation globale sans tenir compte des difficultés effectivement rencontrées par le système [15].

II.5.1.2 Effacement de charges

Aux côtés des compteurs intelligents, les smart technologies se développent pour à terme créer des espaces intelligents capables de gérer leurs besoins électriques de manière optimale. Ces smart technologies consistent en divers équipements, de l'interface communicante, aux capteurs installés dans certains équipements électriques capables d'être activés et désactivés à distance. La gestion à distance est au même titre que la tarification dynamique centrale aux programmes de DR et renvoie au second type de programmes, les programmes automatiques de réduction de la charge.

Ces programmes sont des mesures d'urgence qui visent à effacer une certaine quantité de charge durant une période donnée dans le but de renforcer la sécurité du système et/ou d'éviter les pics de prix sur le marché. Le participant autorise alors son fournisseur à piloter certains appareils (ballon d'eau chaude, chauffage, climatisation) via des programmes de gestion à distance ou DLC (*Direct Load control*), généralement eux-mêmes adossés à une tarification dynamique.

II.5.1.3 Les impacts observés de la DR sur l'efficacité énergétique

La Californie est un exemple complet d'expérimentation de la gestion de la demande [16]. Les études menées par Faruqi et Wood sur les pilotes californiens ont ainsi révélé que la tarification avec signal d'urgence (CPP et PTR) a un impact trois à sept fois plus important qu'un tarif ToU sur la réduction des pointes. Les réductions de la charge en pointe sous ces tarifs ont ainsi été comprises entre -5,9% avec le ToU, -15% en moyenne pour les CPP et PTR testés sans pilotage et -43% pour le CPP avec DLC. Par ailleurs, ces pilotes ont démontré que les programmes de DR permettaient également de réduire la demande globale moyenne de 4% pour les pilotes « tarification seule » et de 27% pour le pilote « tarification+DLC ». L'étude menée par Faruqi aux Etats-Unis et au Canada a permis d'arriver à des résultats similaires, synthétisés dans le tableau (II.1).

Types de tarifications	Réduction moyenne de la pointe
Time of Use (ToU)	4%
(ToU+ DLC)	26%
Peak Time Rebate (PTR)	13%
Critical Peak Pricing (CPP)	17%
(CPP+ DLC)	36%

Tableau (II.1) : Impact sur la charge des tarifications et smart technologies

II.5.2 Stockage

Le stockage d'énergies électrique pourrait devenir incontournable pour assurer la continuité de l'alimentation et garantir la qualité de la fourniture en électricité des consommateurs.

II.5.2.1 Stockage usuels

Batteries électrochimiques, stockage gravitationnel ou stockage d'air comprimé, les technologies se multiplient pour répondre à des besoins très variés et font l'objet de nombreuses initiatives partout dans le monde. Sur le plan technique, les technologies de stockage d'électricité peuvent apporter de nombreux services au système électrique. Ces services se classent en trois grandes catégories :

-Le secours : Le stockage d'électricité permet de pallier les défaillances du réseau (perte d'une installation de production d'électricité ou rupture d'une ligne) et/ou d'aider au redémarrage d'une installation de production ainsi que de garantir la sécurité du réseau public d'électricité.

-Le lissage de charge : Les systèmes de stockage sont un moyen de lisser la puissance injectée sur le réseau par un moyen de production d'énergies renouvelables (EnR) et de reporter la production d'énergie des périodes de faible demande en électricité vers les périodes de forte demande. Cela permet ainsi une meilleure gestion du parc de production et une réduction de l'utilisation des moyens de production thermique de pointe (charbon, gaz, fioul).

-Le maintien et l'amélioration de la qualité d'alimentation : Les technologies de stockage permettent la fourniture de réserves de puissance rendant possible la participation au réglage de la fréquence du réseau et/ou au mécanisme d'ajustement.

II.5.2.2 Véhicule électrique au réseau (V2G)

La démocratisation des véhicules hybrides ainsi que les véhicules purement électriques implique un surplus de demande sur les réseaux de distribution. Le (V2G) ou le Vehicle-to-Building (V2B) visent à répondre à cette demande accrue en utilisant les véhicules non plus

comme de simples charges pour le réseau électrique mais comme des acteurs effectuant des échanges bidirectionnels.

Le terme (V2G), littéralement « du véhicule vers le réseau » caractérise l'action de réinjecter l'électricité contenue dans les batteries d'une voiture électrique dans le réseau électrique durant ces fameuses périodes de stationnement. Le véhicule électrique communique ainsi avec le réseau électrique pour mener à bien cette action. Il sera donc possible pendant les périodes où le véhicule sera branché au réseau électrique d'utiliser l'électricité stockée pour l'injecter sur le réseau en période de forte demande ou, inversement, de charger la batterie du véhicule en heures creuses. Il s'agit du concept qui consiste à utiliser les batteries des véhicules électriques comme une capacité de stockage mobile.

✚ Optimisation des charges et décharges des VE

Les membres de l'université des sciences et des technologies du Missouri ont traité l'optimisation par essaim particulière pour résoudre le problème V2G (véhicule to grid) dans un contexte d'agglomération des véhicules dans un parking [17]. Le problème qu'ils ont cherché à résoudre est de planifier au mieux les charges/décharge des véhicules pour ceux-ci réalisant un profit tout en ayant une charge suffisante lors de leurs sorties (60% de la batterie). Dans ce système, les véhicules peuvent acheter et vendre de l'électricité au réseau électrique mais aussi entre eux aussi.

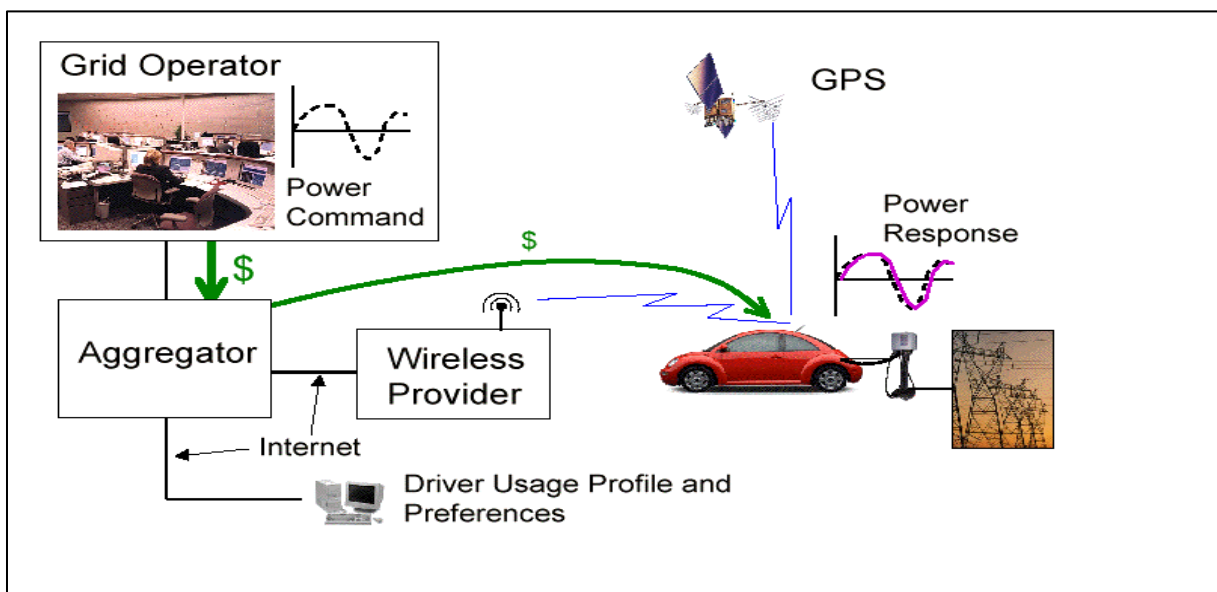


Figure (II.3) : schéma de l'architecture du système V2G

Si on considère comme véhicule la Bluecar de Pininfarina, celle-ci devrait disposer d'une batterie de 30 kWh pour 250 km d'autonomie. Pour disposer de 1000 MW, soit l'équivalent d'un réacteur nucléaire, de réserve utilisable par ce moyen, et ce pendant 3 heures, soit la durée moyenne d'un pic de consommation de début de soirée, en tenant compte que seuls 33% de la charge de batterie seraient utilisables et ce pour 50% des utilisateurs, on obtiendrait comme ordre de grandeur 600.000 véhicules. Il est évident que ces chiffres ne reposent pas

sur une étude exacte et n'ont pour but que de donner une estimation. Néanmoins on note immédiatement que les chiffres n'ont rien d'irréalistes s'il s'agit d'absorber un pic du soir.

II.6 Dispositifs essentiels dans les smart grids

II.6.1 Compteur intelligent

Ce compteur dit « intelligent », appelé également communicant est un compteur qui peut recevoir et envoyer des données sans l'intervention physique d'un technicien, il est installé chez le consommateur final et relié à un centre de supervision qui identifie de manière détaillée en temps réel la consommation énergétique. Il est censé analyser la consommation pour l'optimiser. Ce compteur est programmable à distance et équipé d'un appareil de coupure également à distance. Il ouvre l'ensemble du réseau de distribution d'électricité à des évolutions profondes.

II.6.1.1 Type de compteur intelligent

On distingue deux types des compteurs intelligents :

a) Compteur AMR

C'est la première génération des CI. Un compteur AMR dispose de technologies avancées, dites AMR (*Automated Meter Reading*) qui identifient de manière plus détaillée et précise, et éventuellement en temps réel la consommation énergétique d'un foyer, d'un bâtiment ou d'une entreprise, et la transmettent, par téléphone ou par courants porteurs en ligne (CPL) au gestionnaire des données.

b) Compteur AMM

C'est le compteur le plus utilisé dans les smart grids, en plus des fonctions d'un compteur AMR, Celui-ci est programmable à distance équipé d'un appareil de coupure à distance, il est dit « AMM » (*Advanced Meter Management*). Cette dernière qualité est importante car dépassant le simple relevé à distance ; elle offre la possibilité de pilotages des charges par le gestionnaire du réseau afin d'optimiser l'équilibre offre/demande en période de pointe.

II.6.1.2 Aspect technique des compteurs intelligents

Un C.I possède deux fonctions de base : la mesure en temps réel de l'énergie consommée et sa transmission, manœuvre et contrôle à distance de la consommation maximale instantanée électrique. Le gestionnaire du réseau communique à l'aide d'un modem, Une caractéristique essentielle de l'infrastructure de communication utilisée. Parmi les différentes possibilités, on distingue : les supports de communication par lignes électriques utilisation du réseau électrique existant (CPL), les modems sans fil (GSM du GPRS), les connections Internet permanentes (ADSL). Une interface permet de connecter le compteur intelligent aux différents appareils électroménagers ou à un affichage au domicile du client. Les appareils électriques peuvent être contrôlés directement et l'affichage peut être utilisé pour consulter les données énergétiques et les coûts.

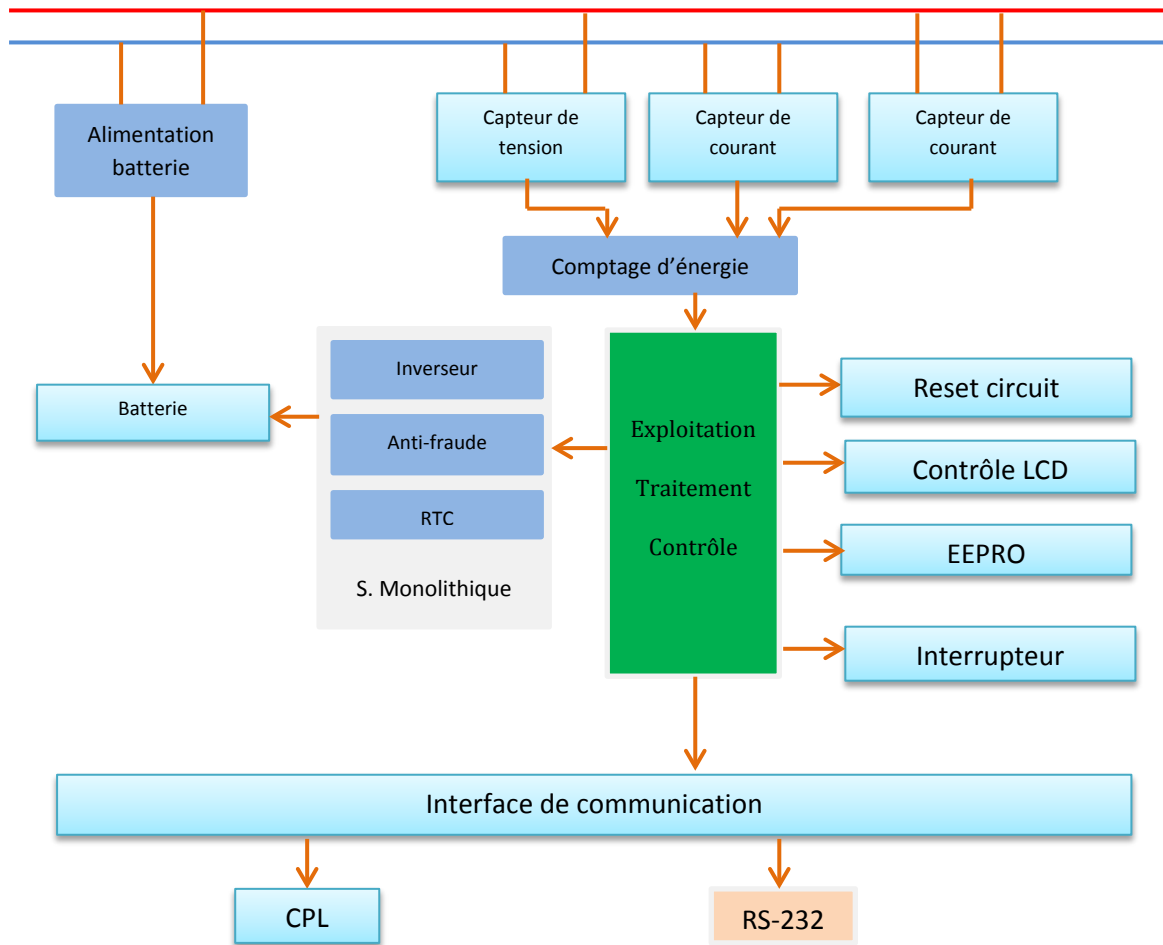


Figure (II.4) : Schéma fonctionnel du compteur intelligent [18]

Du point de vue matériel le compteur intelligent est composé des éléments suivants :

- Un contacteur général permettant l'enclenchement et le déclenchement de l'électricité à distance ou manuellement ;
- Un système de comptage de la puissance consommée ;
- Un système monolithique composé d'un inverseur d'alimentation, une horloge en temps réel et d'un système anti-fraude ;
- Une unité de traitement et d'exploitation des données à laquelle tous les autres périphériques sont connectés ;
- Un écran LCD pour le paramétrage et l'affichage ;
- Une mémoire EEPROM effaçable et programmable, utilisée pour la sauvegarde des données ;
- Une interface de communication.

II.6.1.2.1 Ports de communication des compteurs intelligents [19]

a) Port à usage domestique (P1)

Ce port a pour rôle de connecter les différents appareils électroménagers avec le compteur afin de les piloter et il assure aussi la transmission des informations aux clients via des affichages optionnels (tablettes, smart phones) tels que :

- La consommation électrique en kWh ;
- La consommation électrique instantanée ;
- Les tarifs du kWh (heures creuse, heures pleines) ;
- La puissance maximale qui peut être consommée.

b) Port à usage du gestionnaire (P2)

Le port P1 est bidirectionnel, il est utilisé pour :

- Activer/désactiver le contacteur général ;
- Transmettre des messages aux clients via le port p3 ;
- Pilotage de charges ;
- Télé relevé ;
- Définir les heures pleines et les heures creuses ;
- Les informations relatives à la qualité de la fourniture électrique ;
- Mises à jour pour le logiciel du compteur.

II.6.1.3 Communication dans les CI

Actuellement, trois principales technologies se partagent l'essentiel du marché des projets de déploiement pour les compteurs intelligents: la RF Mesh, le cellulaire et le CPL bas-débit.

II.6.1.3.1 La Radio-fréquence Mesh (RF Mesh)

Cette technologie repose sur l'utilisation de bandes de fréquences radio libres en s'appuyant sur une topologie de réseau maillé. Les compteurs communiquent entre eux avec un rôle d'émetteur / récepteur et remontent les données à un concentrateur avec d'éventuels répéteurs. Ses principaux avantages sont une bonne bande passante, son indépendance du réseau électrique (continue de fonctionner même en cas de défaillance du réseau), sa compétitivité pour certaines configurations du réseau électrique (faible nombre de compteurs par poste HTA/BT).

II.6.1.3.2 Le Cellulaire

Certains projets s'appuient également sur les réseaux cellulaires (GPRS ou 3G) pour la boucle locale. Ce choix nécessite de passer par un ou plusieurs opérateurs télécoms. Cette solution s'adapte particulièrement bien pour certaines zones où l'utilisation du CPL ou du RF Mesh est techniquement impossible ou non rentable. Cette technologie permet une mise en service rapide et avec un très faible coût d'investissement et offre de très bonnes

performances. Son principal inconvénient est la dépendance à un opérateur télécom qui complexifie la maîtrise de la qualité du service et des coûts. Le coût d'abonnement élevé pour chaque équipement connecté limite son utilisation à grande échelle dès lors qu'il s'agit de relier de très nombreux compteurs.

II.6.1.3.3 Les courants porteurs en ligne (CPL)

La technologie CPL (courant porteur en ligne) consiste à utiliser les lignes électriques comme support de transmission des données. C'est une technologie connue de longue date avec des applications de type domotique, multimédia ou de réseau électrique indoor et outdoor en bas ou haut débit. Pour le smart-metering, il s'agit de bas-débit (maximum quelques centaines de kbit/s). Il permet une communication bidirectionnelle entre le compteur et un concentrateur généralement placé dans un poste de type HTA/BT. C'est une technologie mature avec plusieurs standards ouverts et de nombreux fournisseurs. Les dernières évolutions techniques intègrent la technologie de modulation de fréquence a donné naissance au CPL-G3 qui permet de renforcer la robustesse du signal, un débit plus important et ainsi de réduire le nombre de concentrateurs nécessaires.

a) Principe de fonctionnement du CPL

Le principe consiste à superposé au signal électrique de 50hz ou 60hz un autre signal a plus haute fréquence (bande 1,6 à 30 Mhz) et de faibles énergies. Ce deuxième signal se propage sur l'installation électrique et peut être reçu et décodé à distance. Le décodage est effectué par des récepteurs CPL en éliminant la composante basse fréquence avant le traitement du signal. On distingue deux types de Courant Porteur en Ligne : le CPL indoor (en intérieur) et le CPL outdoor (en extérieur) :

- CPL outdoor

Ce niveau appelé outdoor (extérieur) correspond à la partie qui se situe en amont du compteur électrique. On parle souvent de mise en place d'une boucle locale ou dernier kilomètre (last mile). Cette boucle relie les différentes habitations ou lieux où l'on veut mettre en place une solution CPL. Cette partie est gérée par le fournisseur d'électricité afin d'accéder au compteur intelligent.

- CPL indoor

Ce niveau appelé indoor (intérieur) qui correspond à l'habitation ou le lieu dans lequel le CPL est utilisé. Cet endroit se situe en aval du compteur électrique. C'est l'utilisateur qui le met en place afin de brancher d'autres équipements via des adaptateurs CPL.

II.6.1.4 Communication entre le CI et le GR

Les communications entre les compteurs intelligents et le gestionnaire du réseau s'effectuent en deux étapes comme montré dans la figure (II.5) :

- Un premier niveau entre les compteurs dans les logements et leur poste de distribution HTA/BT. Cette communication s'effectue en CPL via le réseau électrique de distribution.
- Un second niveau qui relie l'ensemble des concentrateurs au système d'information du gestionnaire du réseau. Cette communication s'effectue via GPRS (cellulaire).

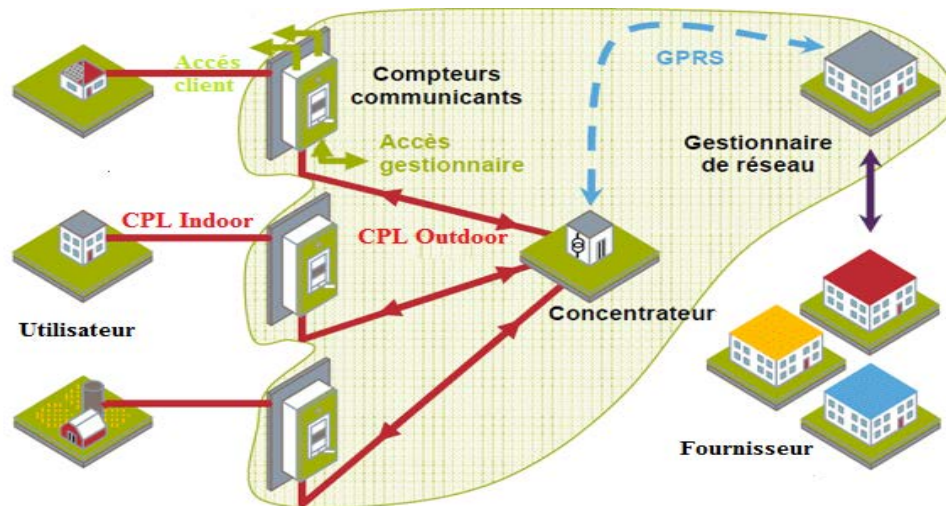


Figure (II.5) : Communication entre le CI et le GR

II.6.2 Capteurs intelligents

Sans capteurs, pas de Smart Grid. Pour rendre un réseau électrique intelligent, il est nécessaire de déployer, en marge de l'infrastructure électrique, une technologie de mesure précise pour analyser, traiter, trier et distribuer les données. Traits d'union entre le monde physique et les systèmes intelligents, les capteurs de mesure des paramètres électriques (courant, tension, déphasage et fréquence) ont un véritable rôle à jouer.

Les capteurs ont profité des récents progrès en matière d'intégration des composants électroniques qui permettent désormais de rassembler dans un même volume à la fois le capteur, l'électronique de conditionnement des signaux et les circuits numériques de traitement des données et de communication avec l'extérieur. Mais le capteur Intelligent va bien au-delà de cette simple juxtaposition, il sait extraire l'information nécessaire à une prise de décision, il intègre des services qui lui permettent de participer pleinement à la mission du système de décision distribué, au sein duquel les équipements coopèrent via un système de communication dédié, l'ossature d'une véritable base de données en temps-réel.

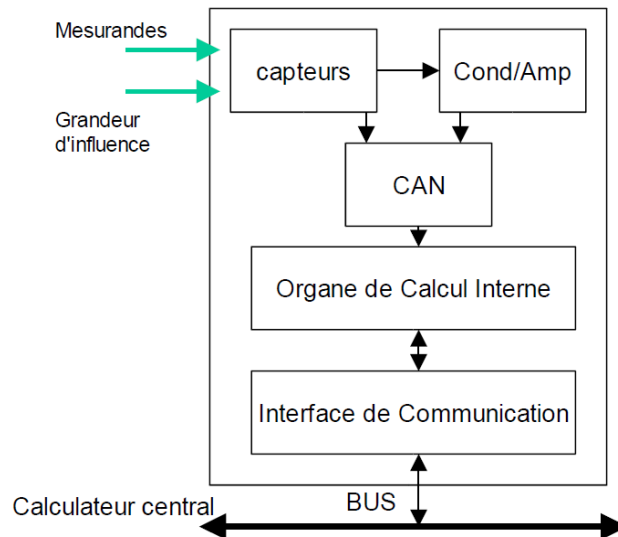


Figure (II.6) : Schéma d'un capteur intelligent

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

-Protection des biens et des personnes : pour éviter une électrocution ou la destruction d'un matériel (détection d'un courant de défaut et ouverture d'un circuit) ;

-Supervision : pour assurer la surveillance proactive du réseau (détection et localisation précises d'une panne) ;

-Comptage légal ou sous-comptage : pour facturer ou optimiser sa consommation (mesure métrologique) ;

-Diagnostic : pour optimiser les performances d'une installation grâce à un audit et une analyse ponctuels (mesure temporaire) ;

-Stockage de l'énergie : pour optimiser la durée de vie et l'autonomie des batteries et des piles à combustible (Battery Management System (BMS) et systèmes associés) ;

-Conversion : pour convertir l'énergie en minimisant les pertes (contrôle commande).

II.6.3 La maison intelligente

Les NTIC, associées aux équipements électriques de pilotage de la consommation et de la production, sont appelées à jouer un rôle crucial dans le développement de cette nouvelle "intelligence" du système électrique. Leur mise en œuvre suppose toutefois que la sécurité des transactions soit garantie et leur acceptation sociale assurée.

La maison communicante s'appuie ainsi sur l'utilisation de la domotique et du multimédia pour constituer un réseau domestique numérique intelligent. Le fonctionnement de la maison communicante repose sur la mise en réseau de tous les équipements du bâtiment (appareils électroménagers, systèmes de sécurité et de télésurveillance, éclairage, chauffage,

appareils électriques, prise pour la voiture électrique et systèmes de production décentralisée) et leur contrôle par une intelligence centralisée avec laquelle ils communiquent. Les outils de pilotage qui permettent de centraliser et de programmer soi-même les différents équipements localement ou à distance peuvent être un ordinateur de poche, un téléphone portable, une télécommande ou une tablette tactile. Il est possible de régler la température de la maison, ouvrir les volets à une heure donnée ou mettre en route l'arrosage automatique, voire de programmer l'ensemble du système en fonction de son rythme de vie.

II.7 Sécurité dans les Smart Grids

Les systèmes d'information et de communication dans les smart grids repose en partie sur les systèmes qui stockent, traitent et transmettent de l'information. Ces derniers peuvent être pour les plus sophistiqués des ordinateurs mais aussi des périphériques informatiques des téléphones, des capteurs, des compteurs ...etc. Ces systèmes sont majoritairement reliés par des réseaux locaux à l'intérieur de l'organisme d'apparence voire reliés aux réseaux internet. Certains SI offrent des services, parfois vitaux ou essentiels, sur lesquels repose l'économie de la gestion d'énergie électrique. Ainsi de multiples informations risquent d'être accessibles de presque n'importe quel point des connexions de smart grid. Les enjeux de la sécurité dans les smart grids ne sont pas d'accroître les opportunités de gains mais de limiter les possibilités de pertes.

Selon le rapport d'EPRI la sécurité informatique est un thème critique dans les smart grids du au potentiel croissant des attaques cybernétiques. Les attaques proviennent non seulement par des acteurs en relation, comme à partir des employés mécontents, espionnage industriels, mais aussi par des hackers expérimentés dans le domaine d'électrotechnique pour pénétrer un réseau, puis ils accèdent aux logiciels de gestion, et changent les conditions de charge, de commande et de régulation pour déstabiliser le réseau de manière imprévisible.

La sécurité informatique c'est l'ensemble des moyens mis en œuvre pour réduire la vulnérabilité d'un système contre les menaces accidentelles ou intentionnelles. Il convient d'identifier les exigences fondamentales en sécurité informatique. Elle caractérise ce à quoi s'attendent les utilisateurs de système informatique en regard de la sécurité [20] :

1. **Disponibilité D** : demande que l'information sur le système soit disponible à personnes autorisées.
2. **Intégrité I** : demande que l'information sur le système ne puisse être modifiée que par les personnes autorisées.
3. **Confidentialité C** : demande que l'information sur le système ne puisse être lue que par les personnes autorisées.

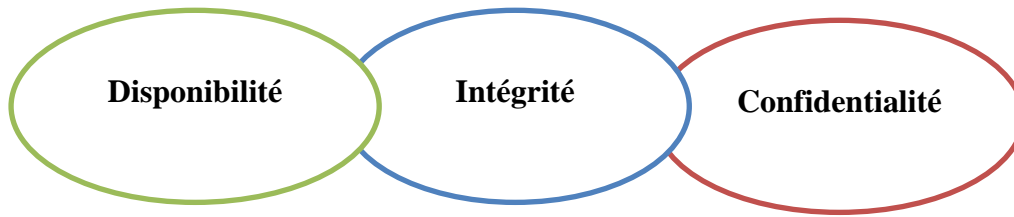


Figure (II.7) : Objectifs de la sécurité d'information d'un système

II.8 Normalisation

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 crée déjà de nombreuses normes dans le domaine des réseaux électriques intelligents, dont certaines sont fondamentales pour mettre en œuvre des projets de réseaux électriques intelligents. Les comités techniques de la CEI travaillent en étroite collaboration les uns avec les autres, s'assurant que chaque écart ou chevauchement est éliminé afin d'arriver à un cadre normatif commun pour les réseaux électriques intelligents.

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 [21].

II.8.1 Sécurité et protection de la vie privée

La protection de la vie privée entretient des liens étroits et complexes avec plusieurs aspects de l'interopérabilité du réseau intelligent qui font partie intégrante. On reconnaît de plus en plus le besoin d'élaborer des principes fondamentaux liés à la protection de la vie privée du consommateur et de les intégrer à l'architecture et aux normes de l'infrastructure du réseau intelligent.

Au Canada, les commissaires provinciaux à la protection de la vie privée sont chargés de répondre aux plaintes des consommateurs quant au non-respect possible de la loi applicable¹⁵. Les discussions actuelles sur cet aspect des réseaux intelligents s'articulent autour de plusieurs principes fondamentaux, selon lesquels l'intérêt du consommateur doit primer en matière de consultation et d'utilisation des données liées à sa consommation d'énergie. La figure (II.6) présente les quatre aspects liés aux principes de protection de la vie privée dans les réseaux intelligents.

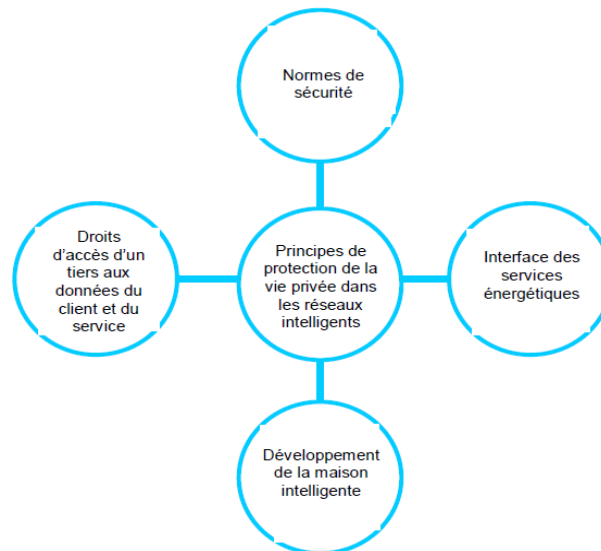


Figure (II.8) : Liens entre la protection de la vie privée, la sécurité et les réseaux intelligents

Conclusion

Nous avons vu comment les technologies d'informations et de communications participeront au déploiement des smart grids en apportant les solutions informatiques permettant un traitement rapide de l'information à des fins opérationnelles : protocoles de communication, intégrateur de données et logiciel final de traitement de données. Le secteur des communications apportera quant à lui les outils nécessaires aux échanges bidirectionnels sur les réseaux, que ce soit en provenance des consommateurs ou des capteurs disposés sur les réseaux.

L'implantation de ce système aussi complexe nécessite des investissements importants en matière de recherche et développement, d'innovations, de déploiement des infrastructures techniques et des systèmes de sécurité. Dans le troisième chapitre nous élaborons les différentes méthodes technico-économiques qui restent une étape d'une grande importance avant toute décision de déploiement des projets énergétiques.

Introduction

Les réseaux intelligents sont des générateurs d'externalités positives. Ces externalités sont de nature économique (création de nouveaux services, facilitation de l'intégration de la production décentralisée) et bénéficieront à d'autres acteurs de la chaîne de valeur électrique. Elles sont également environnementales (participation à la réduction d'émissions de CO₂) et profiteront à la collectivité dans son ensemble. Par ailleurs, les montants financiers en jeu sont élevés. L'agence internationale de l'énergie évalue les besoins d'investissement dans les réseaux de distribution d'électricité européens à 480 milliards d'euros d'ici 2035 [22].

Cependant, les réseaux intelligents sont porteurs de risques du fait d'incertitudes tant sur le plan des technologies que des bénéfices attendus de leur déploiement. En effet, le succès des réseaux intelligents repose non seulement sur la capacité des réseaux à intégrer les technologies de l'information et de la communication, mais également sur la rapidité de l'appropriation des nouveaux services et nouveaux usages par les consommateurs.

L'étude technico-économique des projets énergétiques reste une étape d'une importance capitale avant toute décision de déploiement et de généralisation. Au-delà du coût des technologies. L'heure est à la recherche de rentabilité économique. Pour bien comprendre pourquoi en recherche a valorisé l'étude technico-économique, il faut commencer par déterminer les voies possibles de valorisation de cette filière, ainsi que les acteurs qui y trouveront des bénéfices

III.1 Définition de l'investissement

Du point de vue financier, l'investissement est la perspective d'en retirer un profit. En effet, investir consiste à engager une importante dépense aujourd'hui afin d'obtenir un bénéfice dans le futur. La décision relative à un investissement est prise en comparant les profits espérés avec le taux d'intérêt d'un placement financier.

III.2 Les paramètres d'un projet d'investissement

L'évaluation de la rentabilité financière d'un projet repose sur le calcul de trois paramètres :

- Les flux monétaires associés à ce projet, se caractérise par une dépense initiale en capital appelée encore le coût de l'investissement, des entrées nettes de trésorerie ou cash-flows échelonnées sur toute la durée de vie du projet ;
- La durée de l'investissement ;
- Le taux d'actualisation.

III.2.1 Le coût de l'investissement

C'est l'ensemble des dépenses que doit supporter l'entreprise pour la réalisation de l'investissement. Ils regroupent les dépenses d'acquisition ou de construction augmentées de tous les charges accessoires (frais de transport, frais de montage et d'installation).

III.2.2 La durée de vie de l'investissement

La durée de vie est la période durant laquelle le projet génère des flux de trésorerie. Le critère à retenir peut être technique. Deux types de durée peuvent être considérés pour estimer la durée de vie économique :

- La durée physique : la période de temps au terme de laquelle un bien devient inutilisable au point que son remplacement devient une nécessité ;
- La durée technologique : la période qui s'écoule avant l'apparition d'un nouvel équipement qui le remplace.

III.2.3 Le taux d'actualisation

Le taux d'actualisation ou la valeur actuelle nette est utilisé pour déterminer si un investissement est rentable ou non. Un investissement rentable est un investissement qui accroît la valeur de l'actif économique, c'est à dire qui crée de la richesse. En d'autres termes, il faut que les recettes générées par l'investissement soit supérieur à son coût. Pour calculer la valeur actuelle nette (VAN), deux types de flux sont donc nécessaires. Le premier est le montant de l'investissement initial, qui inclut toutes les charges relatives à la réalisation du projet. C'est le coût de l'investissement. Ensuite, il faut évaluer les cash flows générés par ce même investissement pour toutes les périodes futures. Ce sont les recettes. Cette phase est très importante et souvent difficile. En effet, la conjoncture économique évoluant sans cesse, les cash flows peuvent varier de manière importante. Ces cash flows doivent être actualisés en date 0, permettant ainsi de connaître la valeur actuelle des flux futurs. Cette actualisation est indispensable car un euro aujourd'hui ne vaut pas un euro demain.

$$VAN = \left[\sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+ta)^t} \right] - I_0 \quad (III.1)$$

III.3 Analyse coût-bénéfice

L'analyse coûts-bénéfices (ACB) se définit comme l'évaluation d'un investissement ou d'un changement de politique qui prend en compte l'ensemble des coûts et avantages induits, exprimés en termes monétaires. C'est un instrument d'aide à la décision utilisé par les organismes publics, qui vise à présenter, à l'aide d'un cadre d'analyse rigoureux, une évaluation des effets bénéfiques et néfastes de projets ou de politiques dont on envisage l'implantation et d'en faire ressortir les effets redistributifs.

III.3.1 Principe de l'analyse coût-bénéfice

Le principe est extrêmement simple, l'ACB vise à réaliser toutes les décisions dont les bénéfices sont positifs. S'agissant de l'intégration des énergies renouvelables aux réseaux et les smart grids, dans la partie bénéfices on peut inclure les conséquences d'une réduction des gaz à effet de serre, d'une baisse de la fraude, d'une baisse de l'énergie non distribuée, ou d'une meilleure sécurité d'alimentation. Dans la partie coûts, on peut inclure les coûts des

installations photovoltaïques, de changement de technologie, les coûts d'investissement dans la sécurité, Il faut noter immédiatement que la comparaison directe des coûts et des bénéfices imposent une même unité de mesure. Les économistes adoptent traditionnellement la mesure monétaire.

III.3.2 Etapes de l'analyse Coût-bénéfice

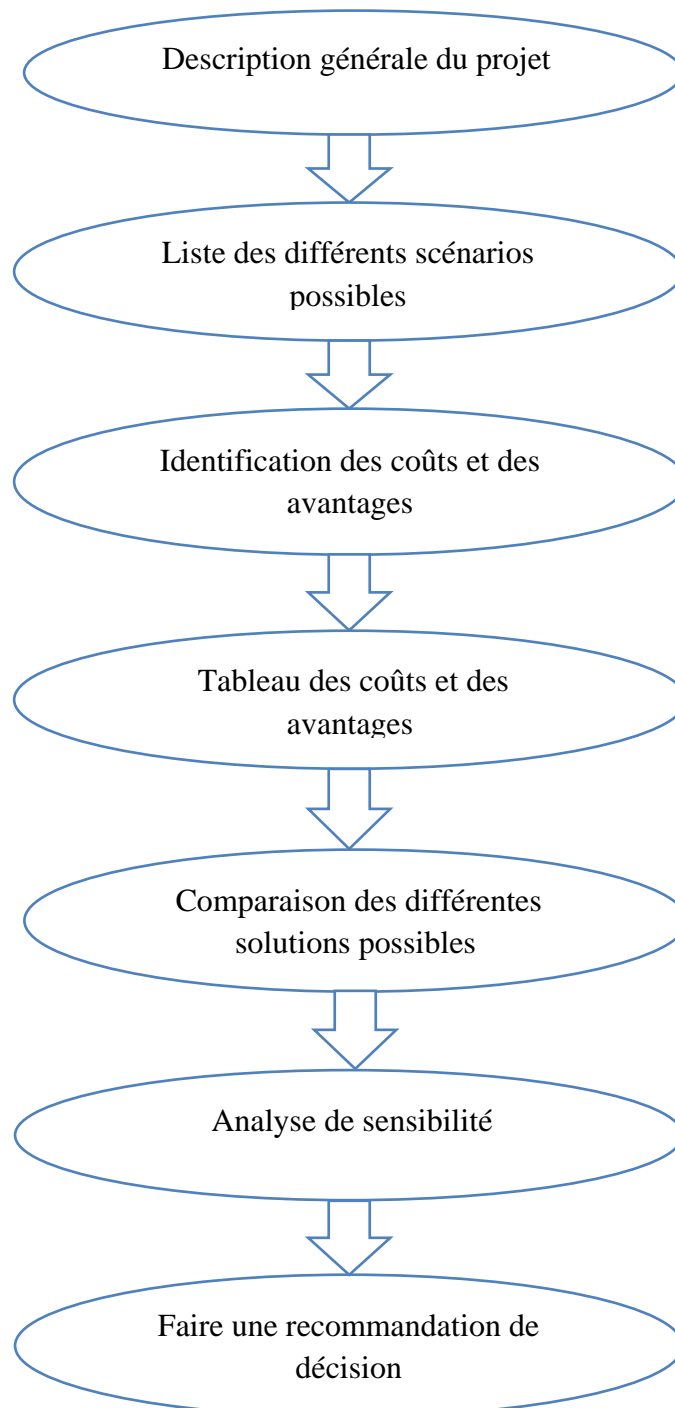


Figure (III.1) : Etapes de l'analyse coût-bénéfice [23].

Les différentes étapes énumérées dans l'organigramme de la figure (III.1) sont explicités comme suit :

1. Description générale du projet

Cette étape comporte une description de l'environnement dans le cadre duquel sont réalisées les différentes analyses : objectifs, hypothèses, durée de vie du projet/de la décision, etc.

2. Liste des différents scénarios possibles

Pour déterminer la meilleure option dans le cadre de l'analyse coût-avantage, il faut comparer les coûts et les avantages correspondant à chacune des options. Une liste des options envisagées durant l'analyse sera établie.

3. Identification des coûts et des avantages

Durant cette étape, une liste complète des coûts et des avantages correspondant à chacun des scénarios possibles est dressée. L'analyse les classe en deux catégories : les scénarios faciles à évaluer et les autres. Dans le cadre d'une analyse coût-avantage, de nombreux facteurs doivent être pris en compte pour estimer les coûts associés aux différentes options.

-L'ensemble des coûts correspondant à chaque option pour le cycle de vie complet du projet, doit être pris en compte. Les facteurs suivants doivent être considérés : activités et ressources, catégories de coûts, frais de personnel, coûts directs et indirects (frais généraux), amortissements et coûts annuels.

-Pour les avantages, il faut entendre les services, les capacités et les qualités correspondant aux différentes options. Ces avantages peuvent être perçus comme un retour sur investissement. Pour les estimer, il convient d'identifier tout d'abord les avantages qui reviennent aux consommateurs et ceux qui reviennent à l'organisation qui leur propose les services considérés.

4. Tableau des coûts et des avantages

Pour chacune des options définies à l'étape 2, l'utilisateur identifie les avantages et les coûts au cours d'une année du cycle de vie du projet, en partant de l'An 0, qui correspond à l'année du lancement du projet. Une fois estimés les coûts et les avantages pour chaque année du projet, il faut les convertir en une unité de mesure commune pour pouvoir comparer les différentes options. Pour ce faire, il faut actualiser les valeurs futures, de manière à convertir les futurs coûts et avantages en leur valeur actuelle.

5. Comparaison des différentes solutions possibles

Ici, l'analyse compare les différentes options. Cette comparaison est illustrée par des tableaux et des schémas destinés à faciliter la prise de décision. Une fois actualisés les coûts et avantages correspondant à chaque option, il faut comparer et classer la valeur nette actualisée (avantage actualisé moins coût actualisé) de chacune d'elles. Lorsque la solution correspondant au coût actualisé le plus bas offre les avantages actualisés les plus élevés, il est clair qu'elle constitue la meilleure solution.

6. Analyse de sensibilité

Ici, l'analyse aide l'utilisateur à définir la sensibilité des résultats aux variations des coûts et avantages. Cette sensibilité concerne des coûts et avantages dont la définition n'est pas immédiate ou difficile à formuler avec exactitude. L'analyse de sensibilité teste la sensibilité et la fiabilité des résultats obtenus à l'aide de l'analyse coût-avantage (CBA). La CBA constitue normalement le document essentiel d'une étude d'investissement. Les personnes qui effectuent cette étude veulent par conséquent être assurées de sa fiabilité. L'analyse de sensibilité identifie les paramètres qui influent le plus sur le résultat ; répète l'analyse en modifiant les valeurs des paramètres ; puis évalue les résultats pour déterminer quels paramètres sont sensibles, le cas échéant. Si un léger changement de valeur d'un paramètre modifie le choix de la solution, l'analyse est considérée comme sensible au paramètre en question. S'il faut doubler la valeur d'un paramètre pour que le changement modifie le choix de la solution, l'analyse n'est pas considérée comme sensible au paramètre en question. Il faut réexaminer les estimations de sensibilité des paramètres pour s'assurer de leur exactitude.

7. Faire une recommandation de décision

La règle de décision prescrite par l'ACB est de choisir le scénario pour lequel les bénéfices nets sont les plus grands. Ainsi, l'ACB recommande de mettre en œuvre le projet qui prévoit le plus grand accroissement.

III.3.3 La fonction coût (C)

Les dépenses dans les réseaux électriques correspondent essentiellement aux coûts d'investissements (C_i), aux coûts de la gêne économique (C_g) et aux coûts des pertes (C_p) [24].

$$C = C_i + C_p + C_g$$

(III.2)

a) Les dépenses en investissement

Les investissements dans les réseaux électriques s'inscrivent dans une perspective de long terme en réponse aux besoins de la collectivité et aux enjeux de politique énergétique. Ces investissements comprennent essentiellement les coûts d'acquisitions de matériels, les coûts d'installations et les coûts de mises en marche.

b) Les pertes

Pour l'ensemble du système électrique, de la production à la distribution, le seuil des pertes globales considéré comme acceptable est de 15 à 16 %. Ce pourcentage inclut deux sortes de pertes :

- Les pertes techniques :

Proviennent généralement de la production, des auxiliaires et du transit sur les réseaux de transport et de distribution.

- Les pertes non techniques :

L'énergie consommée non enregistrée constitue la composante principale des pertes non techniques. S'il paraît aisé d'en estimer le niveau global par déduction des pertes globales ou de la différence entre l'énergie injectée au réseau de distribution et l'énergie effectivement facturée, les origines de ces pertes ne sont pas toujours évidentes et elles ne peuvent être mesurées précisément.

Des facteurs endogènes (mauvaise maîtrise de la facturation, agents malhonnêtes) et exogènes (utilisation frauduleuse de l'énergie, raccordements clandestins et sabotage sur les appareils de mesures) aux sociétés de distribution sont considérés.

c) La gêne économique

La satisfaction de la clientèle est l'objectif premier d'une compagnie de distribution d'électricité. Elle lui garantit la pérennité et la légitimité, valeurs que recherchent les distributeurs dans une période de mise en concurrence croissante. En effet, cette satisfaction se construit à partir de plusieurs éléments dont les principaux sont la continuité et la qualité de fourniture (avoir, en tout temps, de l'électricité de bonne qualité).

Cependant tout réseau présente des défaillances potentielles qui, si elles surviennent, vont se traduire pour les clients par des coupures. Ces coupures se traduiront par des kW non fournis pendant des durées variables et se quantifient, donc, en kW et en kWh.

- La valeur en kW identifie la profondeur de la coupure.
- La valeur en kWh intègre à la fois la profondeur et la durée.

Ces coupures seront plus ou moins longues et profondes selon :

- la qualité de la structure du réseau, la redondance des équipements, c'est-à-dire la capacité à remplacer un équipement par un autre déjà existant au moment de l'incident et la fiabilité des composants déterminant ce niveau de qualité.
- la réactivité lors de l'incident (le niveau d'équipement en automatismes de reprise, en appareils télécommandables, la qualité de l'organisation vont déterminer le niveau de performance). La nature de ces interruptions évolue dans le temps en fonction de l'évolution des réseaux et des charges.

La probabilité de défaut va permettre de définir le nombre annuel de coupures probables, qui, multiplié par le temps de coupure (T_c) en cas de défaut et par la charge coupée, fournira une évaluation du nombre de kWh non desservis durant l'année [3].

$$E_{nd} = P_{max} \times T_c \quad (III.3)$$

Cette valeur d' E_{nd} , multipliée par le coût unitaire de l'énergie non distribuée (C_u) valorisera la défaillance sur l'année en unité monétaire.

$$C_{E_{nd}} = E_{nd} \times C_u \quad (III.4)$$

III.4 Etude de cas

L'analyse se base sur un déploiement généralisé des compteurs intelligents à l'ensemble des clients électricité, l'automatisation des réseaux électrique et l'installation des GPV. On considère les hypothèses suivantes :

- nous avons considéré l'ensemble des coûts et bénéfices pour les différents acteurs de la chaîne de valeur : le gestionnaire du réseau, et les consommateurs finaux ;
- la durée de planification est de 5 ans ;
- taux d'actualisation 2.74 % [25];
- la variante V0 représente le réseau électrique conventionnel sans GPV ;
- la variante V1 comprend l'automatisation du réseau en intégrant les TIC, l'installation des compteurs intelligents et l'insertion d'énergie électrique photovoltaïque au réseau. Les investissements s'effectueront par le gestionnaire du réseau et les particuliers.

III.4.1 Variante V0

- Les coûts d'investissements dans la variante V0 sont supposés nuls, car aucune dépense n'est engagée dans le réseau conventionnel, c'est-à-dire $C_i = 0$.
- Les coûts de la gêne économique et des pertes seront exprimés dans la variante V1 sous forme de bénéfices apporté par le smart grid.

III.4.2 Variante V1

III.4.2.1 Coût d'investissement

a) Compteurs intelligents communicants par CPL

Les dépenses consistent à remplacer les compteurs traditionnels par des compteurs intelligents. Ces compteurs sont beaucoup plus précis et peuvent détecter la falsification. Les capacités particulières de compteur intelligent prises en compte dans cette étude comprennent le télérelevé, la tarification dynamique, prépaiement et déconnexion et reconnexion à distance, la gestion d'énergie par le client, la garantie de distribution et la gestion des arrêts.

b) Automatisation de la distribution

L'automatisation de la distribution est un effort intense et ciblée pour informatiser et/ou automatiser les opérations du réseau. L'automatisation de distribution est imperceptible par les clients, mais la recherche indique que ses avantages sont potentiellement importants. Les avantages présentés dans cette étude comprennent l'amélioration de l'efficacité du réseau, la fiabilité du réseau et l'intégration en masse de production d'énergie renouvelable.

c) Installations photovoltaïques

L'installation photovoltaïque est à la charge des particuliers qui désirent vendre leurs productions aux GR avec un coût avantageux afin de tirer un bénéfice dans l'avenir.

d) Achat d'EE PV

Le gestionnaire du réseau a l'obligation d'acheter l'énergie d'origine renouvelable. Le surcoût lié à l'obligation d'achat est compensé par l'état la Contribution au Service Public d'électricité. La contribution au service public de l'électricité (CSPE) est un prélèvement de nature fiscale sur les consommateurs d'électricité, destiné à dédommager les opérateurs des surcoûts engendrés par les obligations qui leur sont imposées par la loi sur le service public de l'électricité. Elle est acquittée par le consommateur final d'électricité directement sur sa facture.

Le coût moyen du Smart Grid par client, basé sur les données budgétaires issues des services publics américains de fonds du programme de l'U.S. Département of Energy « Smart Grid investissement Grant (SGIG) », est présenté dans le tableau (III.1).

Equipements engagés	Coûts (€)
Compteur intelligent + concentrateur CPL	214.36 (€)
Automatisation du réseau	46.8 (€Client)
Installation photovoltaïque (3kWc)	11000 (€)

Tableau : (III.1) Coûts d'investissements.

e) Dépenses en cours

Après installation, le matériel et les logiciels doivent être entretenus, réparés ou remplacés au besoin et exploité sur une base de jour en jour. Pour estimer les dépenses permanentes, nous appuyons sur les « règles empiriques » offertes par la discipline de gestion des opérations. Les coûts d'opérations et de maintenances (O & M) sont estimés entre 2 et 4 pour cent des capitaux investis. Dans cette étude nous prenons 4 % comme une estimation prudente [26].

III.4.2.2 Évaluations des bénéfices/client

- Automatisation du réseau de distribution

Un des plus grands avantages du Smart Grid est créé par l'automatisation du réseau de distribution, en installant les capteurs intelligents et les IVVC (integrated volt/var contrôle) qui aident les gestionnaires de réseau à optimiser la puissance livrés à des clients.

- Télé-relevé

La Lecture des compteurs intelligents à distance offre des réductions significatives dans les coûts d'exploitation. Cette lecture à distance permet aux gestionnaires de réseau d'obtenir des données de consommations sans envoyer du personnel pour effectuer un relevé. Cela permet d'éviter les frais, le trafic et les problèmes de sécurité (par exemple les accidents).

- Tarification dynamique

En enregistrant la consommation électrique du client minute par minute par les compteurs intelligents, la tarification dynamique devient possible. En effet, cette tarification fournit aux clients l'occasion de réduire leurs factures d'électricité en transférant leur utilisation du pic à des périodes de non-pointe. Cette utilisation en déplacement peut même créer des avantages pour les gestionnaires de réseaux en évitant les pics extrêmes.

- Prépaiement et déconnexion/reconnexion à distance

Dans le cas usuels les clients sont facturés et paient leurs consommations après son utilisation. Cependant, Les compteurs intelligents permettent aux gestionnaires de réseau d'offrir facilement des programmes prépayés, qui entraînent des réductions de la consommation d'énergie en augmentant la satisfaction du client. Et en cas de factures non payés la déconnexion et la reconnexion de l'alimentation peut s'effectuer à distance.

- Garanties de distribution

Les compteurs intelligents aident les gestionnaires de réseaux à réduire ce qu'ils appellent «les pertes non comptabilisées», l'électricité est produite et distribuée, mais non facturée, à des clients à cause de la fraude et des branchements illicites.

- Gestion d'énergie par le client

Une facture d'électricité traditionnelle indique la quantité d'électricité utilisée par un client en un mois. Les compteurs intelligents enregistrent la consommation électrique tous les 10 ou 15 minutes, ces informations peuvent être consultées par les clients afin qu'ils puissent mieux gérer et réduire leurs consommations électriques.

- Gestion des arrêts

Les capacités de communications instantanées du réseau intelligent changent la façon dont les gestionnaires de réseau apprennent et répondent à des interruptions de service, en réduisant le temps de rétablissement du service et le coût. Les avantages économiques sont réalisés lorsque les gestionnaires de réseau utilisent cette capacité pour éviter les enquêtes inutiles de pannes signalées par des clients en erreur.

- Localisation et isolation de défauts

L'automatisation de la distribution en particulier, la localisation des défauts et l'isolement aident le gestionnaire de réseau à corriger les erreurs plus rapidement et isoler les effets d'un défaut pour le moins de clients.

Tous les bénéfices sont évalués dans le tableau (III.2).

Bénéfices	Economique (€/an)	Fiabilité	Environnement (Kg.CO2/an)
Automatisation du réseau distribution	23.53	Oui	167.4
Télé relevé	17.58	/	possible
Tarifification dynamique	4.84-14.69	/	4.95- 49.5
Prépaiement et dec /rec à distance	4.74-14.38	/	13.5 - 34.2
Garanties de distribution	2.2	/	Possible
Gestion d'énergie par le client	0.46-1.51	/	6.3 - 15.3
Gestion des arrêts	7.34	4.5%	/
Localisation des défauts	29.51	22.3 min/an	/

Tableau (III.2) : Évaluation des bénéfices/client [27]

III.4.3 Actualisation des coûts de la variante V1

Nombre d'années	1	2	3	4	5	Total
Compteur intelligent	11.14	10.55	9.99	9.46	8.96	50.1
Automatisation du réseau	4.66	4.41	4.18	3.96	3.75	20.96
Installation photovoltaïque	550	521.05	493.63	467.65	443.04	2475.37
Coûts total	2546.43					

Tableau (III.3) : Coûts actualisés de la variante V1

III.4.4 Actualisation des revenus de la variante V1

Nombre d'années	1	2	3	4	5	Total
Automatisation du réseau distribution	23.53	22.29	21.12	20.01	18.96	105.91
Télé relevé	17.58	16.65	15.77	14.94	14.15	70.09
Tarifification dynamique	4.84	4.59	4.35	4.12	3.9	21.8
prépaiement	4.74	9.63	14.38	13.62	12.9	55.27
Revenus assurance	2.2	2.08	1.97	1.87	1.77	9.89
Gestion d'énergie par le client	0.46	1.1	1.51	1.43	1.35	5.85
Gestions des pannes	7.34	6.95	6.58	6.23	5.9	33

Localisation des défauts	29.51	27.96	26.49	25.1	23.78	132.84
Vente d'EE PV	985.5	933.64	884.51	837.96	793.86	4435.47
Bénéfice total	4870.12					

Tableau (III.4) : Revenus actualisés de la variante V1

	Gestionnaire du réseau	Particuliers	Environnement
Coûts (€)	71.06	2475.37	
Revenus (€)	434.65	4435.47	1332 kg de CO2 évités
Bénéfices (€)	363	1960.1	

III.4.5 Bénéfices quantifiés par client

Le résultat net est déterminé sur une période donnée. Il est égal à la différence constatée sur cette période entre d'une part, les revenus et, d'autre part, les coûts. Lorsque le résultat net est négatif : il est appelé déficit ou perte. Lorsque le résultat net est positif il s'agit d'un bénéfice. Dans notre cas, le résultat net détermine ce qui peut être partagé entre le gestionnaire du réseau et le particulier possédant une installation photovoltaïque.

Tableau (III.5) : Bénéfices générés au cours de cinq ans.

Nous constatons que le Smart Grid offre un ratio favorable entre les coûts et les avantages. Lors de l'analyse des avantages économiques, le rapport de ces derniers aux coûts est de 6.11 pour le gestionnaire du réseau et de 1.75 pour le particulier. Nous constatons également que le Smart Grid offre des réductions significatives des émissions de CO2.

III.4.6 Bénéfices non quantifiés

a) L'amélioration de la qualité de service pour les consommateurs

Le système de comptage intelligent rendra la présence du consommateur inutile lors des relèves et autres interventions sur le compteur qui pourront se faire à distance et de façon quasi-immédiate. Il s'agit donc d'un gain de temps important pour les clients finals.

b) La possibilité d'extension du système à gaz et de l'eau

Notre analyse porte ici sur un développement du système de comptage intelligent pour l'électricité. Cependant, l'architecture de communication mise en place pourra également servir pour d'autres secteurs : l'eau et le gaz. Il est en effet possible de connecter les compteurs d'eau et/ou de gaz au compteur électrique par M-bus et de transmettre ainsi des données de consommation d'eau et de gaz vers le système central.

c) La facilitation du développement de la mobilité électrique

Grâce à l'architecture préconisée, il sera possible d'installer des sous-compteurs sur des prises spécifiques servant à la recharge des voitures puis de faire communiquer ces sous-compteurs avec le compteur électrique de l'habitation soit par M-Bus, soit directement avec le concentrateur par CPL. Le système central permettra de collecter de manière séparée la consommation d'électricité pour recharger la voiture et la consommation totale de l'habitation, permettant de calculer par différence la consommation hors recharge électrique.

Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons spécifié l'importance d'une étude technico-économique dans la prise de toute décision des projets d'investissement énergétique. La méthode utilisée dans notre étude est l'analyse coût bénéfice qui compare les coûts et les bénéfices associés à une décision, laquelle est jugée économiquement souhaitable si les bénéfices attendus sont remarquables.

L'étude effectuée a montré bien le gain apporté par les smart grids que ce soit dans le secteur économique, social ou environnemental. Les deux acteurs que nous avons pris en considération de la chaîne de valeur sont le consommateur et le gestionnaire du réseau, pour le premier le smart grid lui permet de mieux maîtriser la consommation et pour le second d'optimiser le processus de la production jusqu'à la consommation.

Introduction

L'énergie est l'un des principaux facteurs qui doivent être considérés dans les discussions du développement durable. La planification énergétique consiste à trouver un ensemble de sources afin de satisfaire les besoins en énergie de façon optimale. La décision de planification énergétique implique également un processus d'équilibrage des aspects environnementaux, techniques, économiques et sociaux dans l'espace et le temps. Cet équilibre est essentiel à la survie de la nature. Il a été démontré que la consommation d'électricité du monde atteindra jusqu'à 24400 milliards de kWh à l'horizon 2020, selon les nouvelles estimations. Pour sélectionner les ressources d'énergie primaire nécessaires pour fournir cette consommation. Les paramètres les plus importants sont économiques et environnementale, puisque 85 % des émissions de gaz à effet de serre dans le monde proviennent aujourd'hui du secteur de l'énergie.

Un grand nombre de facteurs (quantitative / qualitative) sont impliqué dans le processus de prise de décision. Comme la complexité des décisions augmente, il devient plus difficile de déterminer une solution de rechange qui répond ou maximise les besoins. L'évaluation devrait couvrir les problèmes techniques, économiques ou environnementaux qui peuvent ne pas être facilement identifiables, et des facteurs socio-économiques qui affectent les différents groupes d'intérêt ou des besoins des parties prenantes. Face à ces difficultés et l'embarras du choix, les méthodes multicritères peuvent être utiles dans la réalisation des procédures d'évaluation complexes.

L'analyse multicritère est une sous-discipline de la recherche opérationnelle qui considère explicitement plusieurs critères dans les milieux décisionnels. Que ce soit dans notre vie quotidienne ou dans les milieux professionnels, il existe généralement plusieurs critères contradictoires qui doivent être évalués dans la prise de décisions. Coût ou le prix est généralement l'un des principaux critères. Une certaine mesure de la qualité est généralement un autre critère qui est en conflit avec le coût. En matière de gestion de portefeuille, nous sommes intéressés à obtenir des rendements élevés, mais dans le même temps de réduire nos risques. Encore une fois, les titres qui ont le potentiel d'apporter des rendements élevés généralement comportent également des risques élevés de perdre de l'argent.

IV.1 Méthodes multicritères

De nombreuses méthodes ont été développées afin de permettre aux décideurs de faire un bon choix. Pour certain expert du domaine, ce choix existe dans l'esprit du décideur, et le processus d'aide à la décision doit le faire ressortir. Pour d'autres, le processus d'aide à la décision doit créer ce choix

L'objectif des méthodes multicritères est ainsi d'aider à prendre une décision ou à évaluer entre plusieurs solutions, sans avoir forcément le choix à effectuer au final dans les situations de choix où aucune possibilité n'est parfaite et où différents critères entrent en conflit. L'idée de base est de considérer tous les critères entrant en compte ; leur attribuer un poids lié à leur importance relative ; de noter chaque action par rapport à tous les critères ; et finalement

d'agréger ces résultats et choisir la solution la plus satisfaisante. Les méthodes les plus utilisées sont :

- AHP (*Analytic Hierarchy Process*)
- ANP (*Analytic Network Process*)
- PROMETHEE (*Preference Ranking Organisation Method for Enrichment Evaluations*)
- ELECTRE (*Outranking method*)

IV.2 Processus de décision multicritère

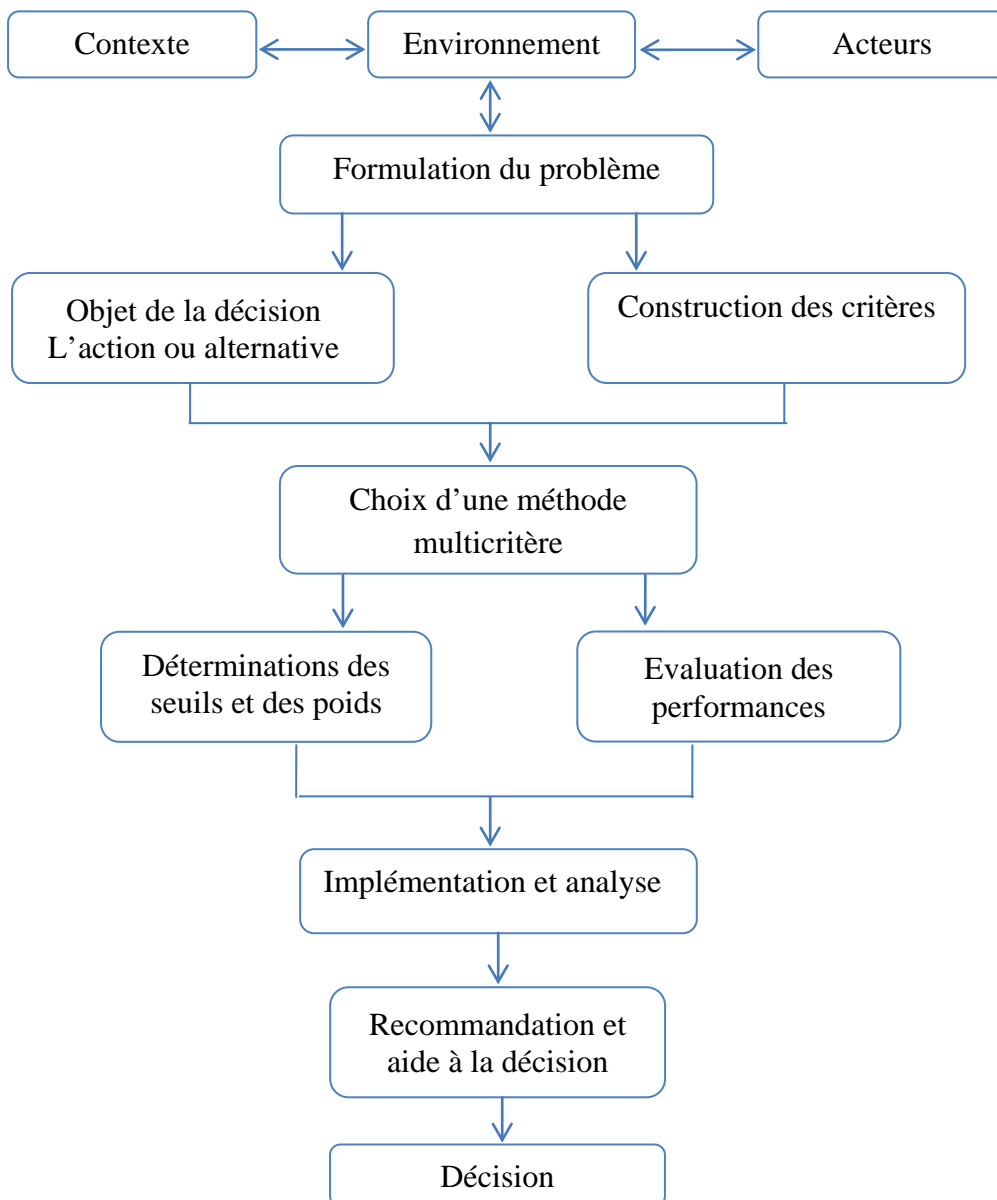


Figure (IV.1) : Processus de décision multicritère [28]

IV.3 Analytic hierarchy Process (AHP)

La méthode AHP a été développée par SAATY en 1980 [29]. Elle permet de décomposer un problème complexe en ses composantes, pour ensuite les présenter sous la forme d'une hiérarchie. Le décideur doit alors effectuer des comparaisons binaires entre les différents éléments de la hiérarchie à l'aide d'une échelle nominale. Les résultats sont ensuite transposés dans des matrices de comparaison. À partir de ces matrices, on extrait des vecteurs de priorités relatives sous la forme d'échelle de proportion. Ceci permet alors de calculer le poids relatif des critères et ainsi d'établir la priorité des options ou des solutions analysées.

En d'autres termes, la méthode permet de synthétiser les jugements d'experts pour déterminer les variables ayant la plus grande influence dans l'analyse. Une telle façon de faire permet d'intégrer plus facilement et plus logiquement des critères tant objectifs que subjectifs, tant qualitatifs que quantitatifs de même que ceux tangibles et intangibles.

IV.4 Étapes de la méthode AHP

AHP est une méthodologie rigoureuse qui se divise en une série d'étapes importantes : construction de la hiérarchie, établissement des priorités et vérification de la cohérence logique de l'analyse. La figure (IV.2) démontre plus précisément les étapes à suivre dans l'application de cette méthode.

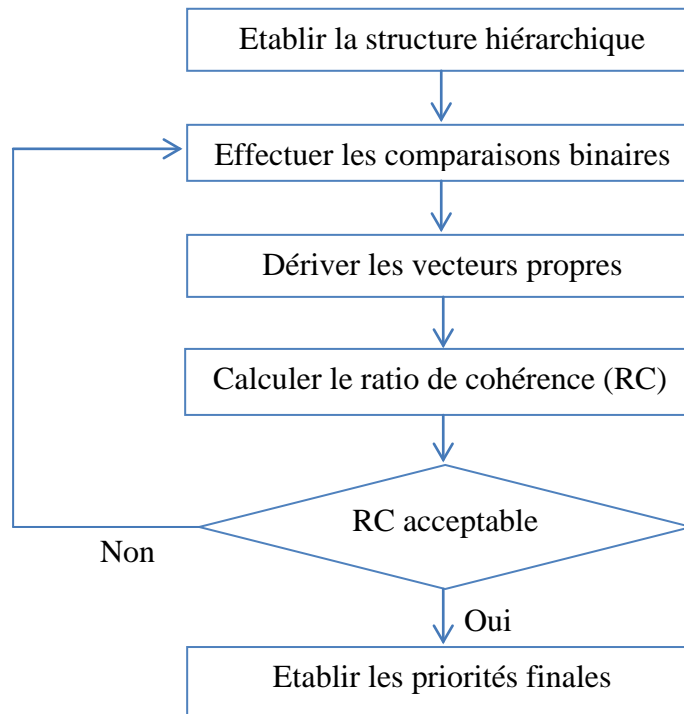


Figure (IV.2) : Étapes de la méthode AHP [30]

IV.4.1 Établir la structure hiérarchique

Cette étape constitue l'élément primordial de la méthode. Sans une hiérarchie bien construite, le problème ne pourra être résolu avec rigueur. Il est donc important d'intégrer suffisamment de détails lors de la construction de la hiérarchie afin d'obtenir une définition la plus complète possible du problème. L'élaboration d'une hiérarchie relève d'ailleurs plus d'un art que d'une science (Saaty, 1984).

Le sommet de la hiérarchie contient l'objectif principal, c'est-à-dire le but ultime de l'analyse. Les niveaux intermédiaires représentent les critères à évaluer. Les éléments d'un même niveau doivent être mutuellement indépendants mais tout de même comparables.

IV.4.2 Effectuer les comparaisons binaires

Il s'agit donc de comparer tous les critères d'un même niveau de la hiérarchie et ce, respectivement deux par deux. L'intensité de la préférence peut alors être notée en utilisant une échelle soit numérique, verbale ou graphique (Forman, 1993). L'échelle numérique est celle qui est la plus souvent utilisée. À l'origine, suite à de nombreuses études empiriques, Saaty avait proposé une échelle de rapport avec des unités allant de 1 (indifférence) à 9 (préférence absolue). Les résultats issus des comparaisons binaires devront être compilés sous la forme de matrices.

Degré d'importance	Définition	Explication
1	Importance égale des deux éléments	Deux éléments contribuent autant à la propriété
3	Faible importance d'un élément par rapport à un autre	L'expérience et l'appréciation personnelles favorisent légèrement un élément par rapport à un autre
5	Importance forte ou déterminante d'un élément par rapport à un autre	L'expérience et l'appréciation personnelles favorisent fortement un élément par rapport à un autre
7	Importance attestée d'un élément par rapport à un autre	Un élément est fortement favorisé et sa dominance est attestée dans la pratique
9	Importance absolue d'un élément par rapport à un autre	Les preuves favorisant un élément par rapport à un autre sont aussi convaincantes que possible
2,4, 6, 8	Valeurs intermédiaires entre deux appréciations voisines	Un compromis est nécessaire entre deux appréciations

Tableau (IV.1) : Échelle de comparaisons binaires [31]

Le nombre de comparaisons nécessaires pour permettre une analyse complète se calcule aisément selon la formule suivante :

$$\text{Nombre de comparaisons} = N * (N - 1) / 2$$

N : représente le nombre de facteurs à comparer pour un niveau donné.

IV.4.3 Dériver les vecteurs propres

Lorsque toutes les comparaisons binaires ont été effectuées et insérées dans la matrice, il faut calculer le vecteur propre droit « right eigenvector » de la matrice afin d'obtenir une estimation globale des priorités relatives des éléments étudiés. Ce dernier étant normalisé, son total devrait s'additionner pour donner l'unité.

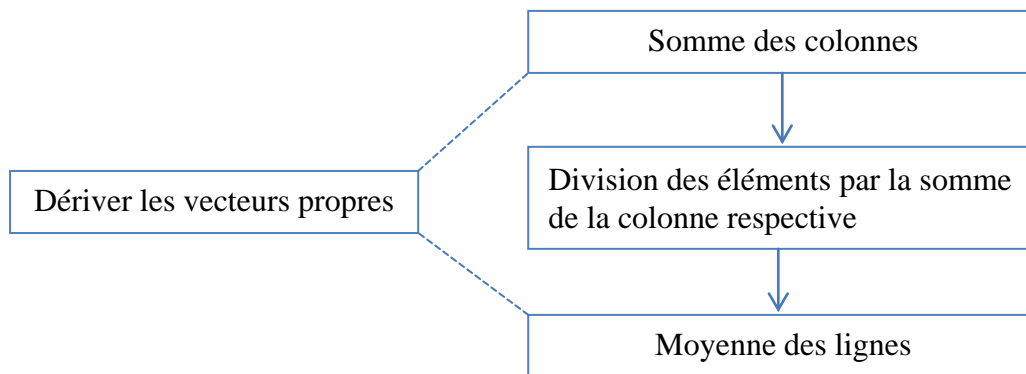


Figure (IV.3) : Étapes pour dériver les vecteurs propres

IV.4.4 Calculer le ratio de cohérence

La méthode AHP permet de mesurer la cohérence des comparaisons et des choix intuitifs faits par le ou les décideurs. À l'intérieur de la famille des méthodes d'analyse multicritère, AHP est la seule méthode qui permet une telle vérification pour s'assurer que les poids relatifs ou priorités ne sont pas dictés arbitrairement ou aléatoirement par le décideur. Une telle procédure n'est pas négligeable puisque même les experts peuvent commettre des erreurs dans les appréciations. Celles-ci peuvent être dues à un manque de concentration ou à de la fatigue mentale dans le processus de décision. Elles peuvent aussi être causées par une mauvaise transcription des résultats dans la matrice de décision. C'est pourquoi la mesure de cohérence est primordiale pour détecter ces types d'erreurs pouvant affecter grandement le résultat de l'analyse finale.

La première étape du calcul de la cohérence globale consiste à prendre la matrice originale, c'est-à-dire celle de l'entrée de données, et de la multiplier par les priorités relatives finales issues de la dernière étape de l'extraction des vecteurs propres.

$$A = \begin{pmatrix} 1 & \frac{w_1}{w_2} & \cdot & \cdot & \frac{w_1}{w_n} \\ \frac{w_2}{w_1} & 1 & \cdot & \cdot & \frac{w_2}{w_n} \\ \cdot & \cdot & 1 & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & 1 & \cdot \\ \frac{w_n}{w_1} & \frac{w_n}{w_2} & \cdot & \cdot & 1 \end{pmatrix} \quad (IV.1)$$

La relation entre les poids W_i et les jugements a_{ij} est donnée $a_{ij} = \frac{w_j}{w_i}$ et qui conduit à la nouvelle matrice de consistance suivante :

$$A = \begin{pmatrix} 1 & a_{12} & \cdot & \cdot & a_{1n} \\ \frac{1}{a_{12}} & 1 & \cdot & \cdot & a_{2n} \\ \cdot & \cdot & 1 & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & 1 & \cdot \\ \frac{1}{a_{1n}} & \frac{1}{a_{2n}} & \cdot & \cdot & 1 \end{pmatrix} \quad (IV.2)$$

La deuxième étape consiste à calculer la somme des valeurs sur les lignes de la nouvelle matrice obtenue. Troisièmement, le total de chacune des lignes sera divisé respectivement par la valeur du vecteur de priorité qui lui est associée. En quatrième lieu, il suffit de calculer la moyenne des valeurs obtenues à l'étape précédente. Le résultat de ce calcul est représenté par λ_{max} donné comme suit :

$$\lambda_{max} = \sum_{j=1}^n a_{ij} \frac{w_j}{w_i} \quad (IV.3)$$

À ce stade du développement de la méthode, l'indice de cohérence (IC) se calcule selon la formule suivante :

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (IV.4)$$

Où n est le nombre de facteurs représentés dans la hiérarchie et représentant l'ordre de la matrice. Une fois cet indice calculé, on détermine l'indice de cohérence aléatoire (ICA) à partir du tableau (IV-2) en fonction de n .

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ICA	0	0	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Tableau (IV.2) : Indices de cohérence aléatoire (échelle de Saaty)

Finalement, le ratio de cohérence (RC) final s'obtient en divisant l'indice de cohérence (IC) par l'indice de cohérence aléatoire (ICA).

$$RC = \frac{IC}{ICA} \quad (IV.5)$$

Ainsi, on récapitule les étapes de calcul des ratios de cohérence dans l'organigramme de la figure (IV-4)

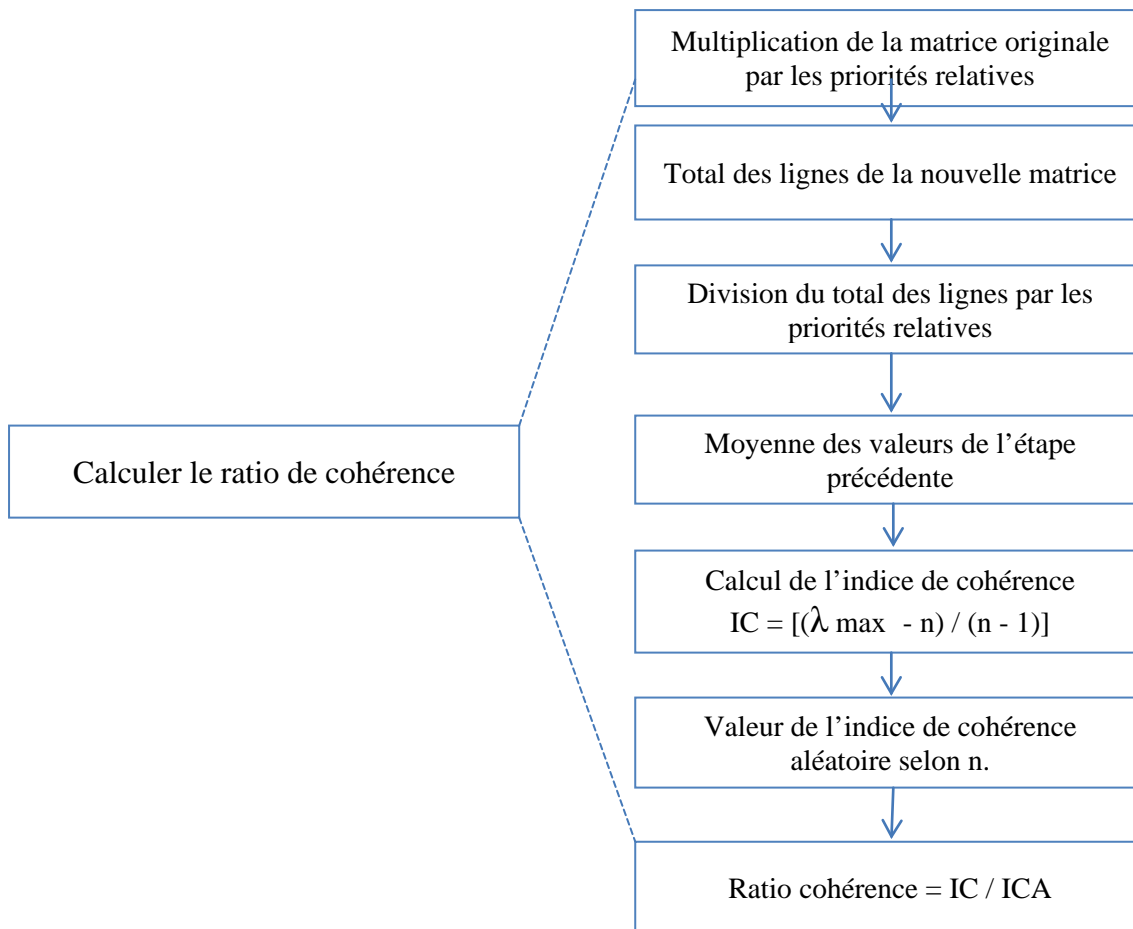


Figure (IV.4) Étapes pour calculer le ratio de cohérence

La consistance des jugements est validé selon un seuil exprimé en pourcentage tel que proposé par SAATY (Voir Tableau (IV-3)). Lorsque le ratio de cohérence dépasse ce seuil, on considère que les jugements sont trop aléatoires. Il faut alors réviser l'analyse afin de parfaire les jugements et ainsi, obtenir un ratio de cohérence final qui soit acceptable

taille de la matrice	3	4	5 et +
RC acceptable	0.05	0.08	0.10

Tableau (IV.3) : Ratios de cohérence acceptables [33]

IV.4.5 Établir les priorités finales

L'étape finale consiste à distribuer les poids relatifs pour chacun des niveaux de la hiérarchie afin de pouvoir calculer les priorités d'ensemble. Lorsque la hiérarchie compte trois niveaux ou plus, les priorités des options sont dites globales et se calculent en multipliant les priorités locales d'un groupe de facteurs par le pourcentage attribué à la catégorie parente. De cette façon, on obtient des priorités globales pour l'ensemble de la hiérarchie ainsi qu'un ordre de préférence relative des options analysées.

IV.5 Etude de cas

Dans cette étude de cas, On vise à déterminer la meilleure technologie d'énergie pour répondre aux exigences du développement durable. Pour cela, nous avons utilisé la méthode AHP afin de faire une sélection parmi les quatre alternatives suivantes :

- Energies fossiles ;
- Energie photovoltaïque ;
- Energie éolienne ;
- Energie nucléaire.

IV.5.1 Détermination des critères et des sous critères

Cette tâche est généralement réservée aux experts qui attribuent des poids et qui définissent une feuille de route aidant les managers du réseau à prendre la moins mauvaise décision. On distingue quatre critères principaux relatant les indicateurs du développement durable.

Critère 1 : Aspects techniques

- Maturité de la technologie (MT)
- Capacité de production (CP)
- Fiabilité (R)
- Sécurité (Sec)

Critère 2 : Aspects économiques

- Coût d'investissement (CI)
- Coût d'exploitation et de maintenance (CEM)
- Durée de vie (DV)
- Temps de retour d'investissement (TR)

Critère 3 : Aspects environnementaux

- Emission de CO2 (CO2)
- Impacts écosystème (IE)

Critère 4 : Aspects sociétaux

- Acceptabilité social (AS)
- Bénéfice social (BS)

IV.5.2 Construction de la hiérarchie

L'objectif attendu est de produire le kWh le plus optimal pour le consommateur, en considérant quatre alternatives possibles en termes de technologies et de sources, en tenant compte des critères relatifs aux indicateurs de développement durable, comme synthétisé sur la figure (IV-5).

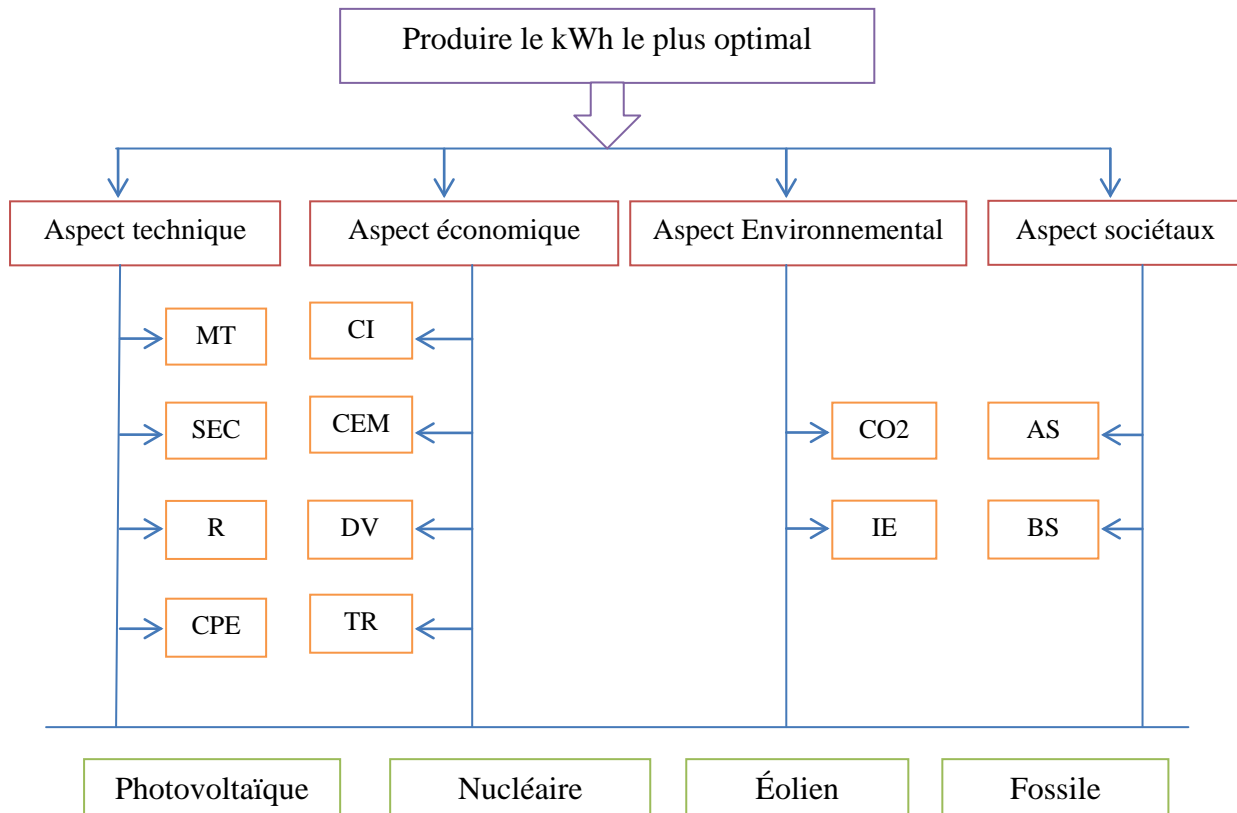


Figure (IV.5) : Construction de la hiérarchie

IV.5.3 Comparaison des critères

Cette opération consiste à comparer par paires les quatre critères par rapport à l'objectif fixé.

	Technique	Economique	Environnemental	Social	Priorités
Technique	1	1/3	1/5	1/6	0.0576
Economique	3	1	1/6	1/5	0.0997
Environnemental	5	6	1	1/2	0.3490
Social	6	5	2	1	0.4936
	$\lambda \max = 4.22$	IC = 0.0748	RC = 0.0831		

Tableau (IV.4) : Comparaisons des critères

Les deux aspects économique et environnemental sont censés être les deux éléments essentiels du développement durable et la satisfaction du besoin en électricité d'une manière optimal.

IV.5.4 Comparaison des sous-critères

	MT	CP	R	SEC	Priorités
MT	1	3	1/4	1/5	0.1130
CP	1/3	1	1/5	1/6	0.0589
R	4	5	1	1/2	0.3228
SEC	5	6	2	1	0.5053
	$\lambda_{\max} = 4.13$	IC = 0.0441	RC = 0.049		

Tableau (IV.5) : Comparaisons des sous-critères techniques

	CI	CEM	DV	TR	Priorités
CI	1	1/3	1/5	1/3	0.0797
CEM	3	1	1/3	1/3	0.1568
DV	5	3	1	1	0.4061
TR	3	3	1	1	0.3574
	$\lambda_{\max} = 4.11$	IC = 0.0385	CR = 0.0428		

Tableau (IV.6) : Comparaisons des sous-critères économiques

	CO2	IE	Priorités
CO2	1	1/3	0.250
IE	3	1	0.750
	$\lambda_{\max} = 2$	IC = 0	RC = /

Tableau (IV.7) : Comparaisons des sous-critères environnementaux

	AS	BS	Priorités
AS	1	1/5	0.1667
BS	5	1	0.8333
	$\lambda_{\max} = 2$	IC = 0	RC = /

Tableau (IV.8) : Comparaisons des sous-critères sociétaux

IV.5.5 Comparaison des alternatives par rapport aux sous-critères

1. Par rapport à la maturité de la technologie

	PV	Nucléaire	Eolien	Fossile	Priorités
PV	1	1/6	1/3	1/8	0.0474
Nucléaire	6	1	5	1/3	0.2918
Eolien	3	1/5	1	1/6	0.0923
Fossile	8	3	6	1	0.568
	$\lambda_{\max} = 4.19$	IC = 0.0634	RC = 0.0704		

Tableau (IV.9) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous-critères

2. Par rapport à la capacité de production

	PV	Nucléaire	Eolien	Fossile	Priorités
PV	1	1/7	3	1/6	0.0817
Nucléaire	7	1	8	3	0.5688
Eolien	1/3	1/8	1	1/7	0.0439
Fossile	6	1/3	7	1	0.3056
	$\lambda_{\max} = 4.23$	IC = 0.0774	RC = 0.0860		

Tableau (IV.10) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous-critères

3. Par rapport à la fiabilité

	PV	Nucléaire	Eolien	Fossile	Priorités
PV	1	6	5	6	0.6445
Nucléaire	1/6	1	1/2	1	0.0945
Eolien	1/5	2	1	2	0.1664
Fossile	1/6	1	1/2	1	0.0945
	$\lambda_{\max} = 4.03$	IC = 0.0109	RC = 0.0121		

Tableau (IV.11) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous-critères

4. Par rapport à la sécurité

	PV	Nucléaire	Eolien	Fossile	Priorités
PV	1	9	5	7	0.6436
Nucléaire	1/9	1	1/6	1/3	0.0428
Eolien	1/5	1/6	1	4	0.2261
Fossile	1/7	1/3	1/4	1	0.0874
	$\lambda \text{ max} = 4.23$	IC = 0.0799	RC = 0.0887		

Tableau (IV.12) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous-critères

5. Par rapport au coût d'investissement

	PV	Nucléaire	Eolien	Fossile	Priorités
PV	1	2	1/3	1/5	0.1103
Nucléaire	1/2	1	1/4	1/6	0.0693
Eolien	3	4	1	1/3	0.2581
Fossile	5	6	3	1	0.5622
	$\lambda \text{ max} = 4.07$	IC = 0.0263	RC = 0.0292		

Tableau (IV.13) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous-critères

6. Par rapport aux coûts d'exploitation et de maintenance

	PV	Nucléaire	Eolien	Fossile	Priorités
PV	1	7	3	8	0.5860
Nucléaire	1/7	1	1/5	3	0.0881
Eolien	1/3	5	1	5	0.2766
Fossile	1/8	1/3	1/5	1	0.0492
	$\lambda \text{ max} = 4.19$	IC = 0.0661	RC = 0.0734		

Tableau (IV.14) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous-critères

7. Par rapport à la durée de vie

	PV	Nucléaire	Eolien	Fossile	Priorités
PV	1	1/4	3	1/3	0.1343
Nucléaire	4	1	5	3	0.5287
Eolien	1/3	1/5	1	1/4	0.0683
Fossile	3	1/3	4	1	0.2687
	$\lambda \max = 4.18$	IC = 0.0602	RC = 0.0669		

Tableau (IV.15) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous-critères

8. Par rapport au temps de retour d'investissement

	PV	Nucléaire	Eolien	Fossile	Priorités
PV	1	1/6	1/2	1/5	0.0641
Nucléaire	6	1	5	3	0.5492
Eolien	2	1/5	1	1/4	0.1003
Fossile	5	1/3	4	1	0.2865
	$\lambda \max = 4.13$	IC = 0.0441	RC = 0.0490		

Tableau (IV.16) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous-critères

9. Par rapport aux émissions de CO2

	PV	Nucléaire	Eolien	Fossile	Priorités
PV	1	1/3	1/2	6	0.1821
Nucléaire	3	1	2	8	0.4792
Eolien	2	1/2	1	7	0.2962
Fossile	1/6	1/8	1/7	1	0.0425
	$\lambda \max = 4.08$	IC = 0.0283	RC = 0.0314		

Tableau (IV.17) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous-critères

10. Par rapport à l'écosystème

	PV	Nucléaire	Eolien	Fossile	Priorités
PV	1	9	5	7	0.6489
Nucléaire	1/9	1	1/5	1/3	0.0452
Eolien	1/5	5	1	4	0.2178
Fossile	1/7	3	1/4	1	0.0881
	$\lambda \text{ max} = 4.23$	IC = 0.0771	RC = 0.0857		

Tableau (IV.18) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous-critères

11. Par rapport à l'acceptabilité sociale

	PV	Nucléaire	Eolien	Fossile	Priorités
PV	1	9	4	7	0.6201
Nucléaire	1/9	1	1/6	1/4	0.0406
Eolien	1/4	6	1	4	0.2436
Fossile	1/7	4	1/4	1	0.0957
	$\lambda \text{ max} = 4.24$	IC = 0.0829	RC = 0.0921		

Tableau (IV.19) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous-critères

12. Par rapport au bénéfice sociétal

	PV	Nucléaire	Eolien	Fossile	Priorités
PV	1	9	4	7	0.6136
Nucléaire	1/9	1	1/6	1/2	0.0478
Eolien	1/4	6	1	6	0.2667
Fossile	1/7	2	1/6	1	0.0719
	$\lambda \text{ max} = 4.2$	IC = 0.0672	RC = 0.0747		

Tableau (IV.20) : Comparaisons des alternatives par rapport aux sous-critères

IV.6 Synthèse des résultats

Après avoir effectués toutes les comparaisons par paires, nous avons obtenus les résultats regroupés dans le tableau (IV.21). Nous déduisons que l'énergie photovoltaïque a remporté la plus haute priorité, suivie par l'énergie éolienne. Cela justifié le potentiel que peuvent apportés les EnR dans le développement durable.

Poids des critères	Technique				Economique				Environnemental		Social		
	0.0 576	0.0 576	0.0 576	0.0 576	0.0 997	0.0 997	0.0 997	0.0 997	0.34 90	0.34 90	0.4 936	0.4 936	
Poids des sous critères	MT	CP	R	SE C	CI	CE M	DV	TR	CO 2	IE	AS	BS	
	0.1 130	0.0 589	0.3 228	0.5 053	0.0 797	0.1 568	0.4 061	0.3 574	0.25 0	0.75 0	0.1 667	0.8 333	
photovoltaïque	0.0 474	0.0 817	0.6 445	0.6 436	0.1 103	0.5 860	0.1 343	0.0 641	0.18 21	0.64 89	0.6 201	0.6 136	0.5 382
Nucléaire	0.2 918	0.5 688	0.0 945	0.0 428	0.0 693	0.0 881	0.5 287	0.5 492	0.47 92	0.04 52	0.0 406	0.0 478	0.1 264
Eolien	0.0 923	0.0 439	0.1 664	0.2 261	0.2 581	0.2 766	0.0 683	0.1 003	0.29 62	0.21 78	0.2 436	0.2 667	0.2 357
fossile	0.5 68	0.3 056	0.0 945	0.0 874	0.5 622	0.0 492	0.2 687	0.2 865	0.04 25	0.08 81	0.0 957	0.0 719	0.0 996

Tableau (IV.21) Synthèses des résultats

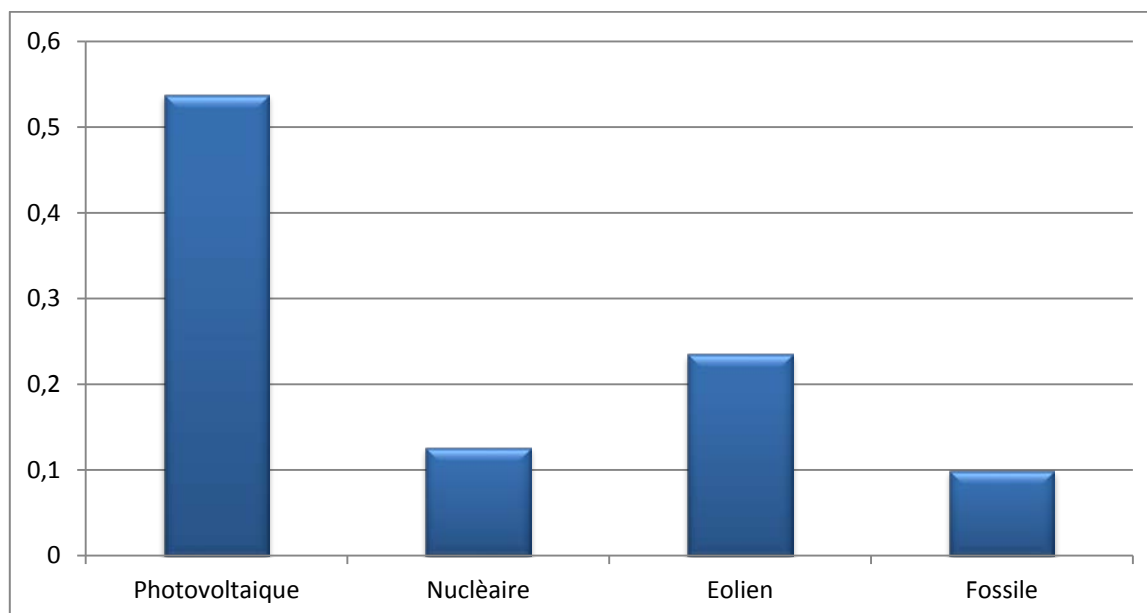


Figure (IV.6) Histogramme de priorités des alternatives

IV.7 Critères de décisions inspirés de la théorie des jeux

Pour répondre aux différents protocoles visant à réduire les émissions des gaz à effet de serre, certains pays misent sur la production d'électricité à base d'énergies renouvelables en donnant la possibilité aux citoyens de s'impliquer et d'investir dans une production décentralisée. Cependant, la décision d'investissement est par nature un pari sur l'avenir. C'est un engagement durable qui a un impact important sur le système de production de l'entreprise. Cette dimension temporelle est importante car ce « pari » comporte des risques et peut avoir des conséquences à plus ou moins long terme sur la firme. Lorsqu'il s'agit d'investissement dans une innovation comme les installations photovoltaïques, la décision est encore plus délicate. En effet, ces investissements se caractérisent par des aléas du point de vue des caractéristiques de la technologie et du risque économique. Ainsi, les décisions d'investissement sont prises dans un environnement caractérisé par la présence d'une forte incertitude.

La théorie des jeux se propose d'étudier des situations (appelées « jeux ») où des individus (les « joueurs ») prennent des décisions, chacun étant conscient que le résultat de son propre choix (ses « gains ») dépend des circonstances externes. Un grand nombre de critères de décision face à l'incertitude ont été développés. Nous limitons notre proposition aux critères économiques suivants : Maxi-max, Wald, Laplace-Bayes, Hurwitz et Savage.

IV.7.1 Développement des critères de décision dans un avenir incertain

IV.7.1.1 Critère optimiste – MAXI-MAX

Le critère de MAXI-MAX maximise la plus grande performance c'est-à-dire qu'on choisit pour chaque stratégie le résultat le plus favorable et choisir le projet associé au meilleur de ces résultats, ce critère est optimiste puisqu'il laisse espérer le profit maximum. Mais il peut être assorti du risque maximum car il ne tient pas compte des pertes éventuelles associées au projet dans le cadre des autres scénarios.

C'est le critère de l'investisseur optimiste, non averse au risque, qui privilégie le gain au détriment de la sécurité autrement dit c'est un choix offensif

- Fonction de valorisation

On détermine le résultat maximum que peut reporter chaque action, cette fonction est formulée sur la base du critère coût désigné par la variable V_{ij} .

$$Z_{MM} = \max_i \max_j V_{ij} \quad (IV.6)$$

IV.7.1.2 Critère pessimiste de Wald – MAXI-MIN

Avec ce critère on cherche à maximiser les performances les plus faibles c'est-à-dire qu'on maximise le résultat minimum obtenu pour chaque projet. D'un autre côté, ce critère nous permet de juger chaque projet sur la base de l'état qui lui est le plus défavorable.

Il caractérise l'investisseur pessimiste ou prudent et averse au risque, qui limite le risque et privilégie la sécurité.

- Fonction de valorisation

Déterminer le résultat minimum que peut rapporter chaque action :

$$Z_{Mm} = \max_i \min_j V_{ij} \quad (IV.7)$$

IV.7.1.3 Critère de LAPLACE

Le critère de LAPLACE se base sur la maximisation de la moyenne des performances, pour cela on calcule pour chaque projet la moyenne (ou l'espérance mathématique) des performances conditionnelles et on choisit celui qui fournit la moyenne la plus élevée. Aussi ce critère se base sur l'hypothèse qui stipule que les états de nature envisagés sont équiprobables c'est-à-dire que la pondération est uniforme pour les différents états de nature. Cette affectation des probabilités aux différents résultats fait sortir le critère de LAPLACE du cadre strict de l'avenir totalement incertain.

- Fonction de valorisation

$$Z_L = \min_i \frac{1}{n} \sum_j V_{ij} \quad (IV.8)$$

IV.7.1.4 Critère de HURWICZ - Utilisation d'un Indice d'optimisme

Ce critère maximise la somme pondérée de la meilleure et de la plus mauvaise performance. Pour cela on définit un degré de pessimisme « α » (« α » est compris entre 0 et 1) et un degré d'optimisme « $1 - \alpha$ » en suite, pour chaque projet on sélectionne le pire et le meilleur des résultats. Dans le but de calculer dans une troisième étape la combinaison linéaire de ces performances en pondérant le pire des résultats par le coefficient de pessimisme « α » et le meilleur résultat par le coefficient d'optimisme « $1 - \alpha$ ». Donc le critère de HURWICZ consiste alors à maximiser cette combinaison linéaire

- Fonction de valorisation Z_H

Déterminer une fonction prenant en compte le pire des résultats avec la probabilité α et le meilleur résultat avec la probabilité $(1 - \alpha)$

$$Z_H = \min_i [\alpha \cdot \max_j (V_{ij}) + (1 - \alpha) \cdot \min_j (V_{ij})] \quad (IV.9)$$

IV.7.1.5 Critère de SAVAGE - critère des regrets ou Minimax des regrets

Ce critère est basé sur la minimisation du regret maximal que pourrait entraîner un mauvais choix. Ainsi, l'utilisation du critère de SAVAGE nécessite la construction d'une nouvelle matrice que nous appelons la matrice des regrets conditionnels. Dans le but de choisir le projet qui minimise le regret maximum.

Le regret (ou manque à gagner) est la différence entre la performance maximale pouvant être obtenue dans le cadre d'un scénario donné et celle qui est obtenue pour ce même scénario contenu de la décision retenue

- Fonction de valorisation

$$Z_{mM} = \min_i \max_j V_{ij} \quad (\text{IV.10})$$

IV.7.2 Application dans la décision d'installation photovoltaïque

En Europe, les particuliers sont encouragés à produire de l'énergie propre avec un soutien conséquent des appareils de l'état. Une réglementation est en vigueur quant à la quantité d'énergie produite ainsi que sa tarification variant en fonction de la taille de l'installation. On note que les petites installations sont encouragées créant ainsi une production décentralisée.

IV.7.2.1 Coûts des installations photovoltaïques et des bénéfices

Le prix du matériel dépend principalement de la taille du système. Le tableau (IV-22) donne un ordre de grandeur des prix « matériel + pose », en €/Wc. Pour comparer les prix d'une installation photovoltaïque, il vaut mieux raisonner en puissance crête des panneaux et non pas en m² car en fonction de la technologie de panneaux choisie, la surface peut varier pour une même puissance. Dans le tableau (IV-22) sont donnés les revenus sur 20 ans d'exploitation. Quant aux bénéfices sur investissements, ils sont récapitulés dans le tableau (IV-23).

Taille de l'installation	coûts (€)
Installation 9kWc	24192.74
Installation 36kWc	74025.92
Installation 100kWc	178453.5
Installation 1MWc	1265537

Tableau (IV.22) : Coûts des installations photovoltaïque

Taille de l'installation	η fort	η moyen	η faible
Installation 9kWc	65558.74 (€)	46822.74 (€)	37436.74 (€)
Installation 36kWc	133738.92 (€)	95527.92 (€)	76422.92 (€)
Installation 100kWc	352845.5 (€)	252032.5 (€)	201626.5 (€)
Installation 1MWc	1880480 (€)	1343200 (€)	1074560 (€)

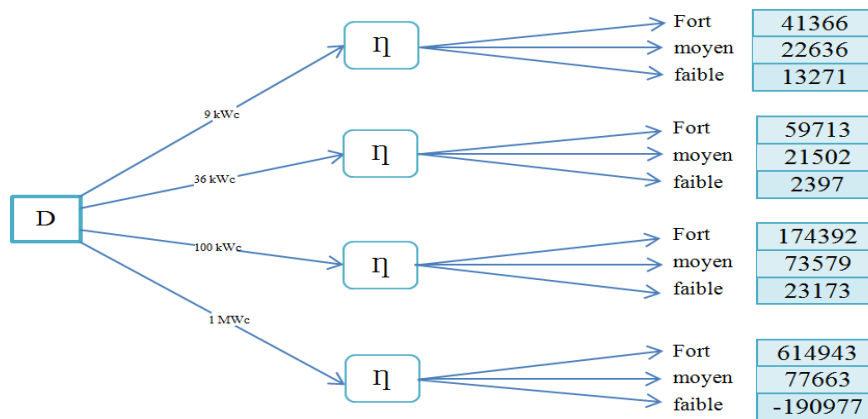
Tableau (IV.23) : Revenus sur 20 ans

η Installation	Fort	Moyen	Faible
Installation 9kWc	41366 (€)	22636 (€)	13271 (€)
Installation 36kWc	59713 (€)	21502 (€)	2397 (€)
Installation 100kWc	174392 (€)	73579 (€)	23173 (€)
Installation 1MWc	614943 (€)	77663 (€)	-190977 (€)

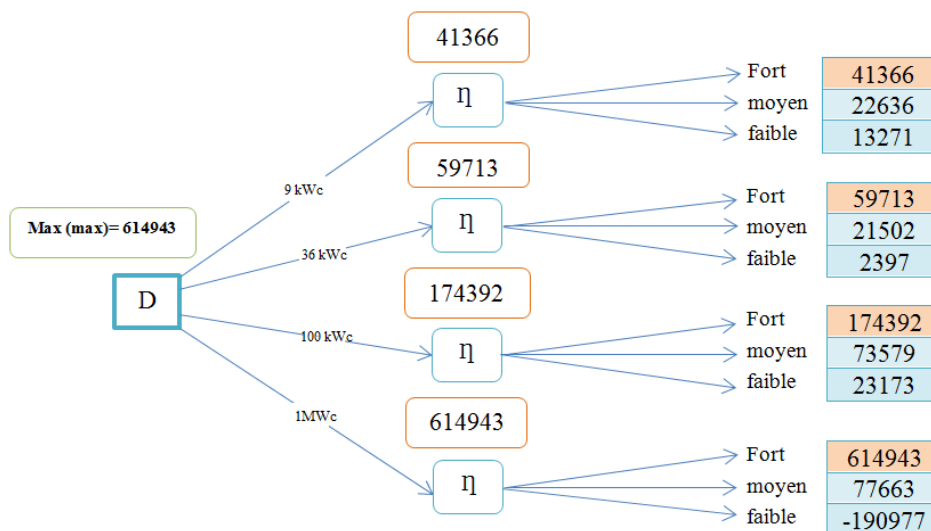
Tableau (IV.24) : Bénéfices des investissements selon le rendement

IV.7.3 Arbre de décision

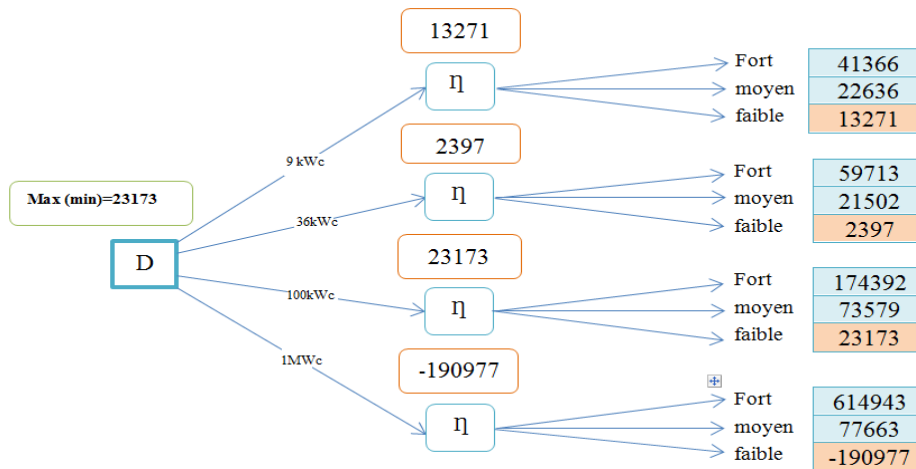
Les résultats regroupés dans le tableau (IV-24) sont des éléments de la matrice de décision qui nous permet d'établir un arbre de décision selon le critère économique que nous retenons par ceux que nous avons développé ci-dessus.



a) Critère optimiste - MAXIMAX



b) Critère pessimiste de Wald – MAXIMIN

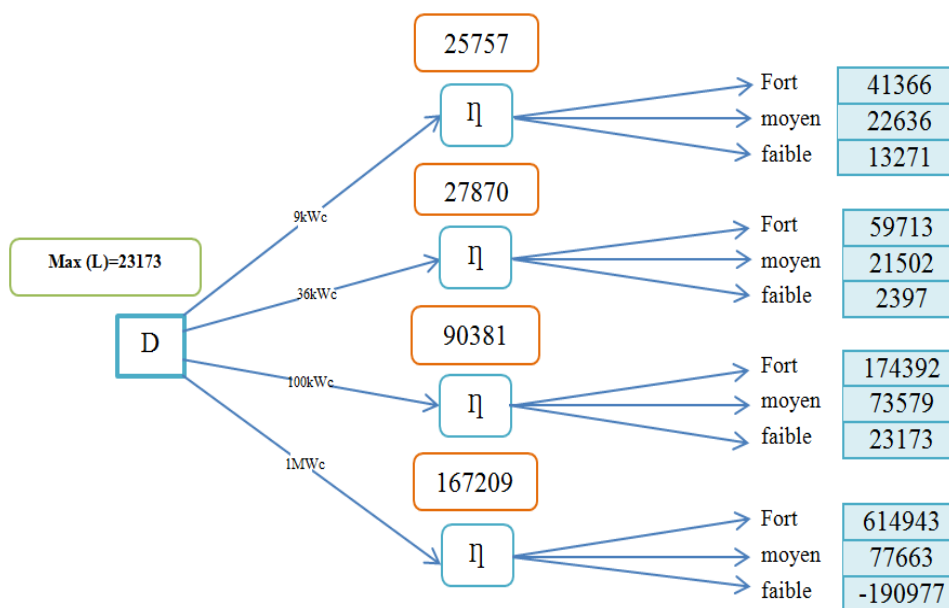


c) Critère de LAPLACE

Matrice des moyennes

η / Décision	Fort	Moyen	Faible	L
Installation 9kWc	41366 (€)	22636 (€)	13271 (€)	25757
Installation 36kWc	59713 (€)	21502 (€)	2397 (€)	27870
Installation 100kWc	174392 (€)	73579 (€)	23173 (€)	90381
Installation 1MWc	614943 (€)	77663 (€)	-190977 (€)	167209

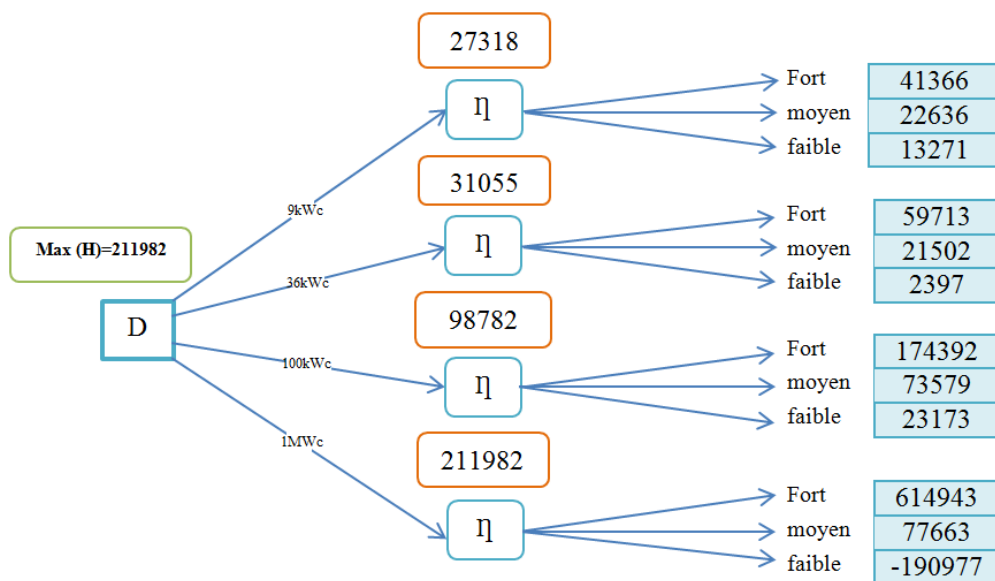
Tableau (IV.25) : matrice des moyennes



d) Critère de HURWICZ - Utilisation d'un Indice d'optimisme

η Décision	Fort	Moyen	Faible	H
Installation 9kWc	41366 (€)	22636 (€)	13271 (€)	27318
Installation 36kWc	59713 (€)	21502 (€)	2397 (€)	31055
Installation 100kWc	174392 (€)	73579 (€)	23173 (€)	98782
Installation 1MWc	614943 (€)	77663 (€)	-190977 (€)	211982

Tableau (IV.26) : matrice des regrets

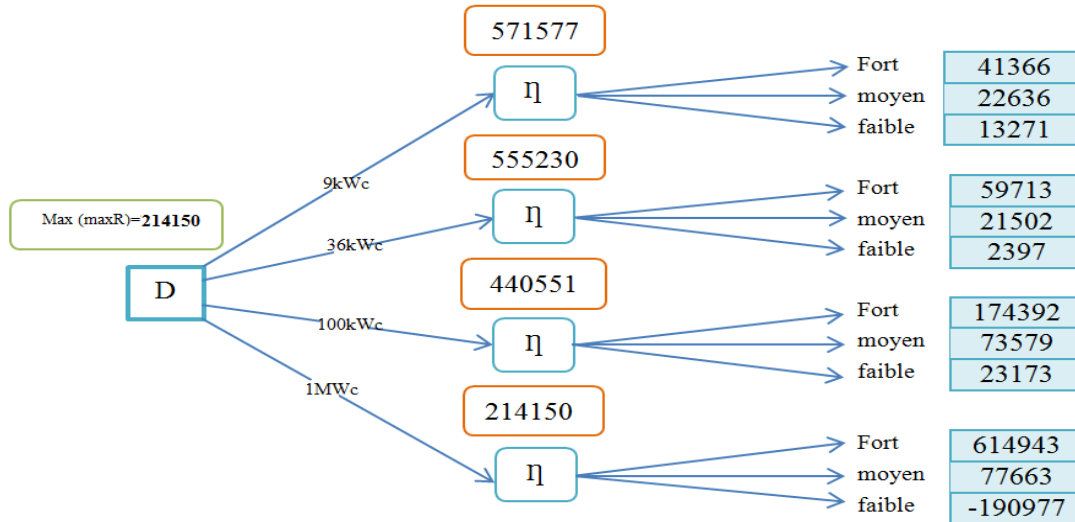


e) Critère de SAVAGE - critère des regrets ou Minimax des regrets :

Matrice des regrets

η Décision	Fort	Moyen	Faible
Installation 9kWc	571577	55027	9902
Installation 36kWc	555230	56161	20776
Installation 100kWc	440551	4084	0
Installation 1MWc	0	0	214150

Tableau (IV.27) : matrice des regrets



IV.7.4 Comparaison des critères pour traiter l'incertitude

Décision	Maximax	Wald	Savage	Laplace	Hurwicz	Somme des rangs
Installation 9kWc	4	2	4	4	4	18
Installation 36kWc	3	3	3	3	3	18
Installation 100kWc	2	1	2	2	2	9
Installation 1MWc	1	4	1	1	1	8

Tableau (IV.28) : Comparaison des critères pour traiter l'incertitude

De la somme des rangs, en déduit le classement suivant :

1. Investissement dans l'installation 1MWc.
2. Investissement dans l'installation 100kWc.
3. Investissement dans l'installation 9kWc ou 36kWc.

Conclusion

Les avancées technologiques ont montré que les sources d'énergie renouvelables en particulier le photovoltaïque, pourraient apporter une contribution significative à la durabilité environnemental, économique et sociétale. Compte tenu des besoins futurs, l'étude effectuée a porté sur la détermination de la meilleure combinaison entre la technologie et la source d'énergie pour produire le kWh le plus optimal. Une sélection parmi quatre alternatives d'énergie a été réalisée en utilisant la méthode multicritères d'aide à la décision AHP. Après avoir effectué les comparaisons par paire entre les critères et les sous-critères, les résultats de l'analyse suggèrent que l'énergie photovoltaïque est la meilleure alternative d'énergie pour répondre à l'objectif fixé. Le classement des autres solutions de rechange en ordre croissant est l'éolien, le nucléaire et les énergies fossiles. En outre, l'évaluation des critères indique que les effets environnementaux et sociétaux sont les plus importants dans ce genre de sélection de technologie. L'avantage de cette méthode reste dans l'analyse de la sensibilité issue de priorités accordées aux critères. Si un gestionnaire n'est pas en mesure d'appliquer les recommandations, il peut agir sur les poids des critères. Les critères de décision économique dans un avenir incertain ont été abordés et traitent de la thématique d'investissement et des bénéfices des sources de photovoltaïque tout en considérant les encouragements des Etats pour développer les énergies propres.

Dans un futur travail, il serait judicieux de traiter la thématique de l'électricité durable en combinant les deux approches traitées séparément dans ce travail. Car la méthode AHP est un processus transparent qui prend en considération les avis des experts dans la décision des managers, d'une part et les critères économiques à avenir incertain interprètent aisément les attitudes des managers et les réactions des consommateurs par rapport aux décisions prises.

Conclusion générale

L'importance croissante des questions environnementales a conduit à une accélération de l'arrivée des énergies renouvelables dans les systèmes électriques. Ces dernières se distinguent des moyens de production conventionnels par leur taille relativement petite (d'où leur intégrations importante dans les réseaux de distribution), la variabilité de leurs énergies primaires et les technologies utilisées. Outre la mutation des systèmes électriques de leur structure traditionnelle vers une structure décentralisée, les énergies renouvelables (en particulier l'éolien et le photovoltaïque) ont des impacts locaux et globaux sur le système électrique qui peuvent déstabiliser le bon fonctionnement de ce dernier.

Dans ce mémoire, nous avons abordé la question de l'insertion de la production distribuée à base des énergies renouvelables dans les réseaux électriques, et nous avons traité des questions relatives aux futurs modèles de ces réseaux et leurs choix d'investissement face aux incertitudes liées à l'émergence et à l'intégration des technologies intelligentes (comptage avancés, gestion active de la demande, effacements de charges, stockage...).

Dans ce travail nous avons montré que les nouvelles technologies d'informations et de communications joueront un rôle crucial dans l'infrastructure des réseaux intelligent, en apportant des fonctionnalités qui permettent de fournir des nouveaux services comme la gestion intelligente des bâtiments et maîtrise de l'énergie, services de sécurisation et de surveillance et l'intégration du véhicule électrique dans de meilleurs conditions.

Nous avons souligné l'importance d'une étude technico-économique pour une meilleure connaissance de la structure des coûts et des gains de chacune catégories d'acteurs afin de garantir un optimum technico-économique pour l'ensemble du système. Nous avons pu valoriser à l'aide de la méthode analyse coûts-bénéfices, les gains apportés par la vente d'énergies photovoltaïque, l'installation des compteurs intelligents et l'automatisation des réseaux de distribution. Il on ressort de remarquer des gains en investissement pour une période donnée grâce aux coûts amortis par les smart grids.

Enfin, comme toute aventure technologique, les smart grids offriront un gisement d'évolution technologique et sociétal dont on ne peut aujourd'hui mesurer toute la richesse : transfert technologique vers d'autres secteurs (domotique, logistique, domaine applicatif de l'intelligence artificielle) et catalyse d'évolution comportementale et sociétale. Ce potentiel devra être préservé par une prise en compte équilibré des enjeux et des acteurs, une gestion efficace et pragmatique d'un point de vue économique et industriel et qui ne devra pas perdre de vue la nécessité de mode de fonctionnement coopératif et les objectifs humains, sociétaux et environnementaux qui sont particuliers au domaine de l'énergie en général et à celui de l'électricité en particulier.

Références bibliographiques

- [1] PETIBON Stéphane, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », thèse de doctorat TOULOUSE III, janvier 2009.
- [2] EPIA 'Association d'industrie européenne du photovoltaïque', «Évolution de la puissance photovoltaïque mondiale», Rapport 2013.
- [3] Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie, « Le dérèglement climatique; Les gaz à effet de serre », Rapport, 2011
- [4] <http://www.futura-sciences.com>, «durée de vie d'un panneau solaire», Septembre 2010.
- [5] <http://www.edfenr.com>, « photovoltaïque et aides locales», décembre 2013.
- [6] <http://www.edf.com>, « tarif d'achat d'énergie photovoltaïque», décembre 2013.
- [7] Herman BAYEM , « Apport des méthodes probabilistes aux études d'insertion des énergies renouvelables dans les système électrique», thèse de doctorat novembre 2009.
- [8] Slootweg, «Modelling and Impact on Power System Dynamics», thesis from the Technical University of Delft, 2005.
- [9] Sabonnadière J.C, HadjSaid N, « les systèmes électriques de l'avenir : les smart grids » revue REE, janvier 2010.
- [10] Alcimed, « énergies/Smart grid », rapport, 7 avril 2011.
- [11] DALKIA, «L'agrégateur : un nouveau métier pour le marché électrique», <http://www.smartgrids-cre.fr>.
- [12] Rune Gustavsson ,Christophe Andrieu; Miguel « Top 13 :Interdependencies of Critical Infrastructures ». Toulouse. Août 2004.
- [13] Miguel Fontela, CRIS Workshop on Power System Blackouts, 3-5 May, Lund, Sweden. Intervention sur l'amélioration de la communication entre opérateurs.
- [14] VICKREY W.S, «Responsive Pricing of Public Utility Services», Bell Journal of Economics, Vol.2, p. 337-346.
- [15] ITO K, «Do consumers respond to marginal or average price ? Evidence from nonlinear electricity pricing», Energy Institute at Haas Berkeley, 2012.
- [16] FARUQUI A, WOOD L, «Quantifying the Benefits Of Dynamic Pricing In the Mass Market», the Brattle Group. Prepared for Edison Electric Institute, janvier 2008.

- [17] Corzine C .HUSTON, « intelligent scheduling of hybride and electric vehicle storage capacity in a parking lot for profit maximization in grid power transactions», Missouri university, 2008.
- [18] Membre du groupe technique DKE, « Smart meter block diagram », Allemagne, novembre 2012.
- [19] Klopfert, Frédéric « L'apport des compteurs intelligents à une consommation plus durable de l'électricité», mémoire de fin d'étude, 2010.
- [20] Kim Paananen « Information security Smart Grid demonstration environmeny », Master of Science thesis, Tampere University og technology, fabruary 2012.
- [21] Commission International d'Electrotechnique « feuille de route pour la normalisation du compteur intelligent », octobre 2012.
- [22] Eurelectric, « Regulation for smart grids », février 2011.
- [23] Valerié Meunier, Eric Mardesden « Benefit-cost analysis: decision support for industrial safety», guide méthodologique, 2009.
- [24] Medjoudj Rabah, « calcul et évaluation de la fiabilité d'un réseau électrique urbain », Bejaia Décembre, 1994.
- [25] U.S. Department of the Treasury Resource Center, «Daily Treasury Yield Curve Rates (Long Term) », accessed on december 21, 2013.
- [26] Harvey Kaiser, «Capital Renewal and Deferred Maintenance Programs» APPA Body of Knowledge, 2009.
- [27] SCC SmartGrid consumer collaborative, «Synthesis of research on Smart Grid benefits and costs», October 8, 2013.
- [28] Caty WEREY, Unité Mixte de Recherche Cemagref-Engées en Gestion des Services Publics.
- [29] Saaty, «The Analytic Hierarchy Process». McGraw-Hill, New York, NY, 287 pages, 1980.
- [30] Liang, W-Y, «The analytic hierarchy process in project evaluation», International Journal, vol. 10, no 5, p. 445- 456, 2003.
- [31] Saaty, T. L, « Décider face à la complexité : une approche analytique multicritère d'aide à la décision ». Entreprise moderne d'édition, Paris, 231 pages, 1984.
- [32] Cheng et Li, « AHP: An approach to determine measures for business performance». Measuring Business Excellence, vol. 5, no 3, p. 30-36, 2001.
- [33] Saaty, T. L, « How to make a decision: The Analytic Hierarchy Process» Interfaces, vol. 24, no 6, p. 19-43,1994.