



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



Mention : GENIE ELECTRIQUE

*Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du Diplôme de Master II à visée de recherche
en Ingénierie des systèmes électriques et développement durable*

CONTRIBUTION A LA
MODELISATION D'UNE
ARCHITECTURE DE
MICRO-RESEAU INTELLIGENT A
COURANT CONTINU A BASE DE
CONVERTISSEURS COMMANDÉS
EN MODE GLISSANT

Présenté et soutenu par :

RABARISOA RIRIVA Miharisoa Faniry

Directeur de mémoire :

Mr RANDRIAMITANTSOA Paul Auguste
Professeur Titulaire

Date de soutenance : 01/10/20

Promotion 2018



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



Mention : GENIE ELECTRIQUE

*Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du Diplôme de Master II à visée de recherche
en Ingénierie des systèmes électriques et développement durable*

**CONTRIBUTION A LA
MODELISATION D'UNE
ARCHITECTURE DE
MICRO-RESEAU INTELLIGENT A
COURANT CONTINU A BASE DE
CONVERTISSEURS COMMANDÉS
EN MODE GLISSANT**

Présenté et soutenu par :

RABARISOA RIRIVA Miharisoa Faniry

Membres du Jury :

Pr ANDRIANAHARISON Yvon – Président du Jury

Pr RANDRIAMITANTSOA Paul Auguste – Directeur de mémoire

Dr RAMAROZATOVO Vonjy

Dr RANDRIAMORA Edmond

Dr RABENJARIVelo Patrice

Date de soutenance : 01/10/20

Promotion 2018

Teny fisaorana

Mialoha ny zava-drehetra dia tiako ny maneho fisaorana an'Andriamanitra nanome saina sy fanahy ary hery sy fahasalamana ahy nahatontosana ity asa fikarohana ity.

Manaraka izany, ny loharano hono niteraka ny ony ary ny hazo no vanon-ko lakana dia ny tany naniriany no tsara. Koa raisiko ho voninahitra lehibe ny ahafahako :

Misaotra an-Andriamatoa Profesora ANDRIANAHARISON Yvon mpitarika ny asa fikarohana ao amin'ny sampana « Ingénierie des Systèmes Électriques et Développement Durable », izay nanaiky ny anaovako ity asa fikarohana ity sy hitarika ireo mpitsara azy.

Sitraka sy telina ihany koa no ateriko ho an-Andriamatoa Profesora RANDRIAMITANTSOA Paul Auguste izay tsy nitandro hasasarana nitarika sy nanoro lalana nandritra ireo fikarohana natao.

Isaorako eram-po, eran-tsaina ihany koa

- *Andriamatoa Dokotera RAMAROTATOVO Vonjy izay sady ,
tompon'andraikitra voalohany ao amin'ny sampampianarana « Génie
Electrique » ary mpampianatra nanabe.*
- *Andriamatoa Dokotera RABENJARIVELO Patrice*
- *Andriamatoa Dokotera RANDRIAMORA Edmond*

Izay samy nanaiky hitsara ity asam-pikarohana ity.

Tsy azo dinganina Andriamatoa RAKOTOSAONA Rijalalaina, talen'ny sekoly ambony Politeknika sy ireo mpampianatra mpikaroka rehetra izay namolavola hatrany am-piandohana ka nahatrarako izao tanjona izao.

Farany dia fisaorana feno ihany koa no atolotro ireo ray aman-dreniko, mpiray tampo sy ny vady aman-janany avy ary ireo namana rehetra nankahery sy nanampy nandritr'izay asa fikarohana izay.

Andriamanitra loharanom-pahasoavana anie omba anareo rehetra tsy misy an-kanavaka ka hahaleo sy hahalasana, ho ambin-java manasatra, ho lavitry ny rofy ary tsy ho very rariny sy hihoty soa hatrany.

Table des matières

Teny fisaorana.....	ii
Table des matières.....	ii
Notations.....	v
Liste des tableaux et des figures	xv
Introduction générale :.....	1
Chapitre 1 – Etat de l’art sur les réseaux intelligents	3
1.1 Principales motivations pour le développement des solutions pour réseaux intelligents :.....	3
1.1.1 Contexte générale et Définition :.....	3
1.1.2 Historique et évolution du concept de SG :.....	5
1.1.3 Problématiques sur les réseaux de Transmissions et de distributions :.....	7
1.2 Les enjeux de la transition vers un réseau plus intelligent :.....	9
1.2.1 Les facteurs favorables :.....	9
1.2.2 Les caractéristiques des réseaux intelligents :.....	10
1.2.3 Les principaux acteurs du réseau intelligent :.....	11
1.2.4 Les avantages d’un réseau intelligent :.....	13
1.3 Développement et intégration des technologies SG :.....	13
1.3.1 Intégration sur le plan mondial :	13
1.3.2 Les freins sur le déploiement des SG :	16
1.3.3 Les défis techniques imposés aux industries de l’électricité :	18
1.3.4 Les smartgrid multi-énergies et les cogénérations :.....	21
1.4 Architecture des SG :	22
1.4.1 Modèle d’architecture suivant trois axes :	22
1.4.2 La couche des composantes physiques :	23
1.4.3 Architecture du réseau de communication :.....	25
1.4.4 Les protocoles de communication :.....	28
1.5 Productions décentralisées et Micro-réseaux :.....	30
1.5.1 Défis techniques dans le secteur de l’énergie renouvelable :	30
1.5.2 Le concept de micro-réseaux :	33
1.5.3 Architectures et différents types de MG :	34
1.6 Applications et avancées technologiques :.....	36
1.6.1 Le DMS et le TMS :.....	36
1.6.2 Avancées technologiques sur le matériel utilisé sur les réseaux T&D :.....	39
1.6.3 Intégration des véhicules électriques :	44
1.6.4 Intégration des entreprises et cybersécurité :.....	45

1.7 Conclusion Chapitre 1 :	48
Chapitre 2 : Transition technologique vers les applications à courant continu.....	49
2.1 Les principaux facteurs de la transition technologique vers les applications à courant continu : ...	49
2.1.1 Contexte général et caractéristiques des réseaux électriques existant :	49
2.1.2 Les étapes de la transition vers les réseaux DC :	50
2.1.3 Défis de la transition vers le DC :	52
2.1.4 Avantages du réseau DC :	52
2.2 Caractéristiques des réseaux DC :	55
2.2.1 Classification des réseaux DC :	55
2.2.2 Les réseaux HVDC :	57
2.2.3 Les réseaux LVDC :	58
2.2.4 Les réseaux MVDC :	61
2.3 Technologies des convertisseurs utilisés dans un réseau DC :	63
2.3.1 Les convertisseur AC/DC :	63
2.3.2 Les convertisseurs DC/DC :	67
2.3.3 Les convertisseurs DC/AC :	72
2.4 Harmoniques dans les réseaux DC :	75
2.4.1 Généralités sur les courants harmoniques :	75
2.4.2 Les effets de harmoniques sur le réseau de distribution :	76
2.4.3 Techniques de filtrage des harmoniques :	79
2.5 Intégration des énergies renouvelables dans un réseau DC :	82
2.5.1 Les turbines éoliennes :	82
2.5.2 Les technologies de conversion solaires photovoltaïques :	88
2.5.3 Les technologies de stockage de l'énergie :	90
2.6 Conclusion Chapitre 2 :	96
Chapitre 3 – Gestion intelligente de l'énergie dans un micro-réseau à courant continu.....	97
3.1 Principales fonctionnalités typiques dans la gestion des sources d'énergies et des charges :	97
3.1.1 Architecture en pair à pair dans un réseau de voisinage :	97
3.1.2 Gestion intelligente des sources et des charges pour une application résidentielle :	100
3.1.3 Modèle de gestion intelligente de l'énergie généralisée avec sources et charges dans un réseau de voisinage :	102
3.2 Algorithme de la gestion intelligente de l'énergie dans une application résidentielle :	110
3.2.1 Caractéristiques principales de l'algorithme :	110
3.2.2 Initialisation des données :	110
3.2.3 Algorithme du programme de calcul de la répartition de puissance dans une application résidentielle intelligente :	116

3.3	Techniques de transmission de l'information dans un environnement intelligent :	122
3.3.1	Les principes des compteurs intelligents :	122
3.3.2	Les technologies de communication utilisées dans un environnement intelligent : ..	129
3.3.3	Architecture des appareils électroniques intelligents utilisés dans un micro-réseau de voisinage et dans une application résidentielle :	136
3.4	Conclusion Chapitre 3 :	144
Chapitre 4 – Simulation d'un convertisseur DC-DC en demi-pont commandé en mode glissant et de l'algorithme de gestion de l'énergie		145
4.1	Caractéristiques des circuits typiques rencontrés dans les réseaux résidentiels :	145
4.1.1	Caractéristiques des charges et technologies DC :	145
4.1.2	Caractéristiques des circuits et normes appliquées en basse tension :	148
4.1.3	Technologies et standards de communications compatibles DC :	151
4.2	Méthodologie de commande des convertisseurs DC-DC :	155
4.2.1	Choix du convertisseur DC-DC :	155
4.2.2	Modélisation des convertisseurs commandés par modulation de la largeur de l'impulsion :	156
4.2.3	Dimensionnement du contrôleur hystérétique en mode glissant :	162
4.3	Simulations et Résultats :	166
4.3.1	Simulation 1 : Modèle du convertisseur en demi-pont avec contrôleur hystérétique en mode glissant :	166
4.3.2	Simulation 2 : Commande d'un convertisseur DC-DC placé en amont d'un circuit alimentant plusieurs charges communicantes et branchées de façon asynchrone	172
4.3.3	Simulation 3 : Vérification de l'algorithme de gestion intelligente de l'énergie :	181
4.4	Discussions :	188
4.4.1	Interprétations des résultats :	188
4.4.2	Extensions et futurs travaux :	196
4.5	Conclusion Chapitre 4 :	202
Conclusion Générale :		204
Annexe 1 : Les 10 nations ayant le plus investis dans les technologies SG en 2010		207
Annexe 2 : Les sept couches du modèle OSI [10]		209
Annexe 3 : Caractéristiques des différentes technologies de communications utilisées dans un NAN		210
Annexe 4 : Brochage d'une prise USB Type-C		212
Annexe 5 : Modélisation des sous-systèmes utilisés dans les modèles du convertisseur DC-DC en demi-pont et du contrôleur en mode glissant		213
Annexe 6 : Extrait du code MATLAB utilisé pour la Simulation 3		215
Références :		220

Notations

1. Minuscules latines :

cap_i	Capacité de l'unité de stockage i
$con_k(t)$	Etat de connectivité du groupe électrogène identifié par k
$con4(t)$	Etat de connectivité du MG avec le réseau de distribution public
$comp(t)$	Etat de connectivité du MG avec un prosomateur
f_0	Fréquence de resonance
f_1	Fréquence du courant fondamental
f_i	Fréquence caractéristique interharmonique
$g_k(t)$	Puissance fournie par un groupe électrogène identifié par k
$i_1(t), \dots, i_7(t)$	Courants harmoniques : fondamentale $i_1(t), \dots$, harmonique de rang 7.
i_D, i_L	Intensité du courant à travers la diode, à travers l'inductance...
i_{in}	Intensité du courant à l'entrée d'un convertisseur
i_o	Intensité du courant à l'entrée d'un convertisseur
$i_{total}(t)$	Courant distordu par les composantes harmoniques
k_i^{SOC}	Facteur d'état de charge de l'unité de stockage i pour le calcul de dimensionnement optimal des systèmes de stockages d'énergies
kg	Kilogramme
km	Kilomètre
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kVDC	Kilovolt Direct Current
m_{air}	Masse d'air
n	Nombre de spires de l'enroulement primaire d'un transformateur (en per unit)
ns	Nanoseconde
$p_k(t)$	Puissance instantanée produite par une source identifiée par k .
$q_k(t)$	Puissance instantanée absorbée par une charge identifiée par k
$qp_k(t)$	Puissance instantanée absorbée par une charge située dans le réseau d'un client P2P identifiée par k
$qp_{i,min}(t)$	Quota de puissance minimale exigée par un client P2P identifié par i
r_0	Résistivité du matériau
r_{Cin}, r_{Cout}	Résistance équivalente des condensateurs C_{in} et C_{out}

r_{DS}	Résistance interne d'un transistor
r_L	Résistance équivalente d'une inductance L
r_{T1}, r_{T2}	Résistances des enroulements primaire et secondaire d'un transformateur
$s(x, t)$	Surface de glissement
$sign(.)$	Fonction signum (signe)
u_{AC}	Tension alternative monophasée à l'entrée ou à la sortie d'un convertisseur AC/DC ou DC/AC
$u_{AC,LV}$	Tension alternative côté basse tension d'un convertisseur
$u_{AC,MV}$	Tension alternative côté moyenne tension d'un convertisseur
$u(t)$	Entrée de commande
$u_{eq}(t)$	Commande équivalente
$u_i(t)$	Commande binaire validant l'alimentation d'une charge i à l'instant t
$up_i(t)$	Commande binaire validant l'alimentation d'une charge i située dans le réseau d'un client P2P à l'instant t
v	Vitesse du vent absorbé balayant les pales d'une turbine éolienne
v_C	Tension aux bornes du condensateur à la sortie des convertisseurs AC/DC
v_L	Tension aux bornes d'une inductance.
v_o	Tension à la sortie d'un convertisseur
$x(t)$	Variable d'état
$\dot{x}(t)$	Dérivée de la variable d'état $x(t)$
$x_k(t)$	Paramètre d'état d'un nœud identifié par k
$xp_k(t)$	Paramètre d'état d'un nœud situé dans le réseau du client P2P identifié par k
$x_{max}(t)$	Valeur de seuil maximal de $x_k(t)$ à alimenter
$x1_{max}(t)$	Valeur de seuil maximal de $xp_k(t)$ à alimenter

2. Majuscules latines :

A	Ampère
A_{air}	Aire balayée par les pales d'une turbine éolienne
A_s	Aire couverte par les panneaux solaires d'une installation solaire PV
C, C_1, C_2	Condensateur (notation générale)
C_a, C_b, C_c	Condensateurs des filtres LC à la sortie d'un onduleur triphasé.
Cd	Cadmium
C_i	Coût par unité de puissance de l'unité de stockage i

C_o	Capacité de sortie d'un transistor
C_p	Coefficient spécifique permettant d'établir la correspondance entre la puissance de vent et la puissance électrique d'une turbine éolienne donnée
$Char_i(t)$	Indicateur binaire signalant que la batterie i peut être chargée
D	Cycle de service des commutateurs (usage général)
$D1, D2, D3 \dots$	Diodes
D_1, D_2	Cycles de service des commutateurs S1 et S2
$Dech_i(t)$	Indicateur binaire signalant que la batterie i peut être déchargée.
E_{Di}	Densité d'énergie de l'unité de stockage i .
E_{req}	Energie requise
$E_{ub,i}$	Energie limite supérieure du $i^{ème}$ élément de stockage
$G(t)$	Rayonnement solaire reçu par unité de surface
Gbps	Gigabits par seconde
E	Force électromotrice
E_k	Energie cinétique général
F	Farad
H	Henry
Hz	Hertz
I	Intensité du courant (usage général)
I_{dc}	Intensité de courant à la sortie d'un convertisseur AC/DC
I_{in}	Intensité du courant à l'entrée du convertisseur DC/D
I_{maxn}	Amplitude des courants harmoniques de rang n
I_{out}	Intensité du courant à la sortie du convertisseur DC/DC
I_{ph}	Intensité de courant produite par une cellule photovoltaïque
J	Moment d'inertie de la masse autour de l'axe de rotation
$K_{convert}$	Gain proportionnel équivalent au convertisseur
L, L_1, L_2	Inductance (notation générale)
L_a, L_b, L_c	Inductances de lissage
L_{arm}	Inductance d'un bras d'un convertisseur MMC
Li	Lithium
Mbps	Mégabits par seconde
MW	Mégawatt
M_{IDC}	Fonction de transfert en courant du convertisseur DC/DC

M_p	Pourcentage du premier dépassement dans un système régulé
M_{VDC}	Fonction de transfert en tension du convertisseur DC/DC
N_{init}	Nombre de charge initial par période d'observation sur le MG
Ni	Nickel
$N_k(t)$	Vecteur nœud
$P_1(t), P_2(t), P_3(t), P_4(t)$	Puissances totales des sources de priorités P1, P2, P3, P4
P_{bus}	Puissance disponible sur le bus DC
$P_{cumul,i}$	Puissance cumulée de i charges
$P_{cha_i}(t)$	Puissance maximale de chargement d'une batterie i
P_{Di}	Densité de puissance de l'unité de stockage i .
P_{Diode}	Perte dans une diode
$P_{deb_i}(t)$	Consigne de puissance maximale pouvant être débitée par la batterie i
$P_{élec}$	Puissance électrique d'une turbine éolienne
$P_{exp}(t)$	Puissance totale exportée vers le réseau de distribution public
$P_{Gén_i}(t)$	Puissance produite par le générateur i .
$P_{i,j}(t)$	Puissance en provenance d'une source de priorité P_i destinée à alimenter une charge de priorité Q_j
$P_{imp}(t)$	Puissance totale importée en provenance du réseau de distribution public
P_{LS}	Total des pertes au niveau d'un convertisseur DC-DC
P_{out}	Puissance disponible à la sortie d'un convertisseur DC-DC
$P_{p_{4,i}}(t)$	Puissance importée en provenance d'une source P2P destinée à alimenter les charges de priorités i .
$P_{r_{C_{in}}}, P_{r_{C_{out}}}$	Pertes dans les résistances équivalentes des condensateurs C_{in} et C_{out}
P_{ref}	Consigne de puissance active dans une boucle de réglage de la puissance active
$P_{r_{DS}}$	Pertes de conduction dans les transistors
P_{req}	Puissance requise
P_{r_L}	Pertes dans l'inductance du filtre RL
$P_{r_{T1}}, P_{r_{T2}}$	Pertes résistives dans les enroulements d'un transformateur
$P_s(t)$	Puissance électrique produite par une installation solaire PV
P_{sw}	Pertes de commutation dans les transistors
P_{vent}	Puissance mécanique du vent actionnant une turbine éolienne
$P_{ub,i}$	Puissance limite supérieure du $i^{ème}$ élément de stockage

Q	Sous-ensemble des charges dont les besoins énergétiques sont supportés par les sources
Q^c	Complémentaire de Q dans l'ensemble des charges
$Q_1(t), Q_2(t), Q_3(t)$	Puissances requises pour alimenter les charges de priorités Q_1, Q_2, Q_3 .
$Q_{Chaj}(t)$	Puissance absorbée par une charge j .
Q_{ref}	Consigne de puissance réactive dans une boucle de réglage de la puissance réactive
R_1, \dots, R_p	Résistance (notation générale)
R_{arm}	Résistance d'un bras d'un convertisseur MMC
R_i	Fréquence de remplacement en 20 ans de l'unité de stockage i .
R_F	Résistance caractéristique d'une diode
R_{ld}	Résistance des charges à la sortie du convertisseur DC/DC
S	Section de câbles
$S1, S2, S3 \dots$	Commutateurs (autres notations : $Q_1, Q_2, Q_3 \dots$)
SM_1, \dots, SM_N	Sous-Modules d'un convertisseur MMC
$SOC_i(t)$	Etat de charge de la batterie i
T	Couple d'entraînement d'un générateur dans une installation éolienne
T_s	Constante de temps
$U_{dc, LV}$	Tension continue côté basse tension d'un convertisseur
$U_{dc, MV}$	Tension continue côté moyenne tension d'un convertisseur
V_a, V_b, V_c	Tensions simples à l'entrée d'un convertisseur AC/DC triphasé.
VAC	Volt Alternating Current
V_{air}	Volume d'air absorbé par les pales d'une turbine éolienne
V_{dc} ou U_{dc}	Différence de potentiels à la sortie ou à l'entrée d'un convertisseur AC/DC, DC/DC, DC/AC.
V_{dc}^-	Potentiel du pôle négatif à la sortie d'un convertisseur AC/DC
V_{dc}^+	Potentiel du pôle positif à la sortie d'un convertisseur AC/DC
VDC	Volt Direct Current
V_F	Tension de seuil d'une diode
V_{in}	Tension à l'entrée du convertisseur DC/DC
V_{ip}	Signal de sortie du circuit de protection
V_{out}	Tension à la sortie du convertisseur DC/DC
V_{ref}	Consigne de tension dans une boucle de réglage de tension

W	Watt
W_i	Masse de l'élément de stockage i.
Wh	Wattheure
Z	Impédance

3. Minuscules grecques :

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$	Paramètres du contrôleur en mode glissant
β	Angle d'inclinaison des pales d'une éolienne
$\delta_3, \delta_5, \delta_7, \delta_n$	Déphasage des harmoniques de rangs 3, 5, 7, n par rapport au courant fondamental
ζ	Facteur d'amortissement
$\eta_{convert}$	Rendement du convertisseur
η_i	Coefficient d'efficacité de l'unité de stockage i
η_s	Rendement des panneaux solaires PV
λ	Rapport pointe/vitesse d'une turbine éolienne
ρ	Densité d'air
$\rho(x, t)$	Paramètre d'incertitude
τ	Durée Moyenne de l'impulsion de gâchette sur une période T
ω	Pulsation propre d'une grandeur sinusoïdale
ω_n	Pulsation propre d'un système de second ordre
ω_r	Vitesse de rotation angulaire d'une turbine éolienne

4. Majuscules grecques :

$\Delta p_{gic}(t), \Delta p_{ccj}(t)$	Pertes sur les lignes reliant les convertisseurs avec les sources/charges
Δt	Pas de calcul
ΔU	Chute de tension

5. Notations spéciales :

&	Opérateur « adresse de » (pointeur)
*	Opérateur « contenu de » (pointeur)
♣	Début de démonstration
◆	Fin de démonstration
∈	Appartenant à
\mathbb{R}	Ensemble des nombres réels

.	Fonction valeur absolue
$\begin{bmatrix} \blacksquare \\ \blacksquare \\ \blacksquare \end{bmatrix}$	Vecteur tridimensionnel

6. Abréviations :

4PPoE	4-Pair Power over Ethernet
6LowPAN	IPv6 over Low-Power Wireless Personal Area Networks
AC ou CA	Courant alternatif
ADC	Analog to Digital Converters
AMI	Advanced Measuring Infrastructure
B2B	Back-to-Back
BAN (1)	Backhaul Access Network
BAN (2)	Business/Building Area Network
BES, BESS	Battery Energy Storage (System)
BJT	Bipolar Junction Transistor
BT ou LV	Basse Tension ou Low Voltage
CAES	Compressed-air Energy Storage
CAN	Controller Area Network
CEI ou IEC	Commission Electrotechnique Internationale
CIM	Customer Information Management
CIS	Customer Information System
CMTU	Charge Time Measurement Unit
CoAP	Constrained Application Protocol
CPL	Courants Porteurs en Ligne
CRM	Customer Relationship Management
CSC	Convertible Series Compensator
DA	Distributes Automation
DAS	Data Acquisition Systems
DC ou CC	Courant continu
DFIG	Double Fed Induction Generator
DMS	Distribution Management System
DOD	Depth Of Discharge
DR	Demand Response
DSL	Digital Subscriber Line
DSP	Digital Signal Processor
DSM	Demand Side Management
EAI	Enterprise Application Integration
EAM	Enterprise Asset Management
EAN	Extended Area Network
EBI	External Bus Interface
EDLC	Electrochemical Double Layer Capacitor
EHVDC	Extra-High Voltage Direct Current
EII	Enterprise Information Integration

EMS	Energy Management System
ERP	Entreprise Ressource Planning
ESB	Entreprise Service Bus
ES ou ESS	Energy Storage (System)
EV ou VE	Electric Vehicle (Voitures Electriques)
FACTS	Flexible AC Transmission System
FAN	Field Area Network
FEP	Front End Processor (Processeurs Frontaux)
FES	Flywheel Energy Storage
FFA	Field Force Automation
FPGA	Field-programmable Gate Array
FSC	Fixed Series Compensation
FTTH	Fiber To The Home
G2V	Grid-to-Vehicle
GES	Gaz à Effet de Serre
GIS	Geographic Information System
GPFC	Grid Power Flow Controller
GPS	Global Positioning System
GSM	Global System for Mobile Communications
GTL	Gaine Technique Logement
GTO	Gate Turn-Off Thyristor
HAN	Home Area Network
Hist	History
HT ou HV	Haute Tension ou High Voltage
HTS	High Temperature Superconductors
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
I ² C	Inter-Integrated Circuit
IAN	Industrial Area Network
IC	Input Capture
IED	Intelligent Electronic Device
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor bipolaire à grille isolée)
IHM	Interface Homme-Machine
IoT	Internet Of Things
IP	Internet Protocol
IPFC	Interphase Power Flow Controller
LC	Local Controller
LCC	Line-Commutated Converter
LDT	Long-distance Transmission
LED	Light-Emitting Diode (Diode Electroluminescente)
LVDC	Low Voltage Direct Current
MAN	Metropolitan Area Network
MCT	MOS Controlled Thyristor

MDM	Meter Data Management
MG	Microgrid (Micro-réseaux)
MGCC	Microgrid Central Controller
MIMO	Multiple Input Multiple Output
MLI ou PWM	Modulation de la largeur de l'impulsion (Pulse-width Modulation)
MMC	Modular Multilevel Converter
MOSFET	Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor (Transistor à effet de champ à structure métal-oxyde-semiconducteur)
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MT ou MV	Moyenne Tension ou Middle Voltage
MTDC	Multi-Terminal Direct Current
MVDC	Medium-Voltage Direct Current
MWFM	Mobile Workforce Management
NAN	Neighborhood Area Network (Réseau de voisinage)
NoSQL	Not Only SQL
NPC	Neutral Point Clamped
NTIC	Nouvelles Technologies de l'information et de la communication.
NTP	Network Time Protocol
OC	Output Compare
OHL	Overhead Line
OMS	Outage Management System
OSI	Open Systems Interconnect
P2P	Peer-to-peer
PDC	Phasor Data Concentrator
PED	Production d'électricité décentralisée
PHES	Pumped Heat Energy Storage
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle
PMP	Parallel Master Port
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PMU	Phase Measurement Unit
PoE	Power Over Ethernet
PTP	Precision Time Protocol
PV	Photovoltaïque
QR Code	Quick Response Code
RAM	Random Access Memory
RFID	Radio Frequency Identification
ROM	Read Only Memory
RTDB	Real Time Data Base
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator
SCR	Silicon Controlled Rectifier
SG	Smart Grid
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage

SOA	Service Oriented Architecture
SOC	State Of Charge
SOH	State Of Health
SMC	Sliding Mode Control
SMS	Short Message Service
SPI	Serial Peripheral Interface
SQI	Serial Quad Interface
SQL	Structured Query Language
SSSC	Static Synchronous Series Controller
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static VAR Compensator
TCP	Transmission Control Protocol
TCPST	Thyristor-Controlled Series Compensator
TCSC	Thyristor-Controlled Series Compensator
THD	Total Harmonic Distortion
TMS	Transmission Management System
TPSC	Thyristor-Protected Series Compensation
TRL	Technology Readiness Level
T&D	Transmission et Distribution
UART	Universal Asynchronous Receiver Transmitter
UC	Ultra-condensateur
UDP	User Datagram Protocol
UHVDC	Ultra-High Voltage Direct Current
UPFC	Unified Power Flow Controller
URI	Uniform Ressource Identifier
URL	Uniform Resource Locator
USB-C	Universal Serial Bus (Type C)
V2G	Vehicle-to-Grid
VAR	Volt-Ampère Reactive
VDI	Voix Données Images
VLAN	Virtual LAN (Réseau Local Virtuel)
VoIP	Voice Over IP
VRB	Vanadium Redox (Flow) Battery
VSI	Voltage Source Inverter
VSC	Voltage Source Converter
WAC	Wide Area Control
WAMPAC	Wide Area Monitoring, Protection And Control
WAM	Wide Area Monitoring
WAN	Wide Area Network
WAP	Wide Area Protection
WiMAX	World Interoperability for Microwave Access
WLAN	Wireless Local Area Network
XML	Extensible Markup Language

Liste des tableaux et des figures

Liste des tableaux :

Tableau 1- 1 : Comparaisons entre réseaux traditionnels et SG	11
Tableau 1- 2 : Les caractéristiques d'un SG.....	12
Tableau 1- 3 : Protocoles de communication utilisés dans un SG	29
Tableau 1- 4 : Les différents types de dispositifs FACTS et les paramètres contrôlés.....	40
Tableau 1- 5 : Caractéristiques des câbles supraconducteurs 1G et 2G.....	43
Tableau 2 - 1 : Les défis de la transition vers le DC.....	53
Tableau 2 - 2 : Application du DC dans un LVDC	54
Tableau 2 - 3 : Valeurs des pertes en fonction de la longueur sur les lignes HVDC et HVAC	58
Tableau 2 - 4 : Caractéristiques des commutateurs utilisés dans les convertisseurs.....	71
Tableau 2 - 5 : Comparaison entre les différentes technologies de stockages pouvant être raccordés à un réseau LVDC.....	92
Tableau 2 - 6 : Densités de puissance et d'énergie des systèmes de stockages.....	94
Tableau 2 - 7 : Caractéristiques des dispositifs de stockages durant leur durée de vie	95
Tableau 3- 1 : Caractéristiques des nœuds et variables traitées par l'algorithme de gestion intelligente de l'énergie.....	111
Tableau 4- 1 : Caractéristiques d'utilisation et compatibilité avec les réseaux DC des appareils utilisés dans un réseau résidentiel.....	146
Tableau 4- 2 : Caractéristiques des principaux circuits rencontrés dans un réseau résidentiel.....	148
Tableau 4- 3 : Longueur des circuits DC pour une tension de 12 V	149
Tableau 4- 4 : Longueur des circuits DC pour une tension de 24 V	149
Tableau 4- 5 : Longueur des circuits DC pour une tension de 48 V	150
Tableau 4- 6 : Caractéristiques des principaux convertisseurs DC-DC.....	155
Tableau 4- 7 : Caractéristiques d'utilisation des charges pour la Simulation 2	173
Tableau 4- 8 : Données Simulation 3 - Quotas et coûts relatifs dans le cas d'un abonnement à un prosomateur.....	181
Tableau 4- 9 : Données Simulation 3 - Caractéristiques des infrastructures de production d'électricité utilisées par le prosomateur.....	181
Tableau 4- 10 : Données Simulation 3 - Caractéristiques des charges utilisées durant une période de 24 heures	183
Tableau 4- 11 : Bilan énergétique des différents scénarios de la simulation 3.....	188
Tableau 4- 12 : Les pertes du convertisseur DC-DC demi-pont	192
Tableau 4- 13 : Récapitulatif des coûts et des taux de satisfactions des charges pour les différents scénarios de la simulation 3.....	195

Liste des figures :

Figure 1- 1 : Evolution des réseaux de T&D d'électricité	5
Figure 1- 2 : Transport de l'énergie des producteurs vers les clients finaux.	7
Figure 1- 3 : Les différents acteurs en interaction dans un SG.	13
Figure 1- 4 : Les avantages des SGs	14
Figure 1- 5 : Les zones d'applications technologiques dans un SG	18
Figure 1- 6 : Cadre technologique d'un SG.....	19
Figure 1- 7 : Plan Smart grid	23
Figure 1- 8 : Architecture d'un SG sur trois axes.....	24
Figure 1- 9 : Architecture d'une sous-station intelligente.....	25
Figure 1- 10 : Architecture de communication dans un SG.....	26
Figure 1- 11 : Architecture et technologies de communication utilisées dans les réseaux HAN, NAN et WAN.....	28
Figure 1- 12 : Applications des technologies de stockage.....	32
Figure 1- 13 : Architecture d'un MG à courant continu.....	35
Figure 1- 14 : Architecture d'une sous-station SCADA	37
Figure 1- 15 : Configurations typiques des dispositifs FACTS.....	39
Figure 1- 16 : Station de conversion HVDC classique.....	41
Figure 1- 17 : Configuration typique des conducteurs HTS.....	42
Figure 1- 18 : Architecture d'intégration des VE dans un SG	44
Figure 1- 19 : Architecture d'intégration des entreprises dans un SG.....	46
 Figure 2- 1 : Diagramme chronologique de l'histoire du DC.....	51
Figure 2- 2: Classification des réseaux DC	56
Figure 2- 3 : Système de distribution LVDC avec conversion DC/AC pour chaque consommateur connecté	58
Figure 2- 4 : Système de distribution LVDC avec structure de distribution DC en paire à paire et consommation de type AC.....	59
Figure 2- 5 : Structure unipolaire d'une distribution LVDC	60
Figure 2- 6 : Stucture bipolaire d'une distribution LVDC	60
Figure 2- 7 : Réseaux de distribution LVDC avec charges DC aux consommateurs, a) structure unipolaire, b) structure bipolaire.....	61
Figure 2- 8 : Application résidentielle d'un réseau LVDC.....	62
Figure 2- 9 : Applications typiques des réseaux MVDC	62
Figure 2- 10 : Schéma d'un convertisseur LCC avec un pont à six impulsions.....	64
Figure 2- 11 : Convertisseur VSC triphasé à deux niveaux.....	64
Figure 2- 12 : Convertisseur VSC triphasé à trois niveaux	65
Figure 2- 13 : a) Topologie générale d'un convertisseur MMC triphasé, b) Sous-module en demi-pont, c) sous-module en pont complet, d) sous-module en pince double, e) circuit de brassage croisé à cinq niveaux	66
Figure 2- 14 : Les différentes configurations applicables dans les convertisseurs de puissances	69
Figure 2- 15 : Module de conversion DC/DC comprenant une structure NPC demi-pont du côté MT et une structure en pont complet du côté BT.....	70
Figure 2- 16 : Architecture d'un convertisseur DC/DC modulable avec six modules en séries côté MT et associés en série-parallèle côté BT.....	71
Figure 2- 17 : Valeurs limites des paramètres électriques et champs d'application des commutateurs	72

Figure 2- 18 : MLI sinusoïdale pour un onduleur monophasé unipolaire à gauche, bipolaire à droite..	73
Figure 2- 19 : Topologie d'un onduleur de tension monophasé.....	74
Figure 2- 20 : Topologie d'un onduleur triphasé.....	74
Figure 2- 21 : Forme d'onde sinusoïdale distordu par les harmoniques de rang 3, 5 et 7.....	76
Figure 2- 22 : Schéma équivalent et exemples de filtres passifs	80
Figure 2- 23 : Filtre actif monté en shunt	82
Figure 2- 24 : Energie cinétique du vent.....	83
Figure 2- 25 : Topologie d'une machine à induction à double alimentations.....	85
Figure 2- 26 : Exemple de topologie utilisant un générateur synchrone avec engrenage directement connecté au réseau.....	85
Figure 2- 27 : Les différents convertisseurs associés aux PMSG, a) Convertisseur VSC à deux niveaux, b) Convertisseur NPC à trois niveaux, c) Convertisseur boost avec redresseur à diodes	87
Figure 2- 28 : Configuration typique d'un générateur photovoltaïque	89
Figure 2- 29 : Topologie typique d'un micro-réseau DC avec sources PV et stockages par batteries....	90
Figure 2- 30 : Modes opératoires d'un convertisseur Buck-Boost	93
Figure 2- 31 : Convertisseur DC/DC multiports (a) sans design multiport, b) couplage magnétique avec un transformateur à enroulements multiples, c) structure multipoint sous liés).....	94
 Figure 3- 1 : Modèle de configuration d'un MG utilisant l'architecture pair-à-pair	99
Figure 3- 2 : Structure générale de l'algorithme de gestion d'énergie d'une application résidentielle intelligente	113
Figure 3- 3 : Sous-parties de l'algorithme principal et repères utilisés dans les algorithmes de traitements intermédiaires.....	118
Figure 3- 4 : Configurations en fonction des états de connectivités des sources contrôlables	119
Figure 3- 5 : Traitement de la répartition de puissance pour les systèmes de stockages	120
Figure 3- 6 : Traitement de la répartition de puissance interne en provenance des sources de priorités P1 et P3.....	121
Figure 3- 7 : Calcul des puissances importées et exportées.....	122
Figure 3- 8 : Schéma fonctionnel d'un Smart Meter	124
Figure 3- 9 : Structure d'un smart meter typique.....	125
Figure 3- 10 : Schéma de principe d'une bobine de Rogowski munie d'un intégrateur.....	126
Figure 3- 11 : Les différents montages des capteurs à Effet Hall	127
Figure 3- 12 : Principe d'un capteur fluxgate.....	128
Figure 3- 13 : Les systèmes de communications utilisés dans un SG	129
Figure 3- 14 : Comparaison entre les différentes technologies de communication utilisées dans un smartgrid	130
Figure 3- 15 : Les composantes d'un AML centralisé.....	131
Figure 3- 16 : Vision de la 5G.....	132
Figure 3- 17 : Comparaisons entre les protocoles utilisés par l'Internet et l'IoT	134
Figure 3- 18 : Architecture simplifiée des composantes de l'IoT	135
Figure 3- 19 : Chaîne de mesure et de commande de l'alimentation d'un circuit	137
Figure 3- 20 : Diagramme structurel d'un PIC32MZ DA	139
Figure 3- 21 : Caractéristiques du mode MU à partir des ports OCx.....	139
Figure 3- 22 : Références et brochages typiques des capteurs à effet Hall	141
Figure 3- 23 : Exemple de circuit de conditionnement du signal.....	142
Figure 3- 24 : Exemple de circuit de protection typique.....	142
Figure 3- 25 : Circuit d'isolation à base d'optocoupleur TLP550	143
Figure 3- 26 : Circuit de commande typique à base de IR2130.....	143

Figure 4- 1 : Principe du transfert de l'alimentation suivant la norme PoE	152
Figure 4- 2 : Architecture des différents circuits existants dans un micro-réseau DC.....	154
Figure 4- 3 : Les configurations typiques d'un convertisseur DC-DC en demi-pont, a) Avec un redresseur pleine onde, b) Avec un redresseur en pont de Graetz, c) Avec un redresseur en demi-pont.	157
Figure 4- 4 : Schéma-bloc de la boucle de régulation de tension à la sortie du convertisseur	160
Figure 4- 5 : Symbole d'une commande hystérétique.....	163
Figure 4- 6 : Commande hystérétique en mode glissant utilisée pour la commande d'un convertisseur DC-DC utilisant une structure en demi-pont.....	164
Figure 4- 7 : Modèle du convertisseur DC-DC alimentant une charge d'impédance RL.....	167
Figure 4- 8 : Modélisation externe du contrôleur en mode glissant	168
Figure 4- 9 : Modèle du convertisseur DC-DC.....	168
Figure 4- 10 : Modélisation interne du contrôleur en mode glissant.....	169
Figure 4- 11 : Modèle du contrôleur hystérétique.....	169
Figure 4- 12 : Modèle du convertisseur DC-DC commandé à partir des signaux MLI1 et MLI2.....	170
Figure 4- 13 : Acquisition des données utilisées pour le traçage des courbes des résultats 1 à 3.....	170
Figure 4- 14 : Résultat 1 - Tensions et intensités mesurées à la sortie du modèle de convertisseur pour des consignes de tensions de 12V, 24 V et 48 V	171
Figure 4- 15 : Résultat 2 - Courbe d'évolution du cycle de travail pour une consigne de tension égale à 48 [V] et sorties du contrôleur hystérétique en régime permanent	171
Figure 4- 16 : Résultat 3 - Comparaison des tensions à la sortie du modèle de convertisseur (Figure 4- 7) et du circuit d'essai (Figure 4- 12).....	172
Figure 4- 17 : Modèle d'un circuit constitué d'un convertisseur communicant et de 3 charges communicantes	173
Figure 4- 18 : Modèle du convertisseur communicant.....	174
Figure 4- 19 : Modèle d'une charge communicante	174
Figure 4- 20 : Modèle de traitement des trames au niveau du serveur de gestion.....	175
Figure 4- 21 : Modèle de traitement des variables dans le RAM (Impédances et commandes).....	176
Figure 4- 22 : Modèle du contrôleur en mode glissant et émission de trame vers le convertisseur....	177
Figure 4- 23 : Modèle d'acquisition des données utilisées pour le traçage des courbes (Résultats 4 à 6)	177
Figure 4- 24 : Résultat 4 - Instructions de commandes appliquées individuellement à chaque charge et puissance totale fournie à la sortie du convertisseur.....	178
Figure 4- 25 : Résultat 5 - Courbes des paramètres électriques en fonction de la valeur de la résistance totale communiquée au système.....	179
Figure 4- 26 : Résultat 6 - Comparaison entre les puissances absorbées et fournies par le convertisseur et courbe d'évolution de la consommation totale affichée par le compteur.	180
Figure 4- 27 : Comparaison entre la puissance produite par un foyer équipé d'une centrale solaire PV de 1000 [W] et les différents niveaux de puissances disponibles dans le parc de production d'énergie d'un prosomateur	182
Figure 4- 28 : Résultat 7 - Gestion de l'énergie et des charges pour le scénario 2	184
Figure 4- 29 : Résultat 8 – Gestion de l'énergie et des charges pour le scénario 3	185
Figure 4- 30 : Résultat 9 – Gestion de l'énergie et des charges pour le scénario 4	186
Figure 4- 31 : Résultat 10 – Gestion d'énergie et des charges pour le scénario 5.....	187
Figure 4- 32 : Aperçu des projets de constructions de villes nouvelles, zoning de Tanamasoandro, vue en perspective 3D des immeubles R+4 à Amborovy	201

Introduction générale :

Durant le siècle dernier, l'énergie électrique a révolutionné le mode de vie de l'être humain. Etant largement utilisé dans les pays industrialisés, son taux d'accès reste faible dans les pays en voie de développement comme Madagascar où seulement 15% de la population peuvent accéder à cette forme d'énergie dans leurs foyers et leurs lieux de travail. La notion de développement durable est aujourd'hui introduite pour piloter les activités de recherches sur les réseaux électriques vers de nouveaux objectifs qui consistent à développer des solutions durables dans le temps et répondant aux différentes exigences rencontrées selon les aspects économiques, sociétaux ou environnementaux.

Les Smart Grids ou réseaux intelligents font partie des thématiques abordées actuellement dans le secteur de l'ingénierie des systèmes électriques. Considérés comme étant les réseaux du futur, des impacts positifs sont attendus par rapport à chacun des trois cercles du développement durable. Pour le cercle économique, il s'agit de l'accès à une énergie électrique de moindre coût. Pour le cercle sociétal, il s'agit de la fourniture d'une énergie de qualité et de la mise en place d'infrastructures et de services s'adaptant aux nouvelles technologies et celles en cours de développement. Pour le cercle environnemental, il s'agit de l'adoption des systèmes de production à base d'énergies propres et renouvelables.

Ce présent mémoire intitulé « Contribution à la modélisation d'une architecture de Micro-Réseau intelligent à courant continu à base de convertisseurs commandés en mode glissant » introduit une forme de Smart Grid à petite échelle appelé Micro Grid ou Micro-Réseau dont les lignes de distribution véhiculent un courant continu.

Les problématiques soulevés dans ce mémoire sont :

- ❖ La transition vers l'adoption d'architectures de réseaux et de charges fonctionnant avec un courant continu.
- ❖ Le mode de gestion de l'énergie produite par un particulier suivant un modèle d'architecture en paire à paire dans un réseau de voisinage.
- ❖ L'interopérabilité des différents éléments constitutifs du micro-réseau prévus pour communiquer entre eux en utilisant des technologies et des standards de communications conçus pour les réseaux d'objets connectés.
- ❖ Le maintien de la qualité de l'alimentation dans un micro-réseau comprenant des sources présentant des flux de productions d'énergies intermittents et des charges de différentes caractéristiques utilisées en « plug & play ».

Les objectifs de cette recherche permettent :

- ❖ De modéliser des convertisseurs communicants commandés à partir de la méthode de contrôle en mode glissant.
- ❖ De spécifier les technologies et normes applicables dans le déploiement des objets connectés alimentés en courant continu.
- ❖ D'élaborer un algorithme de gestion d'énergie privilégiant la consommation de l'énergie produite par les sources les plus économiques, assurant la déconnection des charges non supportées et fournissant les services d'importations et d'exportations au niveau du réseau de voisinage.
- ❖ D'évaluer les impacts positifs apportés par les architectures en micro-réseaux dans les foyers typiques, isolés ou connectés au réseau de distribution du service public, rencontrés dans les pays en voie de développement surtout à Madagascar.
- ❖ De promouvoir les nouveaux services et métiers pouvant émerger de la mise en œuvre des technologies Smart Grids.

Le premier chapitre de cet ouvrage correspond à un état de l'art sur les réseaux intelligents qui évoque les principaux enjeux dans un optique de développement durable mais présente également les technologies rencontrées, les architectures typiques et les applications rendues possibles par leurs mises en œuvre.

Le second chapitre intitulé « Transition technologique vers les applications à courant continu » met en avant les avantages du DC par rapport au AC. Ce chapitre présente les différents types de réseaux DC ainsi que les convertisseurs utilisés pour le couplage des générateurs domestiques, des charges et des technologies de stockages de l'énergie au réseau DC.

Le troisième chapitre développe un modèle de gestion intelligente de l'énergie dans un micro-réseau DC. Ce chapitre présente un modèle de micro-réseau de voisinage utilisant l'architecture en paire à paire dont la mise en œuvre est basée sur l'algorithme qui y est développée ainsi qu'un réseau de compteurs intelligents et d'actionneurs communicant entre eux grâce aux technologies de communications définies selon l'échelle d'application.

Des exemples d'applications sont proposés dans le dernier chapitre. Ce chapitre introduit les normes et technologies applicables dans un réseau résidentiel basse tension, l'objectif étant la gestion d'énergie d'un logement typique pour différents scénarios de productions d'énergies. La technique de contrôle en mode glissant y est également présentée et est appliquée pour commander les tensions à la sortie des convertisseurs.

Chapitre 1 – Etat de l’art sur les réseaux intelligents

1.1 Principales motivations pour le développement des solutions pour réseaux intelligents :

1.1.1 Contexte générale et Définition :

La demande en énergie électrique à l'échelle planétaire augmente rapidement. On estime que la demande en électricité sera doublée entre 2000 et 2030 avec un taux de croissance annuel de 2,4%. Cet accroissement des besoins énergétiques ne peut plus être suivi par notre réserve en sources d'énergies non renouvelable [28]. Les travaux de recherches se portant sur les systèmes énergétiques du futur s'orientent donc de plus en plus sur l'exploitation des sources d'énergies renouvelables.

L'adoption du mix énergétique connaît une évolution rapide pour la plupart des pays du globe. Portée par des problématiques environnementales, de lutte contre le changement climatique ainsi que par des motivations économiques et géopolitiques d'indépendance énergétique. Cette mutation du paysage énergétique engendre des problématiques liées aux préoccupations en matière de maîtrise de l'énergie et de l'évolution de l'usage de l'électricité. On peut citer en particulier les consommations liées aux équipements électroniques, aux technologies de l'information et de la communication ou encore à l'insertion des véhicules électriques. [66]

Les infrastructures des réseaux électriques actuels vont devenir obsolètes. En effet, il est difficile de greffer de nouveaux équipements face à de nouvelles demandes sur un réseau déjà existant et qui n'a pas été conçu pour cet usage. Ces infrastructures vieillissantes présentent des pertes d'énergies et d'informations non contrôlables lors des processus de transmissions et de distributions. Les flux d'informations sont pauvres et la plupart des compteurs électriques ne fournissent pas d'information en temps réel et le relevé des données est effectué manuellement. [27] Les réseaux intelligents ou « smart grids » (SGs) constituent des solutions incontournables dans cette transition vers un mix énergétique de plus en plus renouvelable et dans la maîtrise de la hausse de la demande d'énergie.

Définition 1.1 : Réseau intelligent - Smartgrid

Un réseau électrique intelligent dont « smartgrid » est l'une des dénominations anglophones, est un réseau de distribution d'électricité qui favorise la circulation d'informations entre les fournisseurs et les consommateurs afin d'ajuster le flux d'électricité en temps réel et permettre une gestion plus efficace du réseau électrique.

Les fonctionnalités issues des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) ainsi que l'intelligence embarquée permettent un meilleur ajustement du flux d'électricité en temps réel mais aussi l'intégration des énergies renouvelables. Le système électrique sera ainsi piloté de manière plus flexible pour gérer les contraintes telles que l'intermittence des énergies renouvelables et le développement de nouveaux usages tels que les véhicules électriques. [85]

La dénomination de SG est applicable sur l'ensemble des infrastructures intelligentes installées en partant des centrales de production d'électricité, en passant par les réseaux de T&D jusqu'aux divers consommateurs qui peuvent être des industriels, des particuliers mais aussi diverses applications connectées au réseau d'électricité (ex : systèmes de stockages d'énergie, éclairage urbain, véhicules électriques...) Cette définition peut également s'élargir aux autres systèmes énergétiques (gaz, chaleur, froid...) qui sont amenés à répondre à cinq défis de la transition énergétique :

- ❖ **L'efficacité énergétique** via la réponse à la demande (DR) qui implique une participation active des consommateurs dans la maîtrise de leur consommation énergétique ;
- ❖ **L'optimisation des investissements** dans les réseaux T&D via l'utilisation de nouveaux équipements qui leur offrent plus de flexibilité ;
- ❖ L'insertion massive de moyens de **productions renouvelables décentralisés** sur le réseau via la gestion de la production intermittente ;
- ❖ L'insertion des **véhicules électriques** sur les réseaux électriques via la problématique de gestion de la charge ;
- ❖ Le stockage de l'énergie comme moyen de flexibilité contribuant à une meilleure gestion dynamique des réseaux énergétiques, permettant la définition d'un micro-réseau (MG) et de la mise en œuvre de leur îlotage.

Définition 1.2 : Réponse à la demande (en anglais : Demand Response (DR))

La réponse à la demande est définie comme le changement d'utilisation de l'électricité par le consommateur final par rapport à l'usage habituel en réponse aux changements de prix de l'électricité au cours du temps, ou des remboursements destinés à diminuer l'usage de l'électricité lors de maxima des prix dans le marché de gros ou lors d'instabilité du réseau électrique.

Définition 1.3 : Micro-réseau (en anglais : Microgrid, (MG))

Un micro-réseau est un groupe localisé de sources et de charges d'électricité qui fonctionne normalement en étant connecté et synchrone au réseau synchrone traditionnel (macrogrid), mais peut également se déconnecter en "mode îlot" et fonctionner de manière autonome en fonction des conditions physiques ou économiques.

1.1.2 Historique et évolution du concept de SG [79] :

Etant considéré comme les réseaux du futur, les SG sont encore actuellement en phase de développement. L'évolution du réseau de distribution d'électricité connaît trois étapes importantes qui sont le passé, le présent et le futur comme illustré sur la Figure 1- 1.

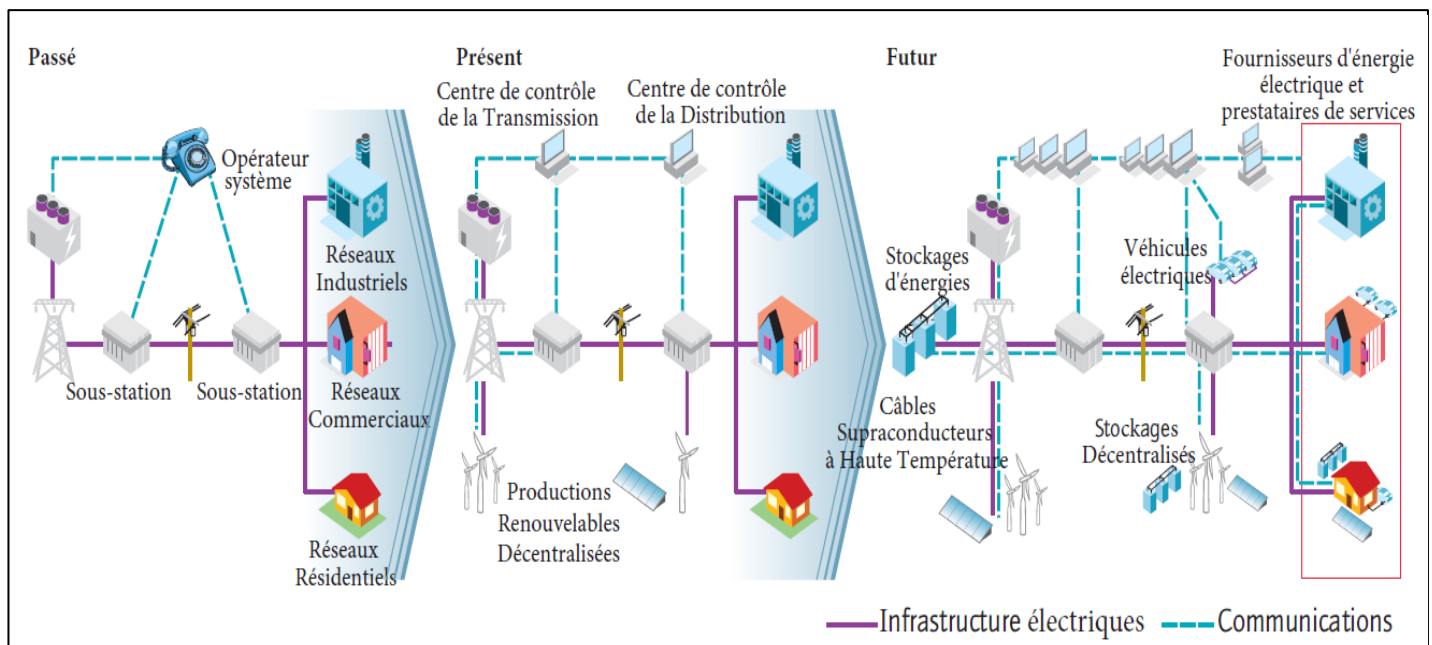


Figure 1- 1 : Evolution des réseaux de T&D d'électricité [69]

a. Passé et présent :

- ❖ Apparue dans les années 1980, la lecture automatique des compteurs (pour surveiller les charges électriques chez le consommateur) est une première étape dans l'émergence des SG.
- ❖ Elle évolue dans les années 1990 vers le principe du compteur communicant, qui renseigne sur la variation de consommation électrique au cours de la journée. En 2000, le projet italien Telegestore est le premier exemple de SG. Par l'intermédiaire de ces compteurs, il relie au réseau un grand nombre de foyers (27 millions).
- ❖ Le suivi et la synchronisation des réseaux ont été améliorés dans les années 1990 par la mise en place de capteur analysant rapidement et à longue distance les anomalies électriques. Le premier système de mesure utilisant ce type de capteurs est opérationnel en 2000 aux Etats-Unis.
- ❖ Aujourd'hui, les réseaux intelligents se développent progressivement. L'expression « smart grids » se généralise en 2005 avec la mise en place par la Commission Européenne de la plateforme technologique « Smart grids ».
- ❖ Les préoccupations environnementales et les attentes concernant la continuité de la fourniture d'électricité contribuent au déploiement de cette technologie. Les nombreux blackouts, notamment aux Etats-Unis ou en Italie, rappellent le besoin de moderniser des réseaux électriques très vieillissants.
- ❖ Actuellement, malgré l'engouement des pouvoirs publics et des industriels, les implantations restent locales et parfois expérimentales. Le développement est progressif et l'adaptation des infrastructures prend du temps. En définitive, le développement des SG relève davantage d'une évolution dans l'optimisation des réseaux que d'une révolution technologique.

b. Futur :

- ❖ À long terme, le développement des SG devrait s'étendre à l'ensemble de réseaux interconnectés. Toutefois, l'implantation des réseaux intelligents dépend de l'efficacité des dispositifs techniques et de l'implication des parties prenantes.
- ❖ Parmi elles, les consommateurs auront un rôle clé. En effet, l'équilibre du système électrique sera davantage géré par l'utilisateur final. Une sensibilisation du public sur les enjeux du système sera alors nécessaire pour en comprendre l'utilité. Cela exigera aussi un accès aisé aux informations via des interfaces multiples et simples (smartphones, ordinateurs...).

1.1.3 Problématiques sur les réseaux de Transmissions et de distributions :

a. *Infrastructures vieillissantes* :[10]

L'électricité est transportée des producteurs aux consommateurs finaux à travers un réseau composé de lignes interconnectées comme illustré sur la Figure 1- 2.

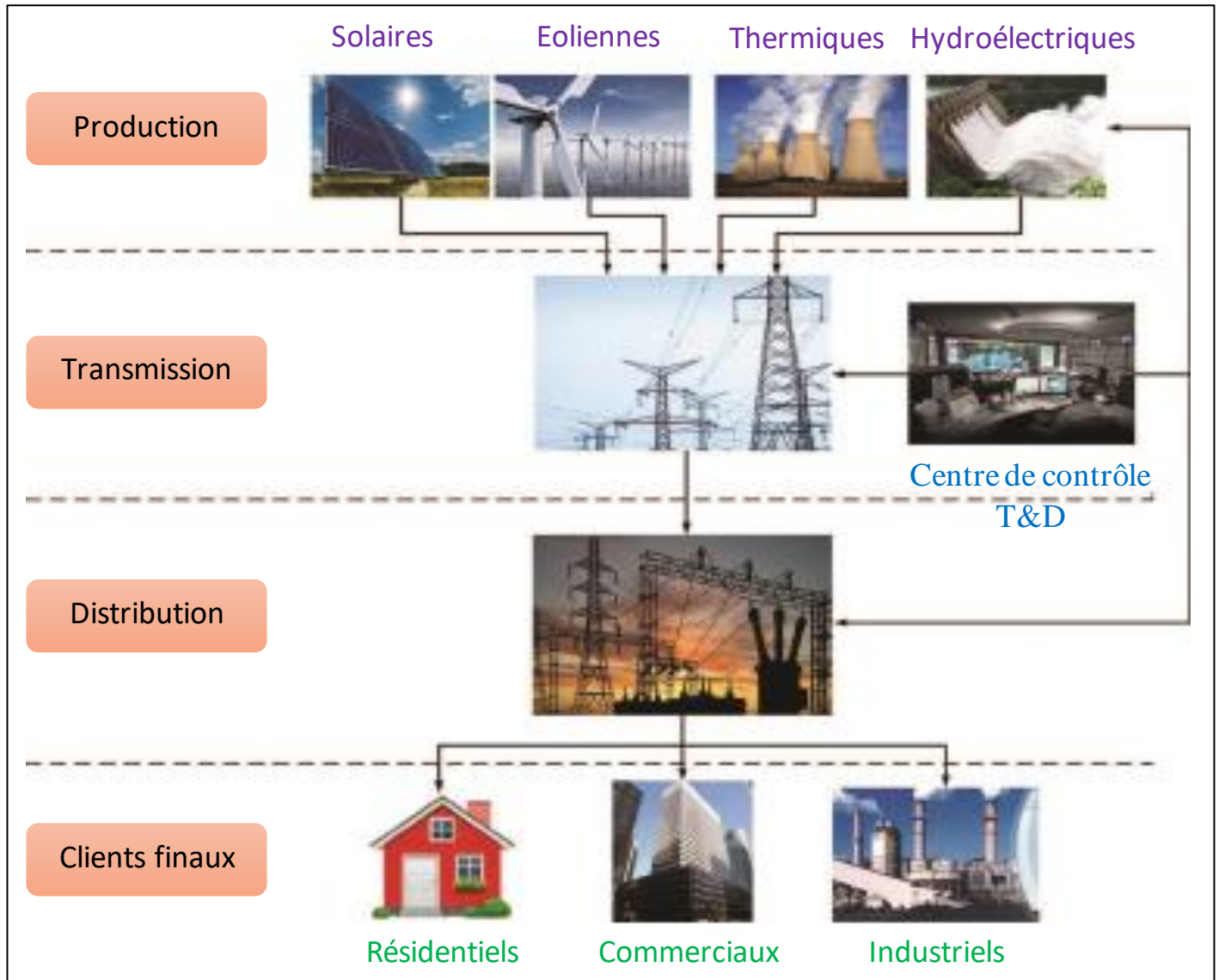


Figure 1- 2 : Transport de l'énergie des producteurs vers les clients finaux. [38]

Par rapport à l'apparition de nouveaux besoins, cette configuration présente les inconvénients suivants :

- ❖ L'électricité est généralement produite de façon centralisée, ce qui entraîne un monopole sur le marché de l'électricité ainsi que sur le mode de gestion de la production ainsi que des diverses interventions sur terrain. Cette situation constitue un frein sur le déploiement des technologies de productions et de stockages décentralisées.

- ❖ L'ensemble du réseau ne supporte pas les nouvelles fonctionnalités apportées par les dispositifs intelligents comme la transmission en temps réel du flux d'informations, la capacité de s'autoréparer, la géolocalisation et nécessite encore plusieurs interventions humaines dans les activités de maintenances ou encore dans le système de facturation.
- ❖ Les lignes de transmission ont des capacités finies et le flux nécessite une forte résistance durant la transmission, ce qui provoque des pertes induisant des coûts très élevés. Il peut arriver que certaines lignes soient surchargées, tombent en pannes et doivent redistribuer leur charge vers les lignes voisines.
- ❖ La qualité de l'électricité reçue par le consommateur final n'est pas toujours garantie.

On peut rencontrer les défauts suivants :

- L'augmentation de la tension qui est une conséquence naturelle de l'interconnexion de ressource décentralisée sur le réseau de distribution d'électricité.
- La fluctuation de la tension et les scintillements pouvant être entraînés par la production d'énergie intermittente.
- Le déséquilibre de la tension qui peut être accentué par le taux de pénétration élevé des sources d'énergie décentralisées monophasées.
- Les affaissements et gonflements de tensions qui peuvent être des conséquences de la contribution des courants de défaut et de la connexion et déconnexion soudaine des générateurs à grande échelle.
- Les distorsions harmoniques pouvant être causés par une prolifération importante de générateurs couplés électroniquement.

b. Mode de gestion de l'offre et de la demande [27][66]:

Dans un système électrique classique, l'équilibre est obtenu en pilotant l'offre d'énergie (adaptation de la production) en fonction de la demande, des conditions d'approvisionnement et des coûts. La demande de l'électricité est imprévisible, en fonction des conditions économiques, sociales et météorologiques, il est nécessaire d'effectuer des planifications basées sur des estimations de l'énergie à fournir à un instant donné. Cette planification est assurée par un opérateur système.

L'adaptation des systèmes électriques implique désormais un équilibrage du système électrique non pas quasi exclusivement par l'offre, mais aussi par la demande. Celle-ci doit en effet être gérée de façon active, par exemple en incitant les consommateurs à ajuster leurs consommations lors des pics de charge sur le réseau. La gestion des réseaux électriques devra prendre en compte un plus grand nombre de ressources réparties dans le système électrique. A cet effet, les compteurs communicants ainsi que les TIC auront pour rôle de transmettre les informations sur le marché en temps réel.

c. Intégration de l'électricité issue des énergies renouvelables [27] :

Depuis quelques années, de plus en plus de sources d'électricité d'origines renouvelables sont reliées au réseau électrique. L'intermittence de cette production la rend très difficile à intégrer au réseau et ne correspond pas forcément aux périodes de consommation de pointe. L'électricité produite, ne pouvant être stockée, est alors perdue. De plus, l'injection de sources décentralisées implique désormais un fonctionnement bidirectionnel des réseaux électriques contrairement au réseau traditionnel.

Les énergies renouvelables constituent des solutions écologiques permettant de fournir l'électricité aux sites isolés tout en évitant la création de nouvelles lignes. Ce sont les raisons pour lesquelles la plupart des Etats s'orientent vers l'intégration des énergies renouvelables dans leur politique énergétique. Néanmoins, dans certains cas, la juridiction de nombreux pays freine considérablement l'essor des énergies renouvelables. De plus, une gestion intelligente de l'ensemble du système électrique est difficile à mettre en place en raison de l'incompatibilité des différentes technologies en concurrence pour réaliser cette gestion intelligente.

1.2 Les enjeux de la transition vers un réseau plus intelligent :

1.2.1 Les facteurs favorables [10] :

Un certain nombre de facteurs convergents poussent le secteur de l'énergie à moderniser son réseau électrique. Ces facteurs peuvent être regroupés en cinq groupes :

1. Moteurs politiques et législatifs
2. La compétitivité économique :
 - a. Création de nouvelles entreprises et de nouveaux modèles d'affaires et création des emplois « verts ».
 - b. Régionalisation de la technologie.
 - c. Soulagement du problème de la fuite des ressources techniques chez une main-d'œuvre vieillissante.

3. Fiabilité énergétique et sécurité :

- a. Amélioration la fiabilité en réduisant la durée et la fréquence des pannes.
- b. Réduction des coûts de main-d'œuvre (lecture manuelle des compteurs et la maintenance sur site...).
- c. Réduction des autres coûts, tels que L'utilisation de véhicules de service les assurances, les dommages...
- d. Réduction des pertes sur les systèmes de T&D en améliorant la planification de système et la gestion des actifs.
- e. Protection des revenus avec une facturation plus précise et en assurant la prévention et la détection des vols et des fraudes.

4. Autonomisation du client :

- a. En répondant leur demande pour des ressources énergétiques durables.
- b. En répondant à leur demande pour une alimentation ininterrompue.
- c. En leur donnant les moyens de mieux contrôler leur propre consommation d'énergie avec un compromis minimal dans leur style de vie.

5. La durabilité environnementale :

- a. Soutien de l'ajout de la, production renouvelable et distribuée au réseau.

1.2.2 Les caractéristiques des réseaux intelligents :

Rendre les réseaux électriques intelligents consiste donc en grande partie à les instrumenter pour les rendre communicants. Actuellement le réseau de transmission est déjà instrumenté notamment pour des raisons de sécurité d'approvisionnement. En revanche les réseaux de distribution sont faiblement équipés en TIC, en raison du nombre très important d'ouvrages (postes, lignes...) et de consommateurs raccordés à ces réseaux. L'enjeu des SG se situe donc principalement au niveau des réseaux de distribution. Le Tableau 1- 1 présente une comparaison entre les caractéristiques d'un réseau de distribution traditionnel et celles d'un SG. Les principales caractéristiques d'un SG sont décrites dans le Tableau 1- 2.

Définition 1.4 : DSM (Demand-side Management)

La gestion de la demande d'énergie, également connue sous le nom de gestion du côté de la demande (DSM) ou réponse du côté de la demande (DSR : Demand-side Response), est la modification de la demande d'énergie des consommateurs par le biais de diverses méthodes telles que les incitations financières et le changement de comportement par l'éducation.

Réseaux Traditionnels	Smartgrids
Commandes électromécaniques.	Commandes numériques.
Flux de puissances et de communications à sens unique.	Flux de puissances et de communications à double sens.
Utilisation limitée de capteurs.	Utilisation importante de capteurs avec intelligence intégrée.
Faible qualité de l'alimentation électrique fournie.	Alimentation électrique de qualité améliorée.
Contrôle limité du flux de puissance.	Contrôle total du flux de puissance.
Relevés effectués manuellement.	Pilotage et surveillance centralisé (Wide Area Monitoring).
Interventions humaines sur les pannes.	Autoréparation.
Pannes et Blackouts.	Adaptative et possibilité d'ilotage.
Modes de tarifications limités.	Tarification basée sur la demande (Demand Side Management).
Productions et stockages décentralisés non raccordés au réseau.	Intégration de la production renouvelable et des systèmes de stockages.

Tableau 1- 1 : Comparaisons entre réseaux traditionnels et SG [23]

1.2.3 Les principaux acteurs du réseau intelligent :

Le système électrique évolue donc d'une structure en chaîne fonctionnant linéairement et à sens unique vers un système où tous les acteurs sont en interaction (Figure 1- 3). La réalisation d'un tel système nécessite l'implication de tous :

- ❖ Les **consommateurs** participent à l'efficacité du système en régulant eux même leur consommation d'électricité. On parle également de « consom'acteurs ».
- ❖ Les **producteurs** d'énergie qui peuvent faire référence aux grands producteurs qui ont pour impératif de répondre en temps réels à la demande des utilisateurs, mais aussi aux particuliers possédant leur propre turbine éolienne ou leurs propres parcs solaires PV et dont le surplus d'énergie produite peut être exporté et vendu aux autres consommateurs du réseau. Dans ce cas, on parle de « pro'sommateurs ».
- ❖ Les **gestionnaires de T&D** de l'énergie ainsi que les **fabricants** de matériel de distribution constituent les acteurs techniques majeurs dans le développement des SGs.
- ❖ Les **développeurs** des technologies d'information numérique apportent leur contribution dans la mise en œuvre des fonctionnalités intelligentes mais aussi dans la sécurisation contre les piratages.
- ❖ Le **pouvoir public** qui soutient, encadre, et définit les critères et autres normes qui favorisent le développement des SG.

Caractéristiques	Description
Permet la participation des consommateurs.	Les consommateurs aident à équilibrer l'offre et la demande et assurent la fiabilité en modifiant la façon dont ils utilisent et achètent l'électricité grâce aux différentes options d'achat proposées. Ces options impliquent de nouvelles technologies, des informations et éducations sur l'utilisation de l'électricité, et de nouvelles formes de tarifications et d'emplois dans le domaine de l'électricité.
Convient aux différents types de production et de stockages.	Un réseau intelligent héberge non seulement les grandes centrales centralisées, mais également les différentes gammes de sources énergétiques distribuées sur les sites clients. L'intégration de ces ressources augmentera rapidement tout au long de la chaîne de valeur des fournisseurs, aux distributeurs, aux clients.
Permet l'intégration de nouveaux produits sur le marché	Des marchés correctement conçus et exploités créent des opportunités pour les consommateurs de choisir entre des services concurrents. Une partie des variables indépendantes du réseau peuvent être explicitement gérée. On peut distinguer l'énergie, la capacité, l'emplacement, le temps, le taux de changement et de qualité. Les marchés peuvent jouer des rôles majeurs dans la gestion de ces variables.
Fournit une qualité d'alimentation répondant aux besoins	Les gammes de qualités d'alimentation requises par les entreprises commerciales ne sont certainement pas identiques à celles requises par les clients résidentiels. Un réseau intelligent fournit une qualité (et prix) d'énergie. Le coût des caractéristiques de qualité énergétique premium peut être inclus dans le contrat de service électrique. Des méthodes de contrôle avancées permettent d'effectuer un diagnostic rapide et de déterminer les solutions appropriées aux événements pouvant impacter la qualité de l'énergie, tels que la foudre, les sauts de commutation, les défauts de ligne et les sources harmoniques.
Optimise l'utilisation des actifs	Un réseau intelligent utilise les dernières technologies pour optimiser l'utilisation de ses actifs. Par exemple une capacité optimisée peut être atteinte avec des notations dynamiques permettant aux actifs d'être utilisés à des charges importantes en détectant en permanence leurs capacités. L'efficacité de la maintenance peut être optimisée avec une infrastructure qui signale les besoins d'intervention sur les équipements au bon moment. Les dispositifs de contrôle du système peuvent être ajustés de façon à réduire les pertes et éliminer la congestion.
Résilient face aux perturbations, attaques et catastrophes naturelles	La résilience fait référence à la capacité d'un système à réagir à des événements inattendus en isolant les éléments problématiques pendant que le reste du système est rétabli à un fonctionnement normal. Ces actions d'autoréparation permettent une réduction de l'interruption du service aux consommateurs et aident les fournisseurs à mieux gérer l'infrastructure de distribution.

Tableau 1- 2 : Les caractéristiques d'un SG [69]

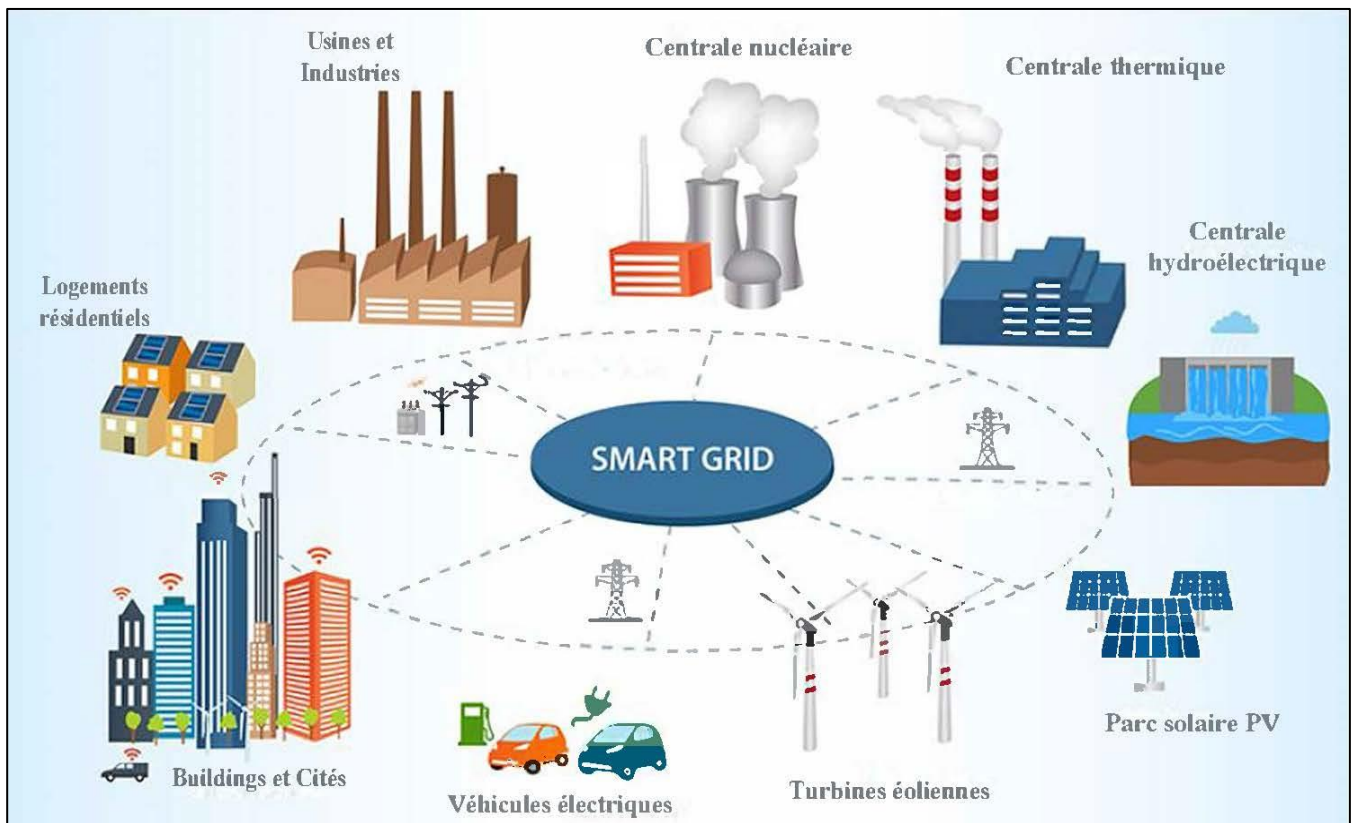


Figure 1- 3 : Les différents acteurs en interaction dans un SG. [87]

1.2.4 Les avantages d'un réseau intelligent :

Des résultats tangibles, quantifiables et significatifs sont essentiels pour la mise en œuvre de solutions pour réseaux intelligents. Ces avantages peuvent être regroupés en quatre groupes (Figure 1- 4) :

- Avantages utilitaires et efficacité opérationnelle.
- Avantages pour le consommateur.
- Avantages environnementaux.
- Efficacité énergétique.

1.3 Développement et intégration des technologies SG :

1.3.1 Intégration sur le plan mondial : [67]

A travers le monde, de nombreuses expérimentations ont été menées depuis plus d'une dizaine d'années pour préparer puis accélérer le déploiement à grande échelle des technologies SG. Une liste de 10 nations ayant le plus investis dans le domaine est donnée dans l'Annexe 1 de ce document. En raison de l'importance des efforts qu'ils ont engagés, on s'intéressera aux trois groupes de pays suivants : Asie/Pacifique, les Etats-Unis et L'Europe.

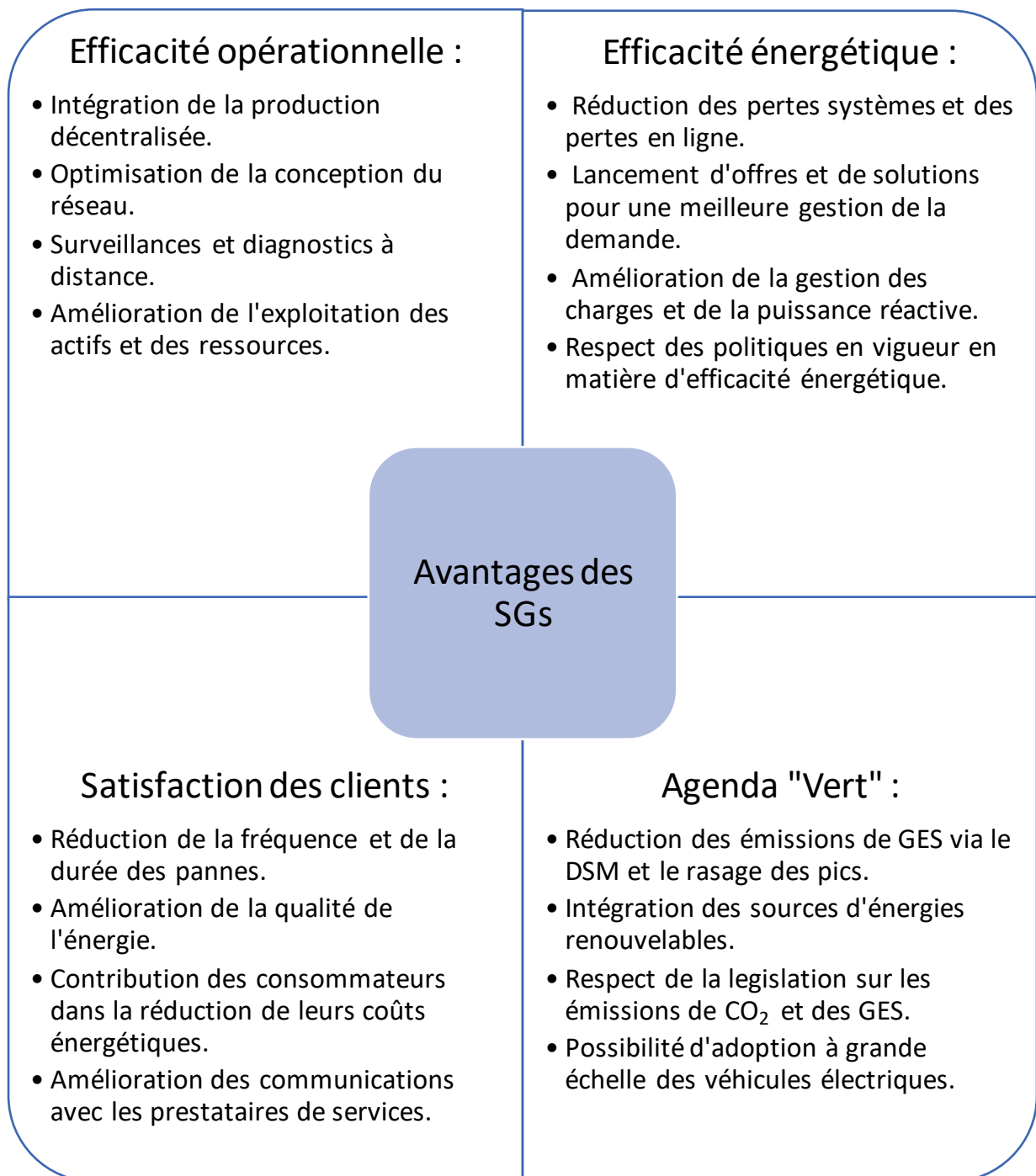


Figure 1- 4 : Les avantages des SGs

a. Asie/Pacifique :

La Corée, le Japon et la Chine envisagent des développements de SG réseaux intelligents, pour de larges applications à l'échelle nationale. L'Australie, l'Inde et l'Indonésie semblent plutôt s'orienter vers l'amélioration de l'efficacité des réseaux existants au travers de programmes de taille plus limitées. Le Japon considéré comme leader mondial dans le domaine s'intéresse essentiellement à la forte pénétration de production décentralisée dans les réseaux

de distribution et les micro-réseaux : les plateformes de démonstration en fonctionnement visent principalement à démontrer la faisabilité technique de micro-réseaux intégrant une forte proportion d'énergie renouvelables et décentralisées.

b. Les Etats-Unis :

Aux Etats-Unis, la sûreté du système électrique, l'augmentation de la consommation et la difficulté croissante à construire de nouvelles lignes de transport d'électricité sont à l'origine des travaux relatifs au développement des SG. Une des premières actions programmées concerne l'établissement d'une cartographie des besoins en matière de normes d'échange d'informations et d'interopérabilité des systèmes, ainsi que la réalisation d'un plan d'action dans ce domaine. Ces travaux avaient été anticipés et sont donc soutenus par de nombreux programmes de recherche couvrant des champs thématiques très vastes :

- La distribution, en est le secteur le plus avancé, avec en perspective les premiers déploiements opérationnels : compteur communicants, automatisation des réseaux ...
- Le transport, la production et le stockage sont assez bien représentés à travers différents programmes (analyse des technologies, développements informatiques, services transverses, protocoles...)
- Les postes électriques et les usagers finaux sont peu concernés, ces secteurs sont rendus moins prioritaires en raison du caractère intégré d'un grand nombre de compagnies d'électricité américaines et du gel de la dérégulation.

c. L'Europe :

Les initiatives européennes se sont plus centrées sur l'intégration des sources d'énergies renouvelables dans le mix de production, tout en s'attachant à accroître l'implication des utilisateurs finaux dans la gestion du système, au travers de politique de gestion de la demande et du déploiement d'infrastructure de comptage communicant. L'Union Européenne s'est fixée comme objectif d'atteindre un taux d'équipement de 80% pour cet horizon 2020. Avec plus de 90% de clients finaux déjà équipés, l'Italie et la Suède ont été les précurseurs en Europe.

d. Cas des régions émergentes et de pays en voie de développement :

Pour le cas de l'Afrique et des régions isolées où le réseau électrique maillé n'est pas encore installé ou trop embryonnaire, le réseau électrique intelligent pourrait permettre de passer directement aux solutions efficaces, d'autant que ces régions sont souvent riches en ressources éoliennes, hydraulique et/ou photovoltaïque et que les réseaux intelligents pourraient

diminuer les temps de coupure, améliorer l'approvisionnement et faciliter l'usage d'énergies propres, sûres et renouvelables. Mais son développement se heurte à la précarité économique.

Certains pays comme le Cameroun et la République de Djibouti ont déjà choisi de déployer les compteurs communicants afin de permettre à chacun de suivre sa consommation, d'adopter le DSM et prioriser les équipements électriques les plus utiles. Des solutions innovantes, de type MG, sont adaptée aux énergies renouvelables (réseaux photovoltaïques et petits éoliens domestiques).

1.3.2 Les freins sur le déploiement des SG : [10]

Les SGs doivent être implantés sur l'ensemble du réseau et impliquer tous les acteurs pour être efficaces. Il existe cependant plusieurs barrières pouvant être regroupées en quatre groupes : Les barrières économiques, les barrières technologiques, les barrières comportementales et les barrières en matière de réglementation et de régulation.

a. Les barrières économiques :

- ❖ **Le bénéfice global d'un tel système requiert les investissements nécessaires à son émergence soient consentis**, incluant les investissements en matière de recherche et développement, d'innovations, de déploiement des infrastructures techniques et des systèmes d'informations.
- ❖ **Le bilan coûts/bénéfices de l'opération doit être établi de façon concertée entre les différentes parties prenantes** : pouvoir publique, autorités de régulation, consommateurs, gestionnaires de réseaux producteurs et fournisseurs, ainsi que les autres industriels concernés (équipementiers, SSI, intégrateurs...).
- ❖ Le système mis en place devra valoriser de manière objective, transparente et non discriminatoire les coûts et les gains de chacune des catégories d'acteurs. Ceci passe notamment par une **évolution de la tarification vers une incitation renforcée à la maîtrise de la demande**, dans le cadre d'un marché ouvert à la concurrence.

b. Les barrières technologiques :

L'émergence de systèmes électriques évolués nécessite une série de développements clés dans les domaines suivants :

- ❖ **Les TICs** afin d'améliorer le télécontrôle et l'automatisation des réseaux de distributions, de renforcer la coordination entre les différents niveaux de tensions, ainsi que la coordination entre les différents gestionnaires des réseaux T&D.

- ❖ **Le déploiement du comptage communicant et des technologies « aval compteur »** en vue d'être en mesure de piloter une partie des charges.
- ❖ **Les technologies des réseaux de distribution**, avec l'évolution du matériel vers des équipements plus communicants, plus autonomes, plus efficaces et plus écologiques.
- ❖ **Les techniques de développement et d'exploitation des réseaux de transmission**, (exemple : développement des réseaux off-shore à courant continu, supervision et pilotage des réseaux maillés...).
- ❖ **Les technologies de stockage de l'électricité**, afin de permettre l'essor des unités de stockage centralisées et décentralisées.
- ❖ **Les outils pour développer l'activité d'agrégation**, permettant une gestion élaborée de la production locale et de la charge.
- ❖ **Les nouveaux équipements utilisés par les consommateurs** : appareils électroménagers « intelligents », véhicules électriques, productions d'électricité et stockages décentralisés.

c. Les barrières comportementales :

Les consommateurs deviennent des acteurs de la flexibilité du système électrique. L'évolution attendue du rôle du consommateur ne sera ni homogène, ni immédiate. Une analyse détaillée des motivations des différents groupes de consommateurs au regard de la maîtrise de la demande sera nécessaire pour mobiliser les différents gisements de flexibilité. L'évolution du comportement vers une maîtrise active et efficace des consommations d'électricité se fera de manière progressive.

d. Les barrières en matière de réglementation et de régulation :

Le champ de la réglementation et de la régulation devra évoluer sur les points suivants :

- ❖ **La définition des périmètres respectifs des domaines régulés et dérégulés** : La part d'investissement régulé prise en charge par la tarification de l'acheminement devra s'articuler de manière vertueuse avec la part d'investissement à la charge des opérateurs en concurrence, dédiée tant à la création d'actifs qu'à l'offre de services aux clients finaux.
- ❖ **La standardisation** de différentes technologies et des protocoles d'échanges d'informations entre les différents équipements du réseau.

- ❖ **L'émergence d'une organisation et d'une régulation du marché** stables et transparentes, indispensable pour permettre aux différents acteurs d'investir à bon escient.

1.3.3 Les défis techniques imposés aux industries de l'électricité [10] :

Les technologies SG couvrent l'intégralité du réseau comme illustré sur la Figure 1- 5. L'interopérabilité entre les différents composants du SG est primordiale. On peut utiliser un cadre qui définit les composants à trois niveaux (Figure 1- 6) : Les infrastructures électriques, les automatismes et communications, les applications et services. A chacun de ces niveaux, il existe différentes applications qui doivent interagir entre elles (horizontalement) et avec les niveaux supérieures ou inférieures (verticalement). Afin de garantir la performance des composantes de cette architecture très complexe, les industries de l'électricité seront confrontées aux défis suivants :

- ❖ La gestion d'un nombre croissant d'éventualités opérationnelles qui diffèrent des attentes du « système en tant que projet » (par exemple, en réponse à la variabilité éolienne et solaire).

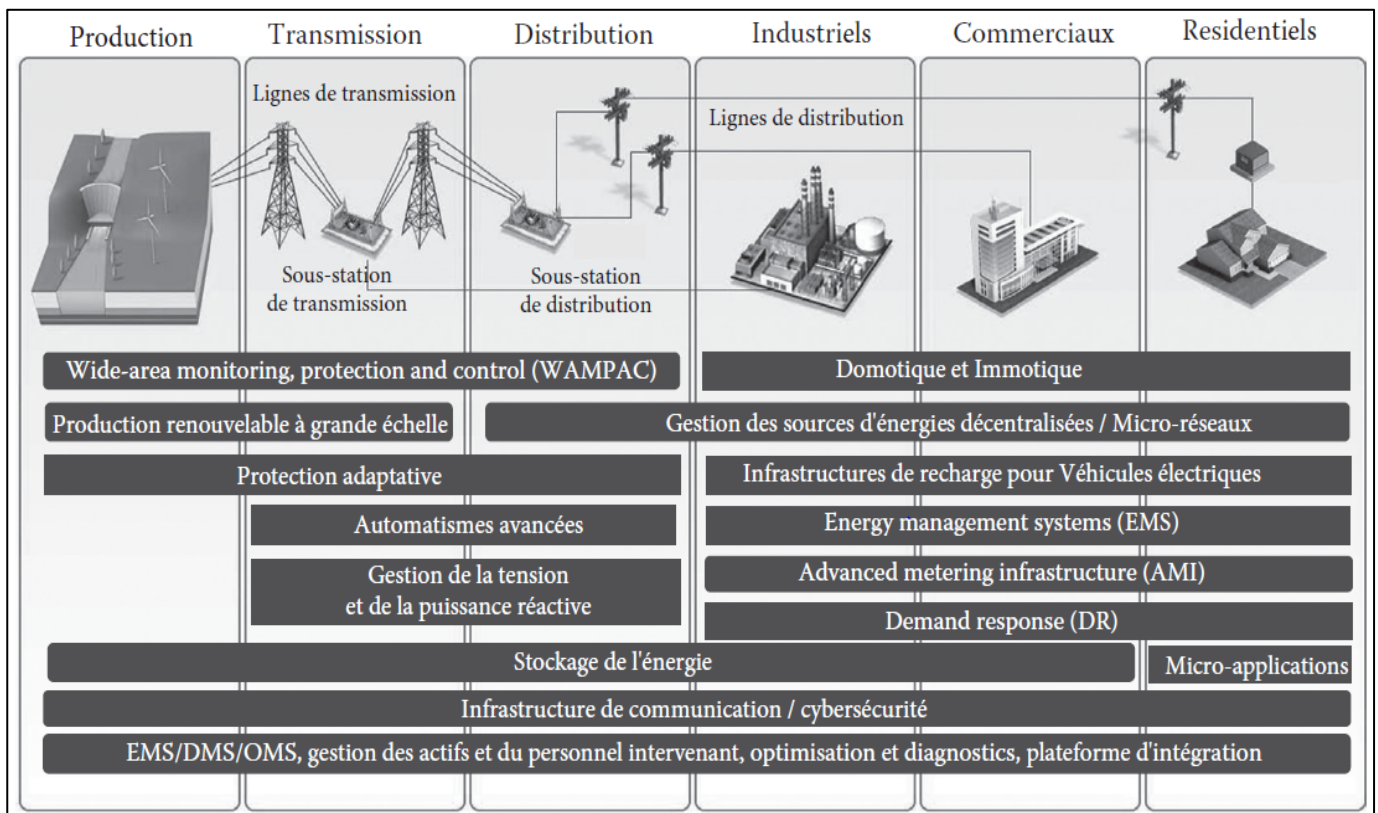


Figure 1- 5 : Les zones d'applications technologiques dans un SG

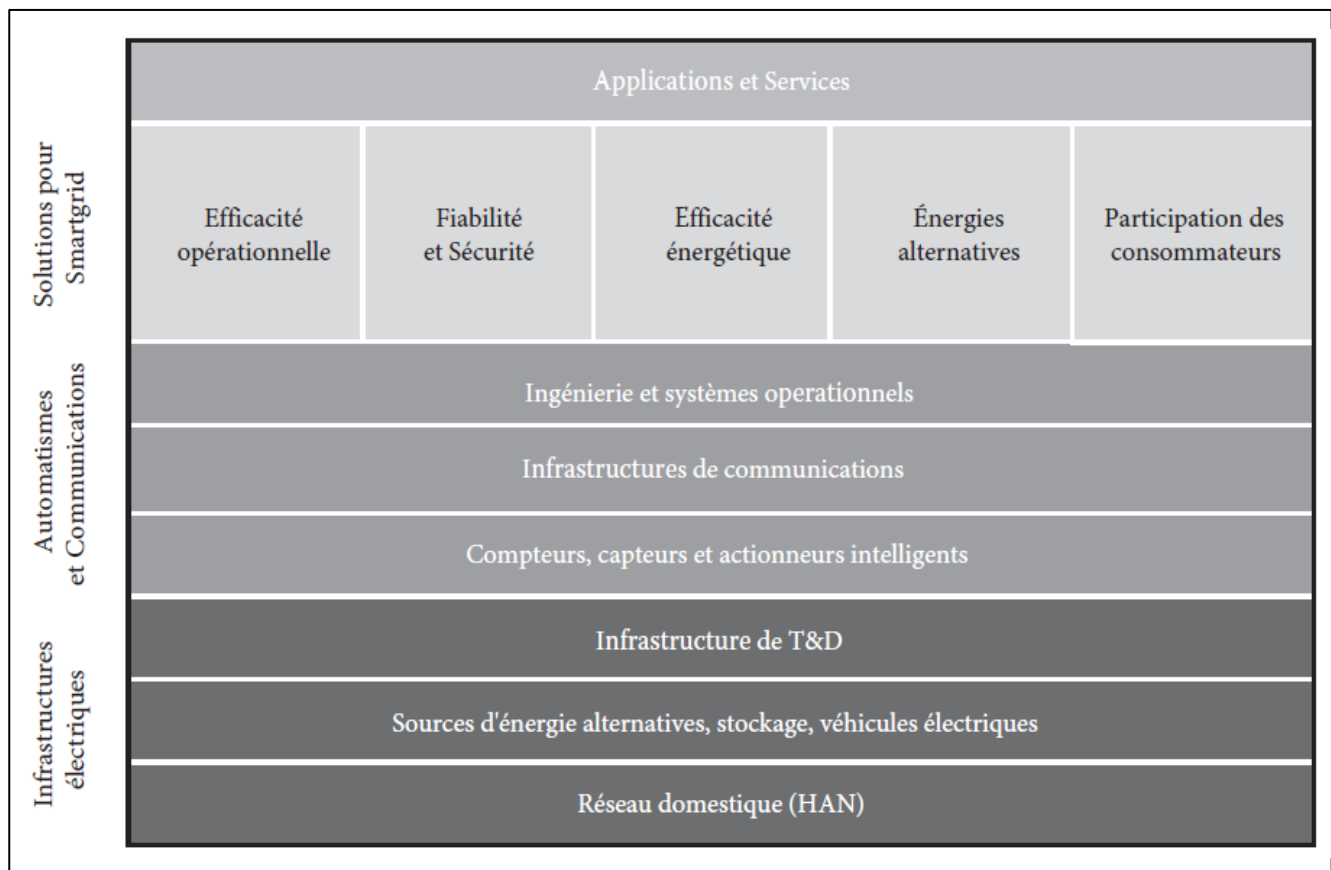


Figure 1- 6 : Cadre technologique d'un SG

- ❖ La facilitation de l'introduction des ressources énergétiques intermittentes et décentralisées avec une contrôlabilité et une dispatchabilité limitées.
- ❖ L'atténuation des problèmes de qualité d'alimentation qui ne peuvent pas être résolus par les solutions conventionnelles.
- ❖ L'intégration d'une logique de contrôle et d'opérations avancée hautement distribuée aux opérations du système.
- ❖ L'amélioration du temps de réponse du système pour une résolution rapide des perturbations.
- ❖ Le maintien de la fiabilité du système malgré la volatilité croissante de la structure de production et de la demande, étant donné l'élasticité croissante de la demande du marché de gros.
- ❖ La mise en adéquation des systèmes de protection avancés par rapport aux changements rapides de comportement opérationnel.

Définition 1.5 : Wide Area Monitoring Protection And Control

Le WAMPAC est une application SG qui intègre les fonctionnalités du WAM (Wide Area Monitoring : utilisé pour la surveillance en temps réel des événements sur le réseau.), du WAP (Wide Area Protection : dont le rôle est de contenir et d'anticiper la propagation des perturbations détectées sur le réseau) et le WAC (Wide Area Control : dont le rôle est de donner des instructions aux équipements commandables sur le réseau).

Définition 1.6 : Energy Management System (EMS)

L'EMS est un système d'outils assistés par ordinateur utilisé par les opérateurs de réseaux électriques pour surveiller, contrôler et optimiser les performances du système de production et de transmission.

Définition 1.7 : Distribution Management System (DMS)

Le DMS est un ensemble d'applications conçues pour surveiller et contrôler l'ensemble du réseau de distribution de manière efficace et fiable.

Définition 1.8 : Outage Management System (OMS)

L'OMS est un système informatique utilisé par les opérateurs de systèmes de distribution électrique pour aider au rétablissement de l'énergie.

Définition 1.9 : Advanced Metering Infrastructure (AMI)

L'AMI fait référence aux systèmes qui mesurent, collectent et analysent la consommation d'énergie et communiquent avec des appareils de mesure tels que les compteurs d'électricité, les compteurs de gaz, les compteurs de chaleur et les compteurs d'eau, sur demande ou selon un calendrier.

Définition 1.10 : Cybersécurité

La cybersécurité est la protection des systèmes et réseaux informatiques contre le vol ou l'endommagement de leur matériel, de leurs logiciels ou de leurs données électroniques, ainsi que contre la perturbation ou la mauvaise orientation des services.

Définition 1.11 : Home Area Network (HAN)

Le HAN ou réseau domestique est un type de réseau informatique qui facilite la communication entre les appareils à proximité immédiate d'une maison.

Définition 1.12 : Domotique et Immotique

La domotique est l'ensemble des techniques de l'électronique, de physique du bâtiment, d'automatisme, de l'informatique et des télécommunications utilisées dans les bâtiments, plus ou moins « interopérables » et permettant de centraliser le contrôle des différents systèmes et sous-systèmes de la maison et de l'entreprise. On parle d'immotique dans le cas d'un immeuble.

1.3.4 Les smartgrid multi-énergies et les cogénérations [73], [84]:

Les problématiques grandissantes de gestion dynamique des réseaux électriques encouragent les opérateurs de réseaux à étudier de nouveaux gisements de flexibilité au-delà des usages électriques. Les recherches sur les SGs, s'élargissent donc vers de nouvelles formes de réseaux traitant indépendamment la distribution d'autres formes d'énergies telles que les gaz ou la chaleur. Les techniques de cogénération visent à coupler ces réseaux au SG électrique.

Définition 1.13 : Cogénération

La cogénération est la production simultanée de deux formes d'énergies différentes dans la même centrale. Le cas le plus fréquent est la production simultanée d'électricité et de chaleur utile par des moteurs thermiques ou des turbines à gaz.

a. Les smart gas grids :

Les smart gas grids sont des réseaux de gaz intelligents. Ils bénéficient de toutes les nouvelles technologies numériques pour être équipés en capteurs et automate générateurs de données. Leur déploiement vient servir quatre grands objectifs stratégiques pour les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel :

1. Intégration des gaz verts renouvelables (biométhane, méthane de synthèse).
2. Complémentarité des réseaux (power-to-gas).
3. Performance opérationnelle.
4. Maîtrise de la demande d'énergie.

b. Les smartgrids thermiques :

Les réseaux de chaleur et de froid représentent un gisement d'efficacité énergétique et de mobilisation massive des énergies renouvelables et de récupération. Le déploiement de technologies numériques et de capteurs intelligents sur ces réseaux donne la possibilité d'optimiser la gestion en anticipant davantage les périodes de pointe de chauffage et en réduisant les pertes d'énergies, tout en favorisant en temps réel les sources les moins coûteuses sur le plan

économique et environnemental. Ils intègrent ainsi, en plus des énergies conventionnelles de nouvelles sources d'énergies.

- ❖ Les énergies de récupération (Chaleur fatale dégagée par l'incinération des déchets, par les industries ou le refroidissement d'un datacenter).
- ❖ Les énergies renouvelables (biomasse, géothermie profonde, cogénération en injectant du bois, du gaz ou biogaz, tri-génération, solaire thermique).

c. Les différentes techniques de cogénération [6]:

Le réseau d'électricité peut être couplé avec un réseau de gaz via l'injection d'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable et injecté dans les réseaux de gaz naturel (Power-to-Gas), avec les réseaux de chaleur via un appoint en chaleur produit à partir d'électricité renouvelable (Power-to-Heat) et avec les réseaux de froid via le stockage de froid pendant les heures de faibles contraintes sur la demande d'électricité.

Un système de cogénération à base de pile à combustible consomme du gaz naturel et le convertit en chaleur et en électricité. Une micro-cogénération est une solution très efficace exploitant les ressources provenant d'un smart gas grid ou d'un SG thermique. L'utilisation de pile à combustible ne nécessite pas beaucoup d'entretien et convient parfaitement aux lieux résidentiels où un fonctionnement silencieux est prévu. La cogénération par pile à combustible permet un rendement théorique meilleur que celui de la cogénération par moteur ou turbine. Les freins actuels au développement de la pile à combustible relèvent principalement du coût de fabrication des piles, de la fiabilité des équipements et de la maintenance des systèmes.

1.4 Architecture des SG :

1.4.1 Modèle d'architecture suivant trois axes : [29]

Un plan SG est une grille se propageant suivant deux axes (Figure 1- 7) : L'axe des domaines et l'axe des zones. L'axe des domaines comprend la chaîne de production d'électricité en partant des producteurs jusqu'aux consommateurs. Dans le cas d'un SG, la production décentralisée se situe entre le réseau de distribution et les clients finaux sur cette grille. L'axe des zones est complémentaire aux domaines généralisant le processus de distribution de l'électricité, le terrain, les stations, l'exploitation complété par les entreprises et les marchés.

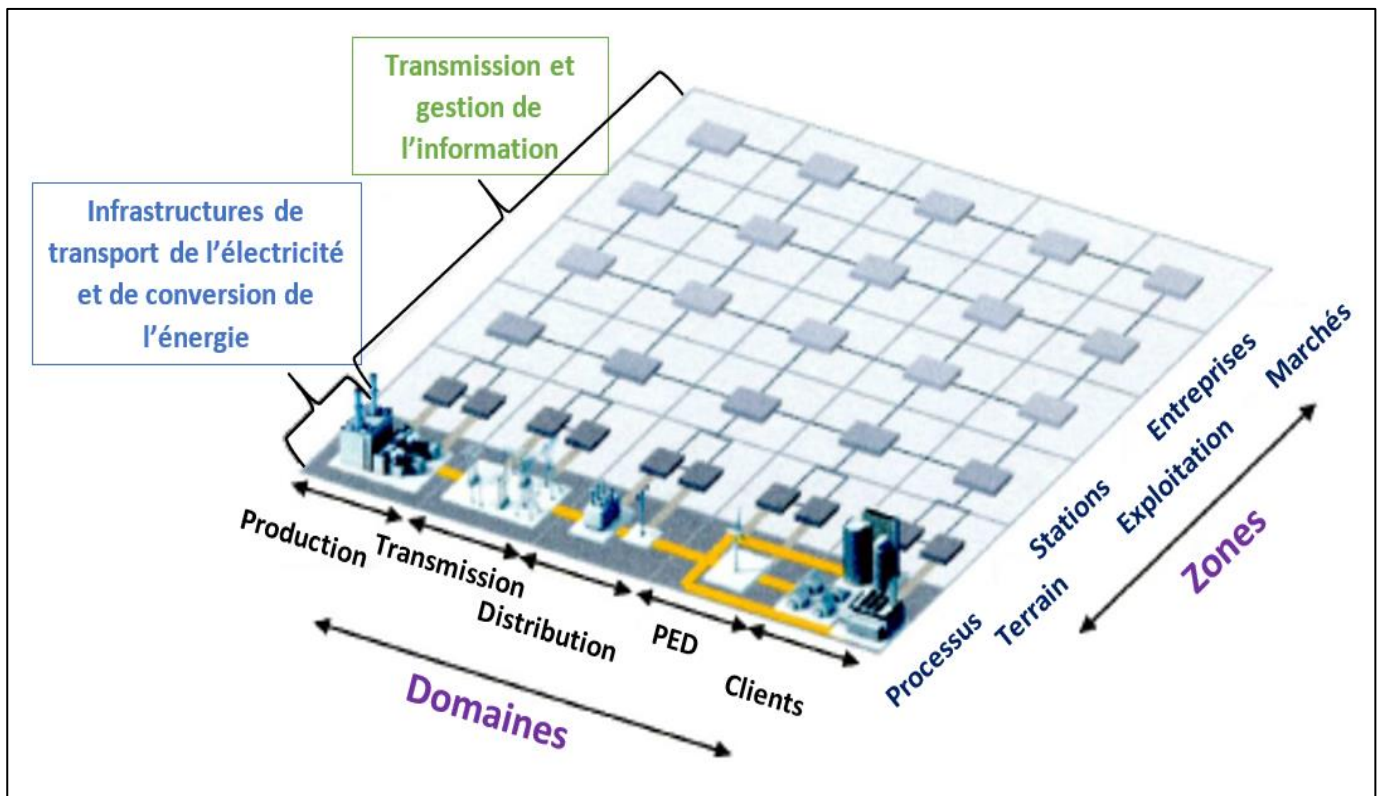


Figure 1- 7 : Plan Smart grid

L'objectif de ce plan est la mise en œuvre et la prise en charge de la gestion des informations associées. Pour mener à bien cette tâche très complexe, il est nécessaire d'introduire un troisième axe, vertical et au-dessus du plan SG comme illustré sur la Figure 1- 8 Cet axe des couches d'interopérabilité est constitué de bas en haut par la couche des composantes physiques, la couche communication, la couche information, la couche fonction et la couche métiers.

1.4.2 La couche des composantes physiques : [80]

La couche des composantes physique est constituée de deux types de réseaux qui sont le réseau d'électricité qui raccorde les infrastructures et le réseau de télécommunication qui raccorde les stations de contrôle et de surveillance aux divers appareils de mesures et de comptages ainsi que divers mécanismes de contrôles intelligents répartis sur l'ensemble du réseau. Les composantes essentielles introduites pour réaliser un SG sont les suivantes :

- ❖ *Les appareils intelligents* : Les appareils intelligents sont capables de décider quand consommer de l'énergie en fonction des préférences prédéfinies par le client. Cela peut contribuer à la réduction des pointes de charges et en conséquence à la réduction du coût de l'électricité.

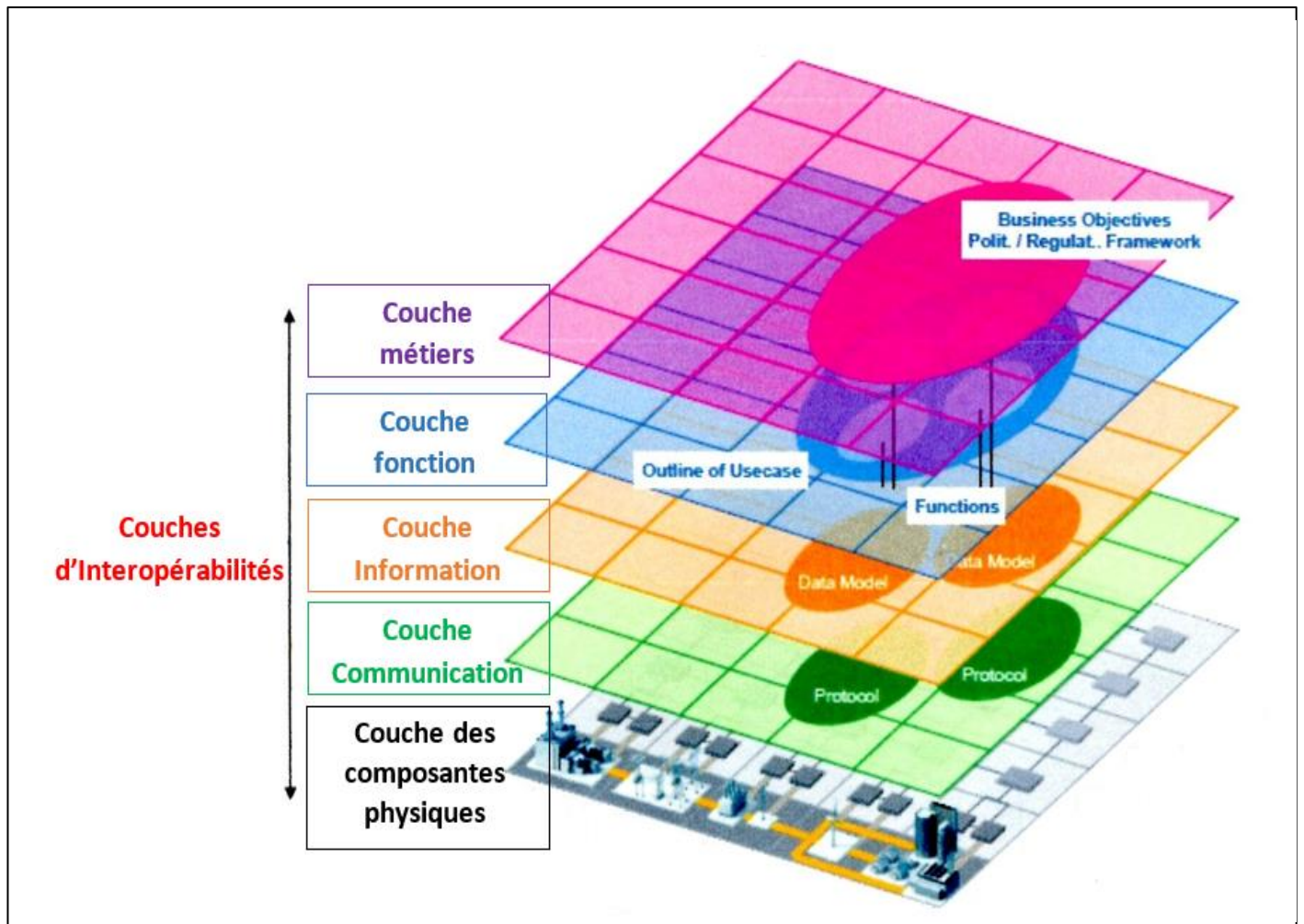


Figure 1- 8 : Architecture d'un SG sur trois axes

- ❖ *Les compteurs intelligents* : les compteurs intelligents permettent une communication bidirectionnelle entre les producteurs et les consommateurs pour automatiser la collecte des données de facturation, détecter les pannes de périphériques et envoyer les équipes de réparation sur le lieu exact beaucoup plus rapidement.
- ❖ *Les sous-stations intelligentes* : Les sous-stations comprennent la surveillance et le contrôle des données opérationnelles critiques et non critiques telles que l'état de l'alimentation, les facteurs de puissance, l'état des équipements électriques... Les sous-stations sont utilisées pour transformer la tension plusieurs fois dans de nombreux endroits. Elles sont également nécessaires pour diviser le chemin du flux d'électricité dans de nombreuses directions. L'architecture d'une sous-station intelligente est présentée sur la Figure 1- 9.

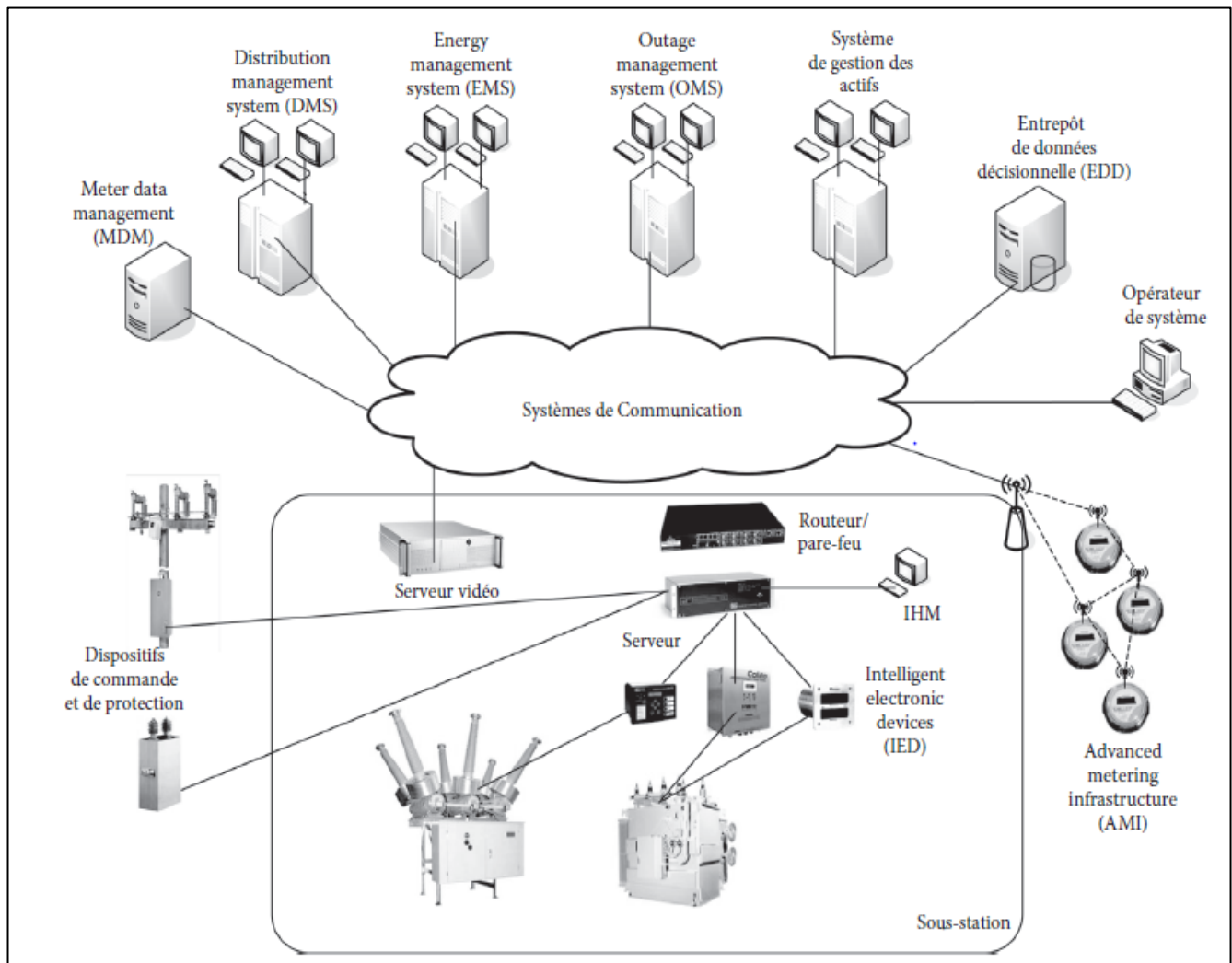


Figure 1- 9 : Architecture d'une sous-station intelligente

1.4.3 Architecture du réseau de communication :

Dans un réseau intelligent, il est essentiel de sélectionner les technologies de communication appropriées pour faciliter la circulation en temps réel d'informations bidirectionnelles. Pour gérer un flux de données plus important par rapport au réseau traditionnel, l'infrastructure de communication doit être fiable, sécurisée, autogérée et configurée pour changer automatiquement. [1] La Figure 1- 10 illustre l'architecture du réseau de communication dans un SG. Suivant l'axe des domaines, le réseau de communication comprend les réseaux des locaux des clients (HAN), les réseaux de voisinages (NAN) et le réseau étendu (WAN).[48]

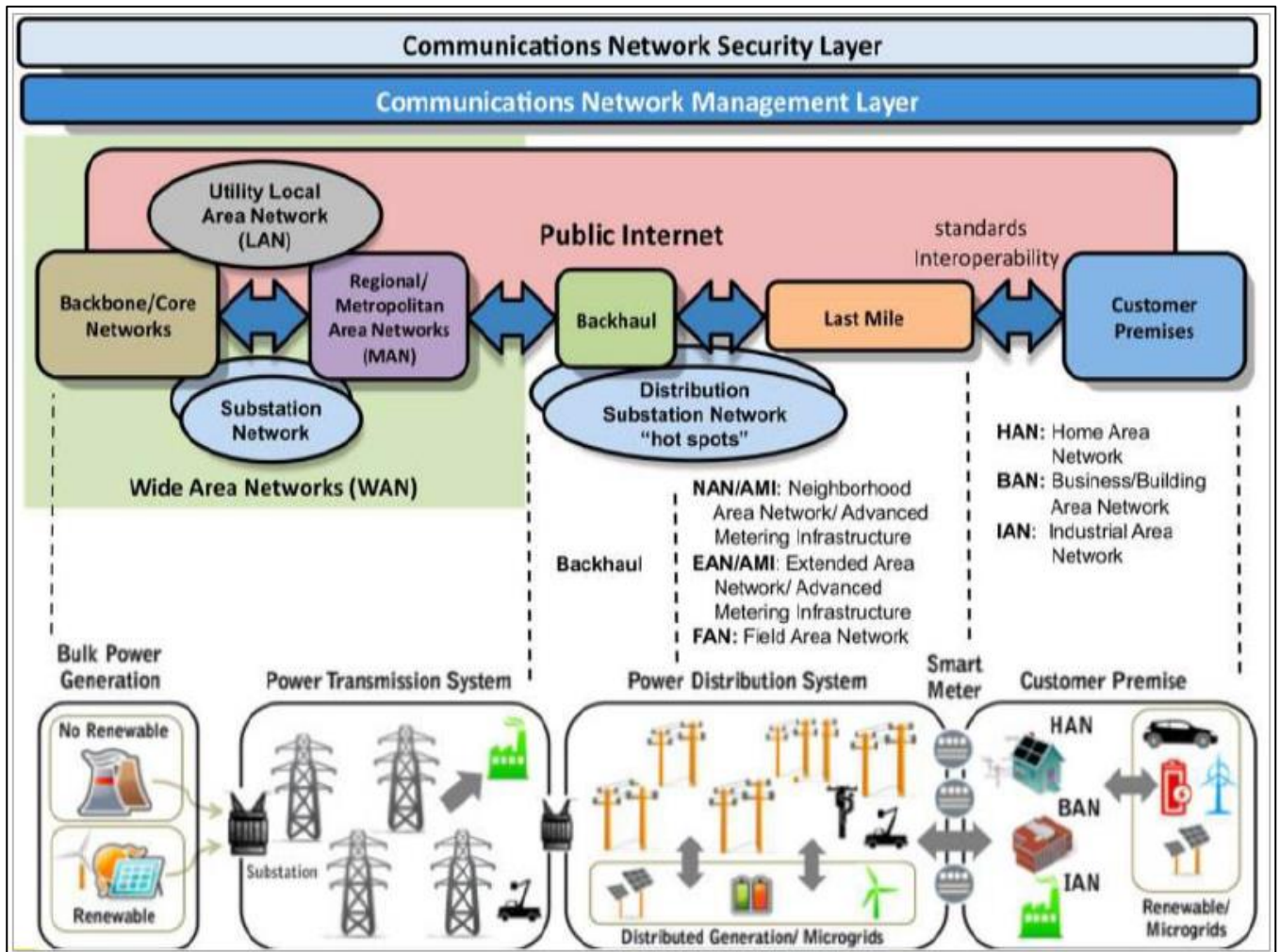


Figure 1- 10 : Architecture de communication dans un SG (source : [48])

a. Le réseau HAN et les compteurs intelligents : [1], [13]

Le réseau domestique (HAN) assure la communication entre les différents dispositifs utilisés dans le système de gestion d'énergie d'une résidence client. C'est une combinaison d'appareils connectés, de logiciels de gestion et de logiciels dédiés au réseau local. Les technologies de communications les plus répandues ce type de réseau sont la technologie ZigBee, le réseau WLAN et le CPL. Le réseau HAN prend en charge la communication entre les compteurs intelligents et les appareils utilisés dans une maisons, une industrie (IAN) ou un building (BAN).

Définition 1.14 : Zigbee

ZigBee est un protocole de haut niveau permettant la communication d'équipements personnels ou domestiques équipés de petits émetteurs radios à faible consommation ; il est

basé sur la norme IEEE 802.15.4 pour les réseaux à dimension personnelle (Wireless Personal Area Networks : WPAN).

Définition 1.15 : Courants Porteurs en Ligne (CPL)

Le CPL est une technique permettant de transmettre sur un réseau d'énergie électrique des signaux numériques à des fréquences porteuses très supérieures à celle du courant alternatif à basse fréquence.

Un compteur intelligent joue trois rôles différents dans un réseau domestique. Tout d'abord, le compteur intelligent est un outil polyvalent mesurant la consommation d'énergie électrique (et éventuellement gaz, eau et chaleur). Il peut servir de centre de contrôle de l'énergie consommée par les appareils électroménagers raccordés au réseau. Enfin, le compteur intelligent sert de passerelle entre le réseau HAN et les réseaux externes. Le système d'acquisition des données en provenance d'un groupement de compteurs situés dans un même réseau de voisinage constitue l'AMI. [38] [61]

b. Le réseau NAN et l'AMI : [1] [38]

Le réseau NAN est décrit comme l'interface entre les réseaux WAN et HAN. Il assure également la collecte de données en provenance de points adjacents à l'aide d'appareils électroniques intelligents (IED). Par rapport au WAN, son débit de données est moins élevé et sa portée est plus courte. Les technologies candidats pour assurer la communication à l'échelle NAN sont : le WiMAX, le CPL et les réseaux cellulaires.

Définition 1.16 : Le WiMAX

Il s'agit d'un acronyme signifiant World Interoperability for Microwave Access qui désigne un standard de communication sans fil. Aujourd'hui il est surtout utilisé comme système de transmission et d'accès à Internet à haut débit, portant sur une zone géographique étendue.

L'AMI est un mécanisme essentiel pour la réalisation des applications SG offrant des avantages opérationnels et commerciaux pour le service public. En collectant et en analysant les données des compteurs intelligents utilisant des communications bidirectionnelles entre le domaine utilisateur et le domaine utilitaire, l'AMI offre une gestion intelligente de divers services et applications liés à l'utilisation de l'électricité. On peut citer la mesure de l'alimentation à travers les installations, la tarification adaptative de l'énergie, la gestion de la demande, la transmission des consignes d'autoréparation et l'interfaçage avec d'autres systèmes.

c. Le réseau WAN: [1][31]

Le WAN est utilisé comme réseau de base (backbone) assurant le transit des informations entre les systèmes de services publics et les systèmes de sous-station. Cette structure permet de prévoir les pannes en fournissant des informations en temps réel à partir du réseau électrique et assurer le contrôle et la protection en temps réel. Ce réseau transmet les informations collectées par l'AMI aux serveurs de contrôle des utilitaires incluant : le management de données provenant de compteurs (MDM), le CRM (Customer Relationship Management), la DR ainsi que la DA (Distributed Automation). La Figure 1- 11 décrit l'architecture d'interconnexion entre les réseaux HAN, NAN et WAN ainsi que les technologies utilisées à chaque niveau.

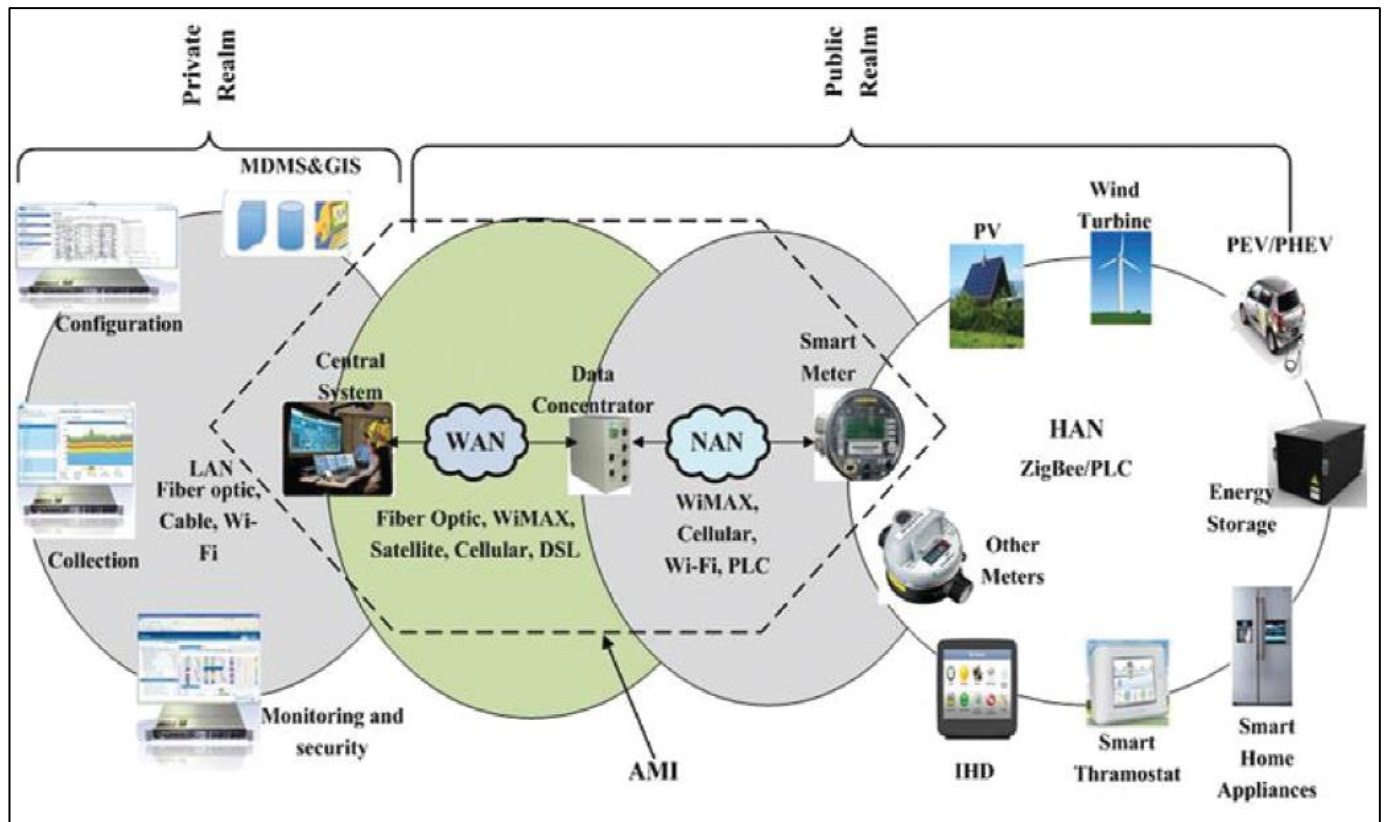


Figure 1- 11 : Architecture et technologies de communication utilisées dans les réseaux HAN, NAN et WAN (Source : [38])

1.4.4 Les protocoles de communication [10]:

Les protocoles utilisés dans un SG peuvent être classifiés en deux groupes :

- ❖ Les systèmes de communication spécifiques aux applications SG : IEC 61850 et IEC 61968-9 et les protocoles de communication : DNP3, IEC 60870-5, IEEE C37.118, ANSI C12.18, ANSI C12.19, ANSI C12.21, ANSI C12.22.

- ❖ Les protocoles auxiliaires qui sont applicables dans d'autres domaines : IEC 62439 (HSR/PRP), IEEE 1588, NTP, ainsi que les protocoles largement utilisés : Ethernet., IP, et TCP/UDP.

Le Tableau 1- 3 résume l'application des différents protocoles dans le cadre d'un SG.

Protocoles	Domaines d'application
IEC 61850	Interopérabilité entre les réseaux de communication et les automatismes utilisés dans la gestion intelligente des réseaux électriques.
DNP3 IEC 60870-5 Ethernet TCP/IP	Les protocoles DNP3 et IEC 60870-5 établissent la communication entre le matériel déployé sur le terrain et dans les sous-stations et le centre de contrôle centralisé. Ces protocoles utilisent les couches physique, liaison et application du modèle OSI (voir Annexe 2) et sont basés sur l'utilisation des ports RS-232 ou RS-485. Actuellement, ces protocoles évoluent vers l'utilisation des protocoles Ethernet et TCP/IP.
IEEE C37.118	C'est le protocole de communication utilisé entre les dispositifs de mesures de phase (PMU) et les concentrateurs de données correspondant (PDC), l'objectif étant de synchroniser les événements se produisant sur le réseau à partir des données en provenance d'une horloge commune.
IEC 61968-9	C'est le protocole qui définit l'interface de lecture, de surveillance et de contrôle d'un équipement dédié à l'usage du client. Ce protocole ne couvre que la septième couche du modèle OSI et utilise le modèle XML.
ANSI C12.19	Fournit un modèle de référence sur les données traitées par les compteurs intelligents ce protocole utilise les protocoles ANSI C12.18, ANSI C12.21 et ANSI 22.22 pour le transport des données.
ANSI C12.18	Protocole de communication des compteurs via un port optique
ANSI C12.21	Protocole de communication des compteurs via un modem raccordé au réseau de téléphones.
ANSI C12.22	Protocole de communication le plus récemment développé prenant en charge les applications réalisées par les réseaux de communication déjà existant.
IEC 62439-3	Regroupe plusieurs protocoles de communication dans plusieurs domaines industriels. Les SGs utilisent le PRP (Parallel Redundant Protocol) et le HSR (High-availability Seamless Ring) qui permettent un temps de remise en service instantané dans le cas d'une rupture de liaison. Cette fonctionnalité est adéquate pour les applications en temps réel, comme la commande des automatismes au niveau des sous-stations intelligentes.
IEEE 1588 NTP/SNTP	Établissent une synchronisation à travers les réseaux de communication. Le NTP est utilisé au niveau d'un WAN mais peut aussi être utilisé à l'échelle LAN, tandis que l'utilisation du IEEE 1588 ou PTP (Precision Time Protocol) est restreinte au LAN.

Tableau 1- 3 : Protocoles de communication utilisés dans un SG

Définition 1.17 : PMU (Phase Measurement Unit)

Un PMU est un dispositif utilisé pour estimer l'amplitude et l'angle de phase d'une grandeur électrique (telle que la tension ou le courant) dans le réseau électrique en utilisant une source de temps commune pour la synchronisation.

1.5 Productions décentralisées et Micro-réseaux :

1.5.1 Défis techniques dans le secteur de l'énergie renouvelable : [26]

Avec les progrès technologiques, plusieurs modes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables entrent en compétition en tant qu'alternative aux combustibles fossiles classiques. Les sources d'énergies utilisées dans une configuration décentralisée sont principalement renouvelables dans la nature. En raison de l'abondance de ressources, les installations pourraient être effectuées n'importe où. Les avantages de la production décentralisée sont les suivants :

- ❖ **Flexibilité** : En matière de planification, d'installation, d'exploitation et de modularité.
- ❖ **Fiabilité** : Grâce à la fourniture d'une alimentation ininterrompue. Les piles à combustibles et les micro-turbines sont largement considérées comme d'excellents générateurs à petite échelle pour améliorer la fiabilité du système.
- ❖ **Amélioration de la qualité d'énergie** fournie aux consommateurs.
- ❖ **Préservation de l'environnement.**
- ❖ **Réduction de la congestion du réseau** en installant les infrastructures de production à proximité des foyers consommateurs. En plus d'éviter une surcharge du réseau, cela réduit également la nécessité d'investissement pour la mise en place de nouvelles lignes.
- ❖ **Réduction des pertes dans les lignes de transmission.**
- ❖ **Report des mises à niveau des infrastructures T&D.**

Il est plus facile d'intégrer les énergies éoliennes et solaires dans un système électrique où d'autres générateurs sont disponibles pour fournir une puissance d'équilibrage et des capacités de suivi de charge précises. Plus le nombre d'éoliennes et de parcs solaires exploités dans une zone donnée est élevé, moins leur production globale est variable. Une forte injection de sources intermittentes (plus de 20% de la production) affecte le réseau des manières suivantes :

- ❖ **Nécessité d'analyse plus poussées des événements inattendus** : phénomènes thermiques, court-circuit, phénomènes électromagnétiques transitoires.
- ❖ **Stabilité** transitoire et stabilité en tension.

- ❖ **Coordination de la protection.**
- ❖ **Mise à niveau et équilibrage énergétique.**
- ❖ **Qualité de l'alimentation.**

Un effort combiné sur trois niveaux majeurs peut être appliqué dans une optique de réseaux intelligents :

- ❖ Développement des moyens de production utilisant différentes **ressources complémentaires** : biomasses et biogaz, géothermie, mini-hydrauliques, piles à combustibles, cogénérations...
- ❖ Développement des **infrastructures de transmission avancées pour réseaux intelligents**, comprenant le stockage d'énergie à réactivité rapide, les dispositifs FACTS, HVDC, le WAMPAC...
- ❖ Développement des **applications pour réseaux intelligents** sur les réseaux de distribution, y compris l'automatisation de la distribution, la réponse rapide à la demande, le stockage d'énergie décentralisé, la charge contrôlée de véhicules hybrides rechargeables (PHEV), le DSM.

Définition 1.18 : FACTS

Un système de transmission flexible en courant alternatif, plus connu sous l'acronyme anglais de FACTS (pour Flexible Alternating Current Transmission System) est un équipement d'électronique de puissance d'appoint utilisé pour contrôler la répartition des charges dans le réseau en améliorant ainsi la capacité de transit et en réduisant les pertes, pour contrôler la tension en un point ou assurer la stabilité dynamique des réseaux de transmission d'électricité et des groupes de productions qui y sont connectés. Il peut également filtrer certaines harmoniques et donc améliorer la qualité de l'électricité

Définition 1.19 : HVDC

Le courant continu haute tension, en anglais High Voltage Direct Current (HVDC), est une technologie d'électronique de puissance¹ utilisée pour le transport de l'électricité en courant continu haute tension.

Les systèmes de stockage d'énergie peuvent être utilisés dans plusieurs applications (Figure 1-12) :

- ❖ **La régulation de fréquence** : Les opérateurs du système tentent d'équilibrer la production et la charge en faisant varier le rendement d'unités de production appropriées

en fonction de la fréquence du système. Ce type de régulation s'appelle régulation de fréquence. Les opérateurs de services publics disposent donc d'une quantité supplémentaire de production appelée réserve tournante à partir de laquelle ils puisent de l'énergie pour effectuer une régulation de fréquence.

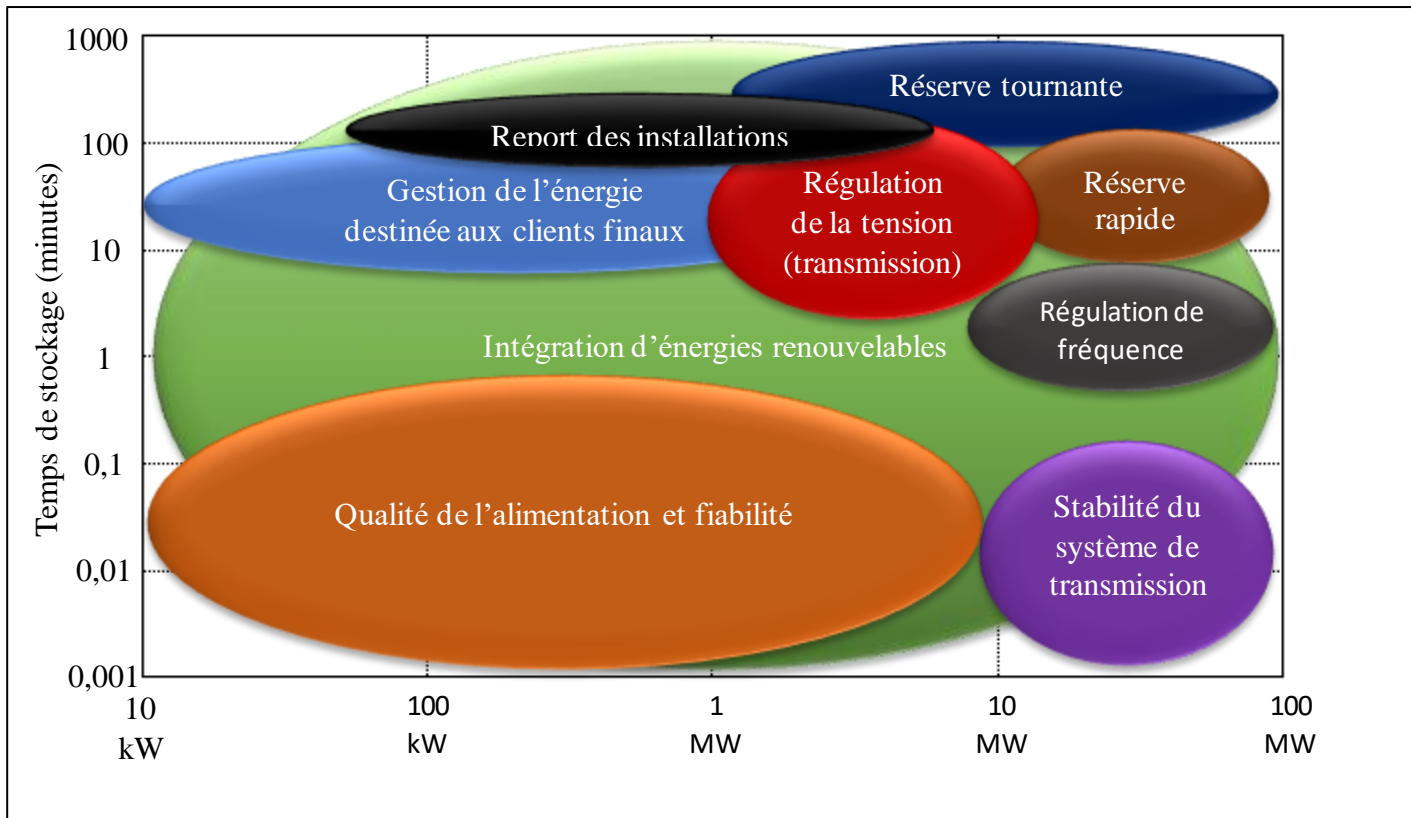


Figure 1- 12 : Applications des technologies de stockage

- ❖ **La réserve tournante** : Constitués d'unités de stockages utiliser pour compléter l'apport énergétique des unités de productions thermiques et hydroélectriques lorsqu'ils fonctionnent au maximum pendant les périodes de fortes charges.
- ❖ **Le rasage de pics et les transferts de charges** : Afin de couvrir la demande de charge de pointe, les services publics doivent mettre en ligne leurs générateurs aux coûts d'exploitation plus élevées. Ils procèdent à un transfert de charge durant ces changements de conditions d'exploitation.
- ❖ **Intégration des énergies renouvelables** : Les systèmes de stockage d'énergie assurent le lissage de l'alimentation délivrée par une source intermittente.

Les applications de stockage d'énergie centralisés comprennent des installations de grandes tailles en MW, généralement connectées aux tensions au niveau du système de transport ; ces applications sont généralement utilisées pour fournir des services auxiliaires pendant de courtes périodes (en secondes ou minutes) et pour une intégration de la production

d'énergie renouvelable intermittente. Le stockage décentralisé est généralement utilisé pour l'intégration de la production intermittente, l'amélioration de la fiabilité de la distribution et le report de capacité. Par conséquent, ils doivent avoir des durées de stockages plus longues (en minutes ou heures).

1.5.2 Le concept de micro-réseaux : [12],[13],[24],[57]

Le concept de micro-réseaux (MG) est né avec la mise en œuvre de plusieurs générateurs décentralisés dispersés. Les MG ne peuvent pas être présentés comme un nouveau concept puisque les réseaux électriques à petite échelle existent depuis longtemps dans les régions éloignées, où l'interconnexion avec le réseau principal n'est pas possible pour des raisons techniques et économiques. Un micro-réseau par définition est un groupement de consommateurs dans un bâtiment, campus ou une communauté qui sont interconnectés les uns aux autres et avec au moins une source de production d'énergie.

Ce groupement de consommateurs et de sources de production constitue un réseau électrique pouvant être exploités de manière contrôlée et coordonnée soit en étant connecté au réseau électrique principal, soit en mode îlot intentionnel. Un MG présente les caractéristiques suivantes :

- ❖ Le réseau est capable de **fournir une énergie suffisante et continue** à une partie importante de la demande interne.
- ❖ Il dispose **de sa propre stratégie de contrôle interne et d'optimisation**.
- ❖ Peut **être isolé et reconnecté** avec une interruption de service minimale.
- ❖ Peut être utilisé comme une entité contrôlée flexible pour **fournir des services/optimisations au réseau principal ou au marché de l'énergie**.
- ❖ Applicable à **différents niveaux de tensions** (généralement de 1 à 20 kV).
- ❖ Possède **une capacité de stockage**.

Les avantages des MGs peuvent être de nature économiques, environnementaux ou techniques :

- ❖ Les avantages économiques sont : Pour le consommateur, la tarification dynamique avec le calcul en temps réel et la prise en compte de la source d'énergie la moins chère. La création de structures et activités de micro-génération. La réduction des dépenses sur les infrastructures de transmission.
- ❖ Les avantages environnementaux : La réduction des émissions de GES, la réduction des pertes sur les lignes électriques (pouvant être traduites en tonnes de réduction des émissions de CO₂).

- ❖ Les avantages techniques : La réduction de la charge de pointe, l'amélioration de la fiabilité et la régulation de tension grâce aux potentiels d'automatisation locale de haute qualité, l'amélioration de la stabilité générale du réseau, la réduction des pertes d'énergies sur les lignes de transmission...

Cependant, il existe également des problèmes difficiles qui doivent être résolus afin d'obtenir et de garantir les avantages susmentionnés [28] :

- ❖ L'intermittence des énergies renouvelables entraîne des **injections de puissances irrégulières**, donc il est nécessaire de mettre en place des solutions permettant la régulation du débit de puissance et la réduction de la puissance de pointe. En outre, une passerelle MG équipée de dispositifs de stockage d'énergie est nécessaire.
- ❖ Un MG de distribution est un réseau de faible stabilité en fréquence et en tension. Chaque générateur dispose d'une impédance interne non négligeable, l'onduleur a également une inertie physique négligeable, ce qui rend le système potentiellement **vulnérable aux perturbations**.
- ❖ Le courant dans un MG étant bidirectionnel, les techniques de stabilisation de tension classique ne sont pas applicables, il est donc nécessaire de **développer de nouvelles stratégies de contrôle et de protection**.
- ❖ D'autres problèmes peuvent concerner **l'équilibre entre charges et production**, la transition **du mode de fonctionnement normal vers le mode îlot, le black start** c'est à dire le processus de remise en service d'une centrale électrique sans recourir à des sources d'énergie externes.

1.5.3 Architectures et différents types de MG : [10],[28],[43]

Actuellement, les configurations typiques des MG obéissent à des architectures ouvertes comprenant : des composants électriques, des TICs, des organes de commandes et de contrôle ainsi que des interfaces de connexions permettant de raccorder des sources d'énergies. D'un point de vue technique, les MG peuvent être classifiés selon le type de courant qui y circule. On distingue le MG à courant alternatif, le MG à courant continu mais aussi le MG hybride. La Figure 1- 13 représente l'architecture typique d'un MG à courant continu.

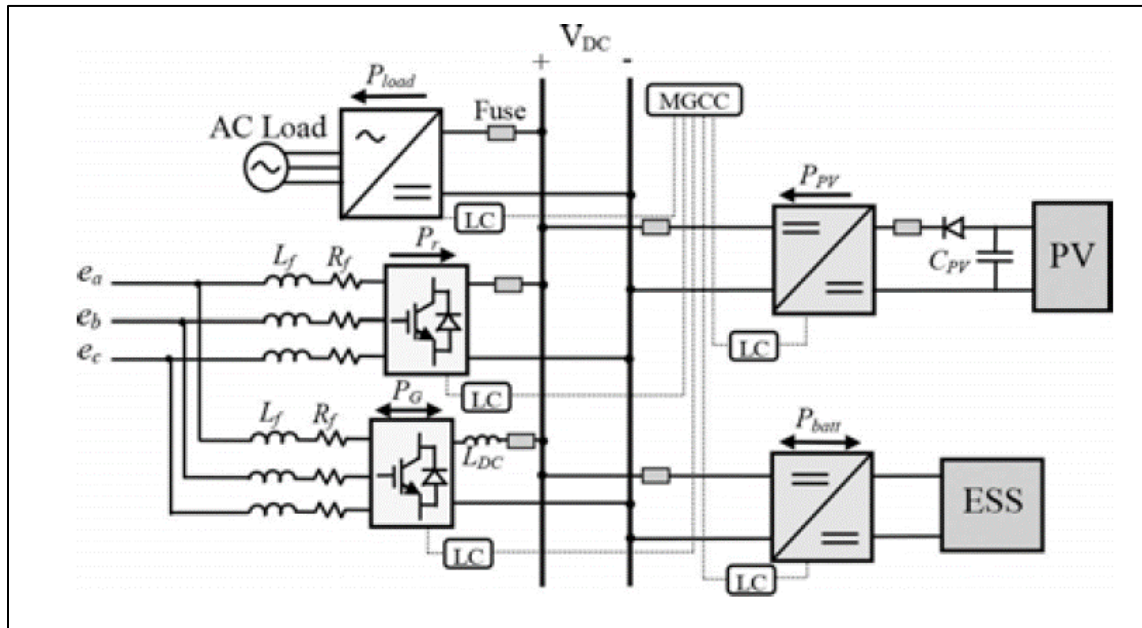


Figure 1- 13 : Architecture d'un MG à courant continu

Trois niveaux fonctionnels d'automatisation peuvent exister dans un SG reliant plusieurs MG :

- ❖ **Des contrôleurs locaux (LC)** sont nécessaires pour contrôler les composants individuels du MG : contrôleurs de charges, contrôleur de stockages d'énergie et contrôleurs de sources de micro-génération. Ces contrôleurs locaux répondent aux ordres envoyés par le contrôleur de micro-réseaux et réagissent aux conditions temps réel (détection de défaut...) afin de garantir la fiabilité des différents composants. Les relais de protection et les commutateurs intelligents font également partie de ce niveau d'automatisation.
- ❖ **Le contrôleur de MG (MGCC)** qui fournit des fonctions de surveillance et de contrôle en temps réel pour tous les composants dans leurs limites de contrôle. Son rôle principal est d'assurer la fiabilité et la qualité de l'énergie. Il peut supporter certaines fonctions d'optimisation de base basées sur les économies de la production et du stockage locaux.
- ❖ **Un système de gestion de MG maître** permet d'optimiser l'ensemble des MG du réseau. Il définit des points de consigne pour toutes les charges et la production afin d'optimiser l'efficacité du MG en fonction des prix de l'électricité et du coût de production locale. Il fournit également une prévision et une estimation en temps réel des charges et de la production au système de gestion de données. Le système de gestion des MG maître est également responsable de la déconnexion/reconnexion au réseau principal. Enfin, il peut interagir directement avec le marché ou avec des fournisseurs de services de compression.

Les MG peuvent également être classifiés selon le niveau de tension. On peut distinguer :

- Les stations primaires (>20 MW).
- Les réseaux d'alimentation moyennes tensions (<20 MW).
- Les segments moyennes tensions (<5 MW).
- Les segments petites tensions (<1 MW).

Une classification selon la segmentation de la clientèle est également possible :

- Les MG institutionnels : hôpitaux, campus universitaires ou militaires.
- Les applications dans les secteurs commerciaux et industriels (usines, parcs de serveurs, centres commerciaux, tours d'affaires...).
- Les réseaux communautaires (cités, immeubles d'habitation...).

Autre forme de la segmentation de la clientèle :

- **Blue Ocean** : Comprend les zones qui ne sont pas encore connectées au réseau principal.
- **Soulagement du réseau** : Ces MG ont pour rôle d'augmenter la stabilité et de différer les investissements coûteux dans les zones où le réseau principal est saturé et pose des problèmes de stabilité en tension.
- **Sécurité énergétique** : Concerne les institutions où il est stratégiquement important d'obtenir une électricité stable et de bonne qualité sans interruption. Ces MG peuvent potentiellement être isolés pendant de longues périodes en cas de panne du réseau principal.
- **Efficacité énergétique** : Les principales motivations de ce secteur sont les préoccupations environnementales et les profits tirés de la vente d'énergies renouvelables. Dans ce cas, la caractéristique d'îlotage qui définit un MG est facultative.

1.6 Applications et avancées technologiques :

1.6.1 Le DMS et le TMS [40]:

Le DMS (Distribution Management System) est un outil de décision permettant aux personnels d'exploitation d'assurer la surveillance et le contrôle du système de distribution électrique de manière optimale tout en améliorant la sécurité générale et la protection des actifs. On parle de TMS (Transmission Management System) lorsque les infrastructures gérées se situent au niveau du réseau de transmission. Les informations provenant des différents DMS ainsi que les commandes qui y sont adressées sont centralisées au niveau du TMS. Les

principales technologies et applications développées dans une architecture de TMS sont : Le SCADA, l'EMS et le WAMPAC.

Définition 1.20 : Le SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)

Le SCADA est une architecture de système de contrôle comprenant des ordinateurs, des réseaux de communications de données et des interfaces utilisateur graphiques utilisés pour la gestion et la supervision de processus de haut niveau, tout en comprenant d'autres périphériques comme des contrôleurs logiques programmables et des contrôleurs PID pour s'interfacer avec une usine de traitement ou des machines.

a. Le SCADA :

Dans le secteur de l'énergie électrique, le rôle principal d'un système SCADA est d'acquérir des données en temps réel à partir d'appareils de terrain situés dans les centrales électriques, les sous-stations de T&D, aux départs des lignes de distribution... Il permet également de contrôler les équipements de terrain et d'afficher les informations au personnel d'exploitation. Généralement, les équipements de contrôle et d'acquisition de données composent un système avec au moins une station mère, un ou plusieurs unités de terminal distantes (RTU) et un système de communication. L'architecture typique d'un système SCADA est représenté sur la Figure 1- 14.

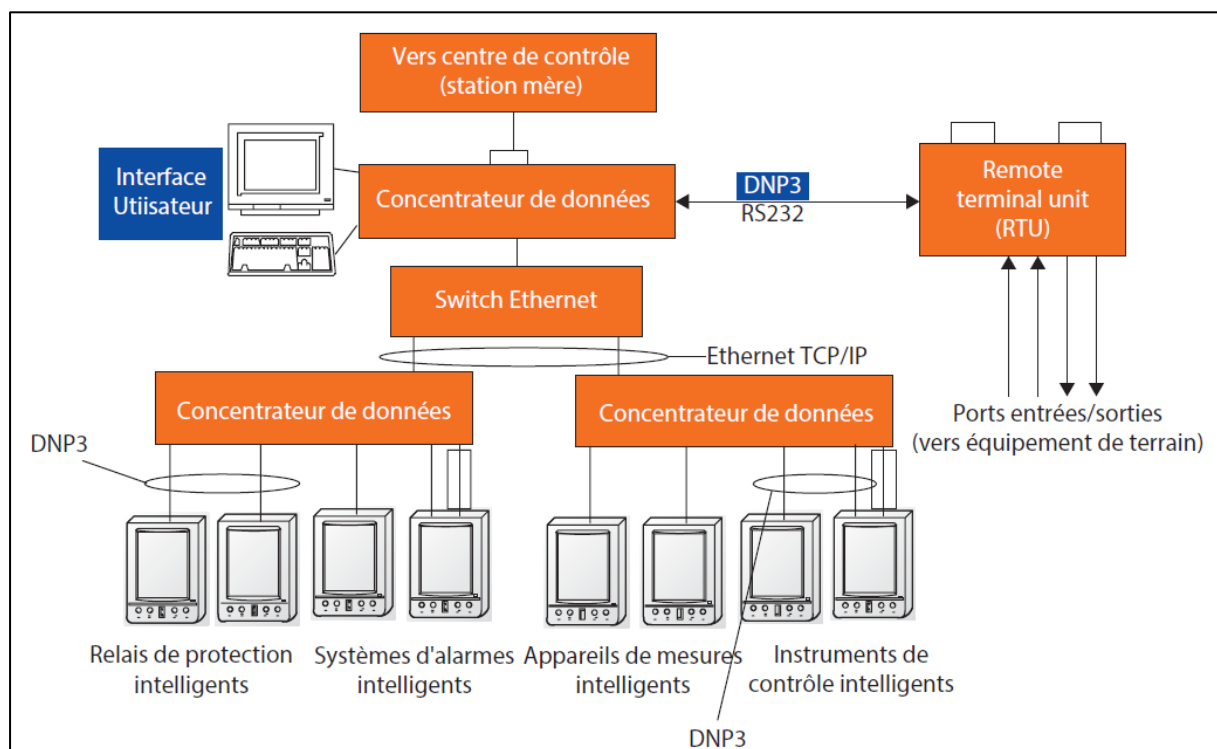


Figure 1- 14 : Architecture d'une sous-station SCADA

b. L'EMS :

L'EMS regroupe l'ensemble des matériels et logiciels utilisés dans la gestion de l'énergie électrique au niveau des centres de contrôle qui communiquent avec les autres systèmes par le réseau de communication suivant l'architecture de la Figure 1- 9 : Architecture d'une sous-station intelligente. L'EMS est utilisé pour surveiller et gérer les flux de données dans un réseau de transmission haute tension.

c. Le WAMPAC :

Les trois fonctionnalités du WAMPAC (présentées dans la définition 1.5) permettent de maintenir la fiabilité, la stabilité et la sécurité du système face à de larges perturbations. Le WAMPAC peut être utilisé pour gérer les changements de la qualité de l'alimentation produite par les sources d'énergies intermittentes de façon autonome ou en communiquant avec les serveurs EMS ou OMS existant. Les outils de visualisation modernes comprennent les systèmes d'informations géographiques (GIS), qui sont rendus dynamiques en intégrant les données synchronisées capturées par le WAMPAC. Grâce à cette fonctionnalité, Le WAMPAC permet de maintenir la qualité de la puissance d'alimentation aux endroits où des anomalies de tension et de courants sont constatées.

Les systèmes WAMPAC peuvent contribuer à améliorer l'efficacité de la transmission d'un SG de plusieurs manières. On peut citer :

- ❖ La gestion améliorée du réseau : par la **détermination des capacités de transfert des lignes ainsi que leurs marges thermiques** dans les opérations du SG et en s'assurant que les unités les plus économiques sont allouées, minimisant ainsi le coût total de la fourniture d'énergie.
- ❖ La gestion de la congestion via le contrôle de la stabilisation : Traditionnellement, les opérateurs imposent des limites de débit sur les lignes de transport afin d'éviter toute déstabilisation à la suite d'une perturbation. Le contrôle de la stabilisation consiste en la **libération des marges de transmission supplémentaires et/ou en permettant une répartition plus économique du générateur**.
- ❖ L'optimisation en temps réel des paramètres de fonctionnement du réseau : **En définissant les consignes et points de fonctionnement des dispositifs FACTS et HVDC** suivant les conditions en temps réelles du SG.

1.6.2 Avancées technologiques sur le matériel utilisé sur les réseaux T&D :

a. Les Dispositifs FACTS [18]

La compensation de la puissance réactive a été considérée comme une solution fondamentale pour la réalisation d'un système de distribution d'énergie électrique efficace. Cette technique consiste en l'insertion intentionnelle de dispositif de production de puissance réactive en série et/ou en parallèle avec le circuit électrique. Les dispositifs FACTS (selon la définition 1.18) apportent une plus grande flexibilité avec une compensation contrôlable dynamiquement pour fournir la quantité requise de puissance réactive avec précision et rapidité.

Les avantages apportés par les technologies FACTS sur le réseau peuvent être la minimalisation des pertes dans les lignes, dans les transformateurs et autres équipements ce qui améliore la durée de vie de l'équipement. On peut également citer l'amélioration du profil de tension et globalement l'amélioration de la qualité de l'alimentation fournie. Les principales configurations utilisées sur le réseau de transmission sont illustrées sur la Figure 1- 15. Les différents types de dispositifs FACTS ainsi que leurs fonctions sont décrites dans le Tableau 1- 4.

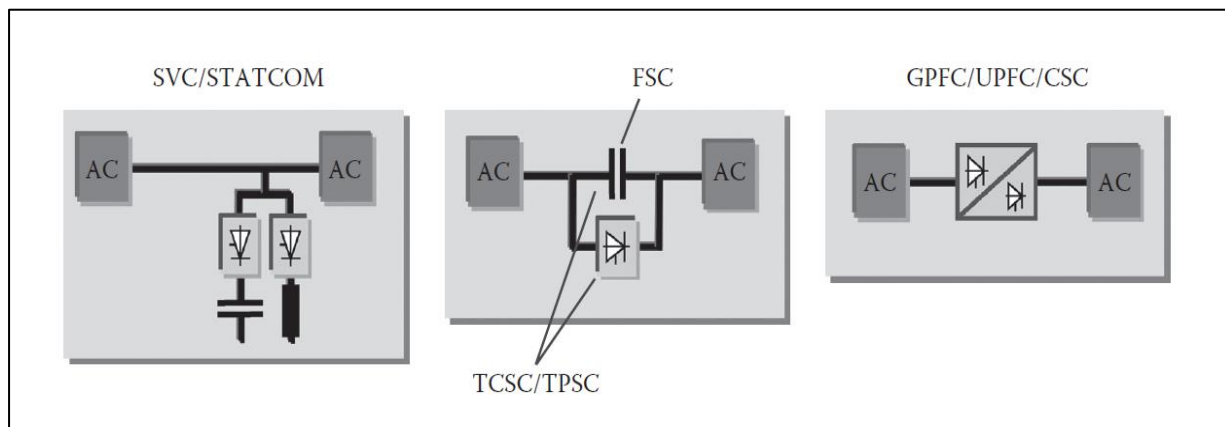


Figure 1- 15 : Configurations typiques des dispositifs FACTS

b. Le HVDC [10]:

Nous constatons actuellement la nécessité de transmettre des niveaux croissants d'énergie électrique et souvent sur de longues distances, ce qui entraîne la nécessité d'évaluer si une transmission en courant alternatif ou continu est la meilleure solution pour minimiser les pertes de courant et maintenir le système de transmission opérationnel tout en assurant l'équilibre de puissance au niveau des zones ciblées. Avec une capacité de transfert non affectée

par la distance, des pertes de ligne réduites et étant plus respectueux de l'environnement, le HVDC devient un concurrent sérieux pour la transmission en courant alternatif.

Dispositifs FACTS	Fonctions
SVC : Static VAR Compensator.	Contrôle la tension en fournissant une puissance réactive à action rapide sur le réseau de transmission d'électricité haute tension.
STATCOM : Static Synchronous Compensator.	Régule la tension en fournissant une puissance réactive en réponse aux phases transitoires de tension, améliore la stabilité transitoire, améliore l'amortissement des oscillations interzones.
UPFC : Unified Power Flow Controller.	Contrôle la puissance réactive, la tension.
CSC : Convertible Series Compensator.	Gère la puissance réactive, le déséquilibre de tension, la compensation des harmoniques de courant et de tension.
IPFC : Interphase Power Flow Controller.	Gère la puissance réactive, la tension, l'angle
SSSC : Static Synchronous Series Controller.	Contrôle la phase, la tension.
TCSC : Thyristor-Controlled Series Compensator.	Modifie l'impédance.
TCPST : Thyristor-Controlled Phase Shifting Transformer.	Ajuste l'angle.
SMES : Superconducting Magnetic Energy Storage	Prend en charge la tension et la puissance

Tableau 1- 4 : Les différents types de dispositifs FACTS et les paramètres contrôlés

Une liaison de transmission de courant continu nécessite des stations de conversions aux extrémités de la ligne. Les stations de conversion classiques comprennent généralement des transformateurs de conversion, des vannes à thyristor, des réacteurs de lissage, des filtres à courant alternatif et des filtres à courant continu comme représenté sur la Figure 1- 16. Le HVDC classique dans ses limites d'utilisations offre des capacités de transmission dans la gamme $\pm 800 \text{ kV} - 6000 \text{ MW}$, tandis qu'un HVDC léger est ciblé sur des capacités comprises entre $\pm 320 \text{ kV} - 1200 \text{ MW}$.

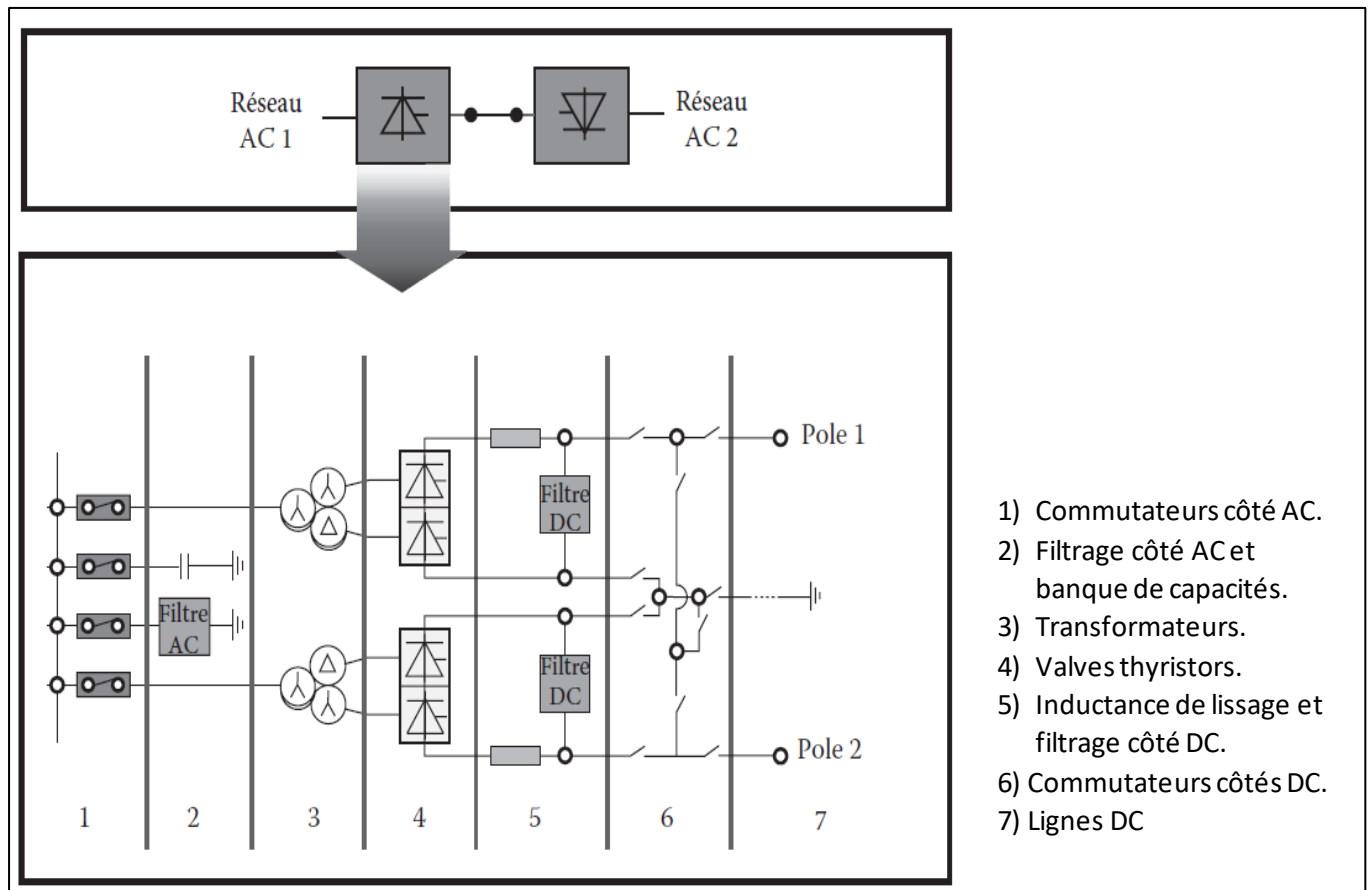


Figure 1- 16 : Station de conversion HVDC classique

Les systèmes de transmission HVDC offrent de nombreux avantages par rapport à leurs homologues en courant alternatif :

- ❖ Le flux de puissance à travers la liaison peut être contrôlé avec précision en ampleur et suivant une direction, soit par une action de l'opérateur, soit par une réponse automatisée.
- ❖ La tension et la fréquence dans les deux réseaux alternatifs peuvent être contrôlées indépendamment, encore une fois soit par l'action de l'opérateur, soit par une réponse automatisée.
- ❖ La liaison HVDC peut être utilisée pour aider l'un (ou même les deux) des réseaux alternatifs à réagir aux perturbations de façon entièrement automatisée.
- ❖ Les marges de stabilities sont améliorées grâce à la possibilité de changer rapidement le transfert de puissance.
- ❖ Il n'y a ni augmentation du niveau de court-circuit ni transfert de défauts à travers les systèmes connectés.

c. Les câbles supraconducteurs [71]:

Définition 1.21 : Supraconductivité, supraconducteurs

La supraconductivité (ou supraconduction) est un phénomène caractérisé par l'absence de résistance électrique et l'expulsion du champ magnétique (appelé effet Meissner) à l'intérieur de certains matériaux dits supraconducteurs.

Plusieurs projets faisant la démonstration d'applications utilitaires pré-commerciales de la technologie supraconductrice à haute température (HTS) ont vu le jour et de nouveaux projets sont en cours de développement. La Figure 1- 17 représente une configuration typique de câble HTS. Il existe deux types bien connus de câbles HTS : BSCCO qui signifie « Bismuth - Strontium-Calcium-Cuivre -Oxygène» connu sous le nom de fil de première génération (1G). et ReBCO « terres rares-baryum-oxyde de cuivre », connu sous le nom, de fil de deuxième génération (2G).

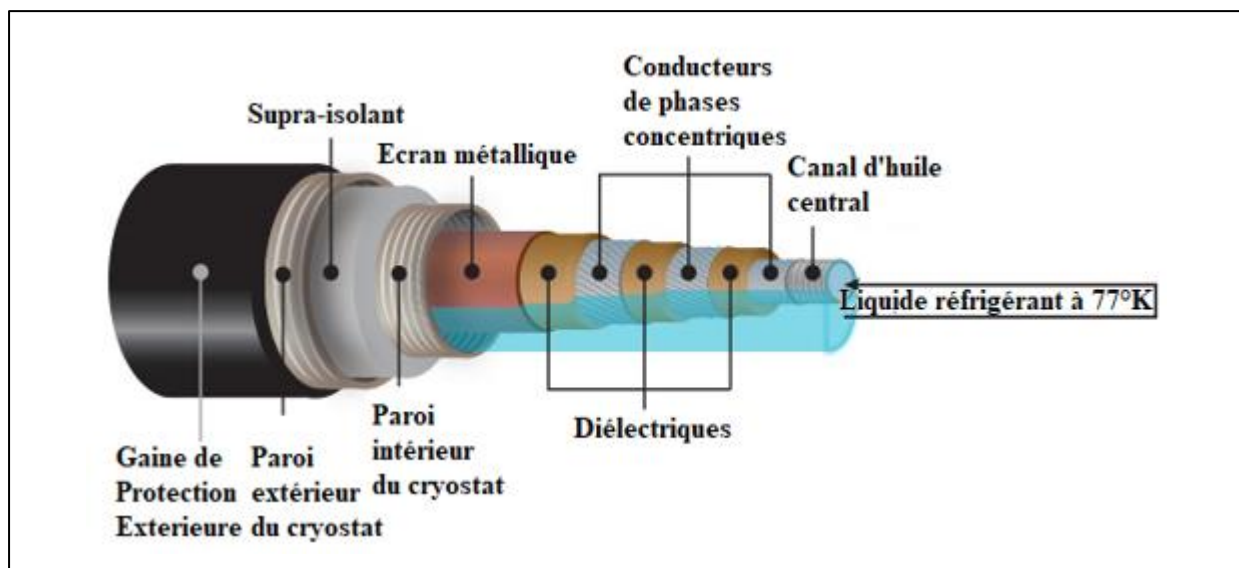


Figure 1- 17 : Configuration typique des conducteurs HTS

Définition 1.22 : Cryostat

Un cryostat est un instrument de physique permettant d'obtenir des températures cryogéniques par l'utilisation de l'inertie thermique d'un liquide très froid.

Définition 1.23 : Supra-isolant

L'état supra-isolant est un phénomène survenant dans certains matériaux. Il se caractérise par la présence d'une résistance électrique infinie empêchant la conduction électrique.

Une majorité de fabricants de fils supraconducteurs migrent vers de nouveaux matériaux HTS de deuxième génération (2G) qui surpassent la première génération en performances électriques. Peu de composé de terres rares sont reconnus comme options de matériaux HTS 2G. L'industrie utilise actuellement les variétés suivantes (yttrium, samarium, néodyme, gadolinium) avec l'oxyde de baryum-cuivre (ReBCO) comme matériaux de choix pour les dispositifs à fil et à résistance HTS. [86] Le Tableau 1- 5 compare les caractéristiques des câbles HTS de la première et de la deuxième génération.

Câble HTS de première génération (1G)	Câble HTS de deuxième génération (2G)
1. Peut être fabriqué aujourd'hui. 2. Est utilisé dans les segments de lignes courtes comme sorties de sous-stations encombrées ou dans les zones urbaines et comme limiteurs de courant de défaut. 3. Est utilisé comme un chemin à très basse impédance pour aider à contrôler les flux d'énergie sur les lignes parallèles congestionnées. 4. Réduit la pollution provenant des installations de production d'électricité. 5. Augmente la fiabilité du système électrique. 6. Améliore les systèmes de distribution de l'énergie dans les zones urbaines sans nouveaux droits de passage.	1. Nécessite un développement à plus long terme (5 à 10 ans), avec d'énormes impacts potentiel sur le réseau. 2. Peut être fabriqué aujourd'hui en petites quantités. 3. Permet un contrôle à moindre coût du scintillement, de la tension et de la stabilité transitoire. 4. Les prix pourraient être de 3 à 10 fois inférieurs à ceux des fils 1G et les pertes jusqu'à 10 fois moins élevées. 5. Pénétrera sur le marché du remplacement des gros moteurs industriels, des entraînements auxiliaires de centrales et des générateurs de centrales. 6. L'objectif ultime est la transmission souterraine de l'énergie sur de longues distances et à basse impédance. 7. Des limiteurs de courant de défauts peuvent être développés avec des pertes dix fois plus faibles. 8. D'autres problèmes devront être anticipés et résolus, tels que l'évolution des caractéristiques dynamiques des charges auxiliaires des clients et des installations, et l'augmentation des courants de défaut.

Tableau 1- 5 : Caractéristiques des câbles supraconducteurs 1G et 2G

1.6.3 Intégration des véhicules électriques [5],[31],[56]:

La forte pénétration de VE joue également un rôle important dans l'amélioration de la stabilité et de l'efficacité globales du réseau électrique. Les PHEV (Plug-in Hybrid Electrical Vehicles) présentent l'avantage de la connectivité au réseau électrique alternatif par rapport aux véhicules électriques hybrides autonomes (HEV). Le raccordement au réseau permet l'utilisation de la batterie du véhicule en mode décharge ou vehicle to grid (V2G) mais permet également de charger la batterie du véhicule dans le mode grid to vehicle (G2V).

La Figure 1- 18 montre l'architecture d'intégration des VE dans un SG. Le système comprend les éléments suivants : le réseau électrique alternatif ainsi que les sources de productions d'énergies, un centre de contrôle maître indépendant, les stations de recharge supportant un flux de puissance bidirectionnel et une interface de connexion point à point par véhicule, un système intelligent de mesure et de contrôle et enfin la technologie véhiculaire comprenant le système de gestion de la charge de la batterie.

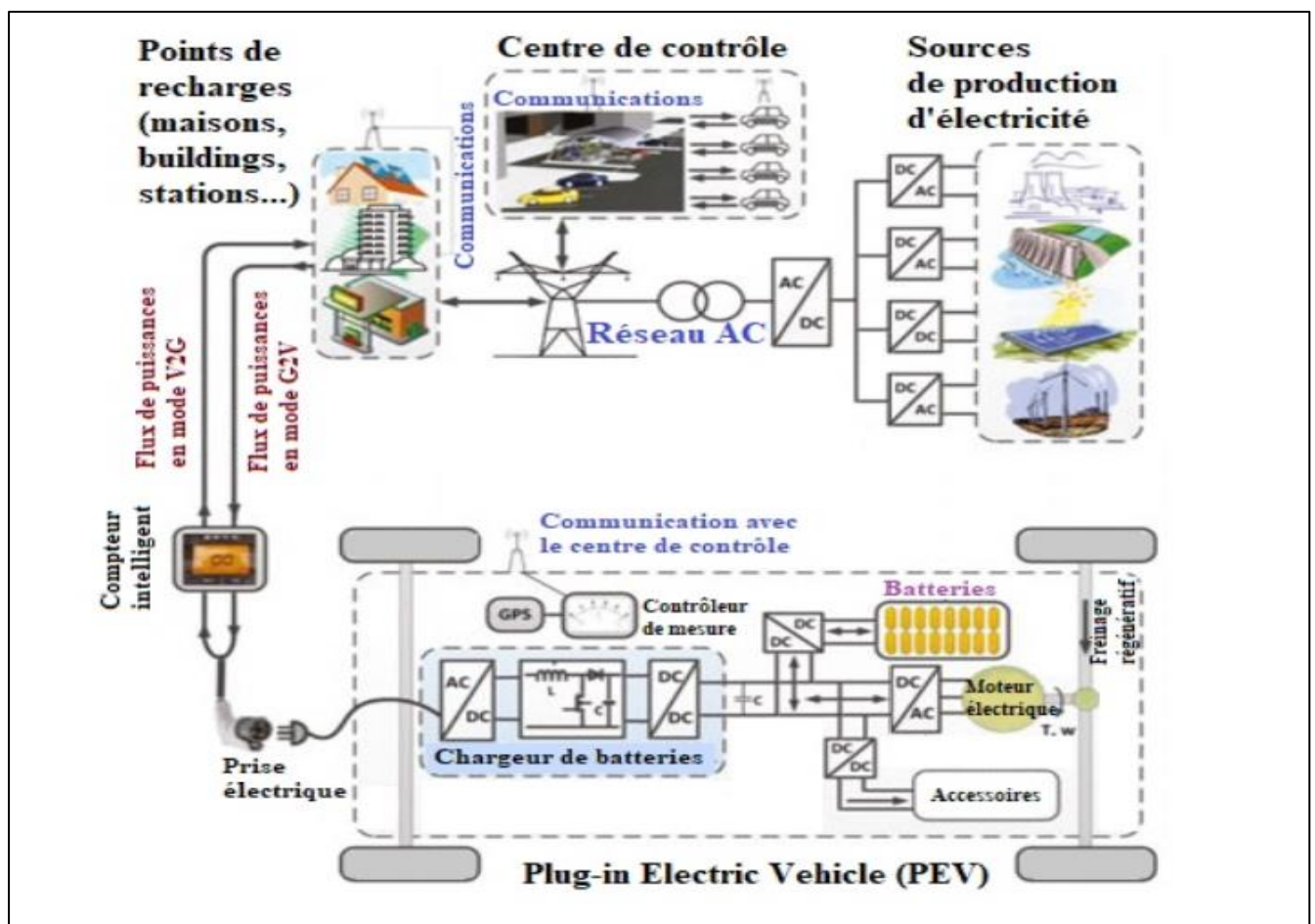


Figure 1- 18 : Architecture d'intégration des VE dans un SG

1.6.4 Intégration des entreprises et cybersécurité :

a. Intégration des entreprises [10][13]:

Les activités d'intégrations effectuées par les entreprises s'orientent principalement vers l'intégration des données (EII) et des applications (EAI). Les données constituent des informations à communiquer et à partager grâce à l'adoption d'une norme spécifique. L'objectif de l'intégration d'application est d'utiliser les actifs en fournissant des moyens de connexion, de routage et de transformation des données stockées ou partagées entre eux. L'EII et l'EAI ne sont pas des concepts nouveaux, ce sont des processus et des outils appliqués dans d'autres secteurs pour intégrer et partager des données entre plusieurs sources et plusieurs applications.

Le défi dans le cadre particulier d'un SG où transite des informations critiques en temps réel réside dans le traitement de données fréquemment mises à jour et nécessaires dans de courtes périodes (en secondes) avec des données dont la mise à jour n'est pas aussi fréquente (en jours). Le principal obstacle à l'intégration à grande échelle est que les données résident dans des milliers de formats incompatibles et ne peuvent pas être systématiquement gérées, intégrées ou nettoyées.

Il existe de nombreux outils et normes de l'industrie pour faciliter l'intégration des processus et la veille stratégique. Dans un environnement informatique où transitent des dizaines de représentations de la même information, il est de la plus haute importance de résoudre ces différences en créant une signification commune pour toutes les entreprises. La mise en œuvre de cette méthodologie se base sur le développement d'une plate-forme applicative révolutionnaire comprenant des solutions open source, standard, XML et une architecture orientée service (SOA) permettant à un utilitaire de partager et de réutiliser des services au sein de l'entreprise et avec des partenaires stratégiques.

Les réseaux de communications sont utilisés dans les entreprises pour les transmissions à courant faible de voix et de données tant pour des communications en interne que pour des communications avec le monde extérieur grâce à Internet. En fonction de l'adoption de la VoIP, les besoins en matière de voix et de données des entreprises sont satisfaits par un réseau de données « professionnel » intégré comme celui représenté sur la Figure 1- 19.

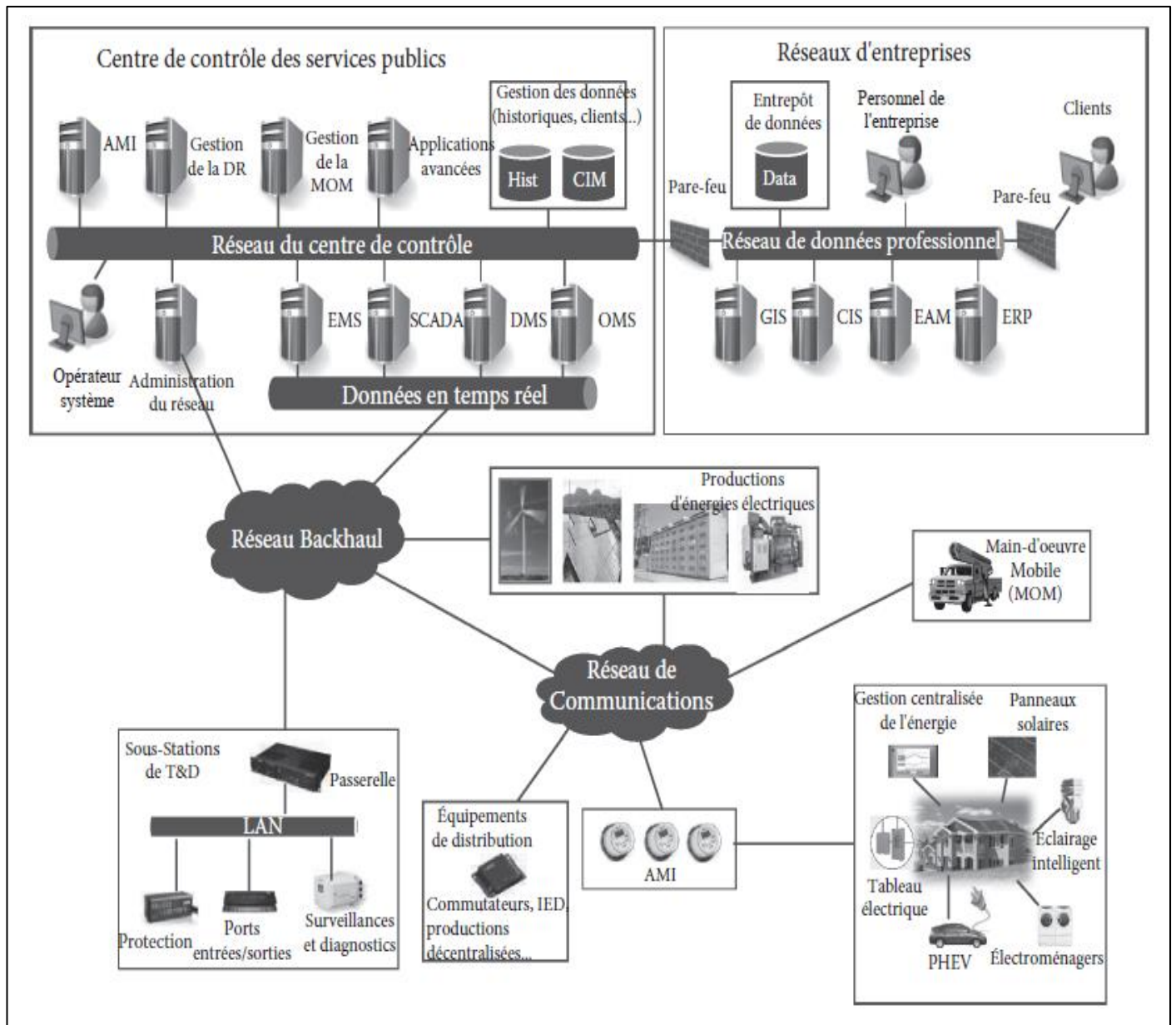


Figure 1- 19 : Architecture d'intégration des entreprises dans un SG

Ce type de réseau est également utilisé pour de nombreuses communications de données liées aux opérations des services publics à l'exemple de la GIS, mais aussi pour la gestion des actifs (EAM), le système de facturation par l'intermédiaire du CIS (Customer Information System) ou encore la transmission de données internes de l'entreprise à l'exemple du ERP (Entreprise Ressource Planning). Par conséquent, des éléments de sécurité réseau tels que des pare-feux sont déployés pour isoler ce réseau permettant ainsi un contrôle de l'accès et des échanges de données sécurisées.

b. Cybersécurité [10]:

La cybersécurité est un terme qui concerne les technologies, les processus et les mesures prises pour protéger les données, les réseaux de communication, et les systèmes informatiques contre les attaques ou les violations d'accès. Face aux plusieurs menaces éventuelles susceptibles d'impacter sur la fiabilité d'un SG. Plusieurs services de sécurité clés doivent être associés son infrastructure de communication. On distingue :

- **Les services d'authentification et d'autorisation** : Ces services fournissent les ressources nécessaires pour valider l'identité de tout utilisateur ou autre système souhaitant accéder à une application, un service ou un système.
- **Les services de certificat** : Peuvent être considérés comme des jetons d'identification pouvant être attribués à un utilisateur, à un matériel ou à une application.
- **Les services de sécurité réseau** : Ces services incluent des équipements réseau tels que des routeurs et des pare-feux permettant de réaliser une séparation logique du réseau en sous-ensembles de systèmes. Cette séparation logique peut être réalisée sous la forme de réseaux local virtuel (VLAN).

Les technologies nécessaires existent déjà en grande partie. Cependant, le défi à relever consiste à améliorer les normes et à développer un profil d'interopérabilité pour le secteur SG. On distingue cinq familles de normes concernées :

- CEI 60870-6 : Protocoles de télécontrôle compatibles avec les normes ISO et les recommandations de l'UIT-T.
- CEI 61850 : Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des réseaux électriques.
- CEI 61968 : Intégration d'applications au niveau des interfaces système utilitaire électrique pour la gestion de la distribution.
- CEI 61970 : Interface du programme d'application du système de gestion de l'énergie.
- CEI 62351 : Gestion du système d'alimentation en énergie et sécurité des données et du système de communication.

L'avenir des SGs dans le monde entier sera également une question de sécurité nationale. Un système complexe et interdépendant aura, de par sa nature même, un profil de risque beaucoup plus grand qu'un petit système autonome. La dépendance croissante à l'égard de l'automatisation, des communications et des technologies logicielles pour améliorer

l'efficacité et la fiabilité obligera chaque pays à élaborer ses propres réglementations pour protéger son réseau électrique contre les attaques.

1.7 Conclusion Chapitre 1 :

Les SGs étant considérés comme les réseaux du futur constituent des solutions répondant aux problèmes liés aux éléments constitutifs, à l'exploitation et l'évolutivité du réseau de T&D d'électricité d'aujourd'hui. Cette évolution du réseau vers une architecture plus intelligente nécessite la collaboration de plusieurs acteurs incluant les consommateurs qui deviennent des acteurs dans la régulation de la consommation énergétique mais aussi dans la mise en commun de leurs sources de productions d'électricité d'origines renouvelables. Avec l'implication du pouvoir public dans l'élaboration d'une politique énergétique favorable, de nouvelles formes de métiers peuvent émerger en mettant en avant les compétences des développeurs qui sont nécessaire dans l'exploitation des TIC.

En fonction des moyens mis en œuvre et des objectifs socio-économiques et environnementales de chaque pays, les SGs peuvent exister sous des formes différentes et peuvent concerner d'autres formes d'énergies en plus de l'énergie électrique. Les technologies développées dans ce domaine sont donc tout aussi variées. Chacune d'entre elles devra remplir les critères d'interopérabilité avec les éléments auxquels elles sont connectées suivant l'architecture en trois axes proposée sur la Figure 1- 8. Différents protocoles de communications sont rencontrés en fonction de la largeur du réseau de communication qui peut s'accroître de l'échelle domestique à un réseau étendu.

Les principales applications développées dans la filière SG s'orientent vers l'optimisation de la gestion de l'énergie qui peut être produite de façon décentralisée et stockée dans des systèmes de stockages. L'architecture en MG correspond à la solution la plus adaptée pour l'électrification des sites isolés. La mise en œuvre des fonctionnalités intelligentes nécessite un système d'acquisition de données, un système de commande et de surveillance centralisé ainsi que des systèmes de commandes flexibles, automatisés et adaptés pour des flux d'énergies bidirectionnels comme pour le raccordement des PEV. Une quantité importante de données incluant les données en temps réels, les informations géographiques, les données d'entreprises... peut en conséquence transiter sur le réseau de communication. Les technologies de cybersécurité doivent être intégrés au système pour assurer la protection de ces données.

Chapitre 2 : Transition technologique vers les applications à courant continu

2.1 Les principaux facteurs de la transition technologique vers les applications à courant continu :

2.1.1 Contexte général et caractéristiques des réseaux électriques existant [47],[58],[60] :

Une multitude de projets de recherche ont été menés en vue de maximiser l'efficacité énergétique afin de minimiser les impacts négatifs sur le réseau électrique actuel de la demande croissante en énergie et de l'afflux de véhicules électriques hybrides rechargeables. Différentes propositions s'orientent vers l'utilisation d'un réseau à courant continu, certaines d'entre elles suggèrent la refonte du réseau électrique actuel en faveur d'un réseau de distribution en courant continu et d'autres proposent l'utilisation du courant continu dans les bâtiments tout en maintenant le réseau de distribution en courant alternatif.

La majorité des études sur la distribution en courant continu ont été menées dans des datacenters et des bâtiments commerciaux. La distribution résidentielle a fait l'objet d'une moindre attention car la production d'énergie renouvelable est moins susceptible d'être utilisée dans le segment résidentiel. La plupart des investissements dans ce segment sont principalement liés à la chaleur, comme les isolateurs thermiques et les pompes à chaleur. Au fur et à mesure que ces techniques réduisent les demandes en chaleur d'un foyer résidentiel, la recherche d'une plus grande efficacité s'oriente de plus en plus vers l'électricité.

Aujourd'hui, notre électricité est principalement alimentée par le courant alternatif (AC). Cependant, de nombreux appareils que nous utilisons, tels que les appareils électroniques et les lampes à technologie à diode électroluminescente (LED), fonctionnent en interne au courant continu (DC). Au cours des 20 prochaines années, les types d'appareils fonctionnant en DC pourraient constituer jusqu'à 50% de nos charges totales. L'introduction des véhicules électriques contribuera également à l'augmentation de la consommation en courant continu. Dans la situation actuelle, toutes ces charges nécessitent la connexion de convertisseurs AC/DC au réseau AC et ces composants entraînent des pertes de puissance pour le système.

La plupart des foyers résidentiels sont actuellement alimentés en 240 VAC. En plus des pertes de puissance lors de la conversion en courant continu utilisable en fonctionnement normal des appareils électroniques, une perte d'alimentation en veille peut constituer un facteur déterminant dans la distribution AC car les redresseurs continueront à consommer de l'énergie même si l'appareil est en état de veille. La distribution DC dans un bâtiment ne nécessiterait qu'un raccordement du réseau domestique ou du micro-réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de type DC/DC.

La production d'énergie renouvelable contribue à renforcer les arguments en faveur de la distribution en courant continu. Une grande partie de l'énergie renouvelable est généralement produite à partir de sources décentralisées. Le solaire PV, qui est la source d'énergie renouvelable la plus courante et la plus répandue génère des tensions continues, elle est généralement associée à des systèmes de stockages opérant également avec des courants continus. Cette situation a accru l'intérêt pour le courant continu basse tension (LVDC) en tant que solution permettant de fournir une électricité efficace et verte à tous. Etant en phase d'étude, les technologies à courant continu sont développées dans le cadre de l'électrification de zones rurales non raccordées au réseau des pays en développement avec une énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

2.1.2 Les étapes de la transition vers les réseaux DC [60] :

Historiquement, les technologies DC et AC étaient en compétition depuis la fin du XIXe siècle (Figure 2- 1). À l'origine, la norme DC était celle utilisée aux États-Unis. Le courant continu n'a cependant pas pu contrer le principal avantage du courant alternatif. Lorsque Nikola Tesla a introduit les transformateurs et les générateurs de courant alternatif, l'extension de la distribution en DC fut abandonnée à l'avantage du AC. Grâce à l'utilisation de transformateurs, le niveau de tension alternative peut être facilement modifié, permettant ainsi de faibles pertes lors de la transmission sur une grande distance. [58]

La norme AC est celle adoptée durant le XXe siècle. Cet équilibre a commencé à évoluer en faveur du courant continu avec la révolution de l'électronique de puissance. Aujourd'hui le développement de solutions pour courant continu reprend grâce aux progrès de l'électronique de puissance dans les années 1990 et en particulier l'essor des transistors IGBT. Ils permettent une conversion aisée depuis (et vers) l'alternatif pour construire des lignes à haute tension HVDC en courant continu avec des pertes en ligne jusqu'à 15 % inférieures à celles de lignes comparables en courant alternatif.

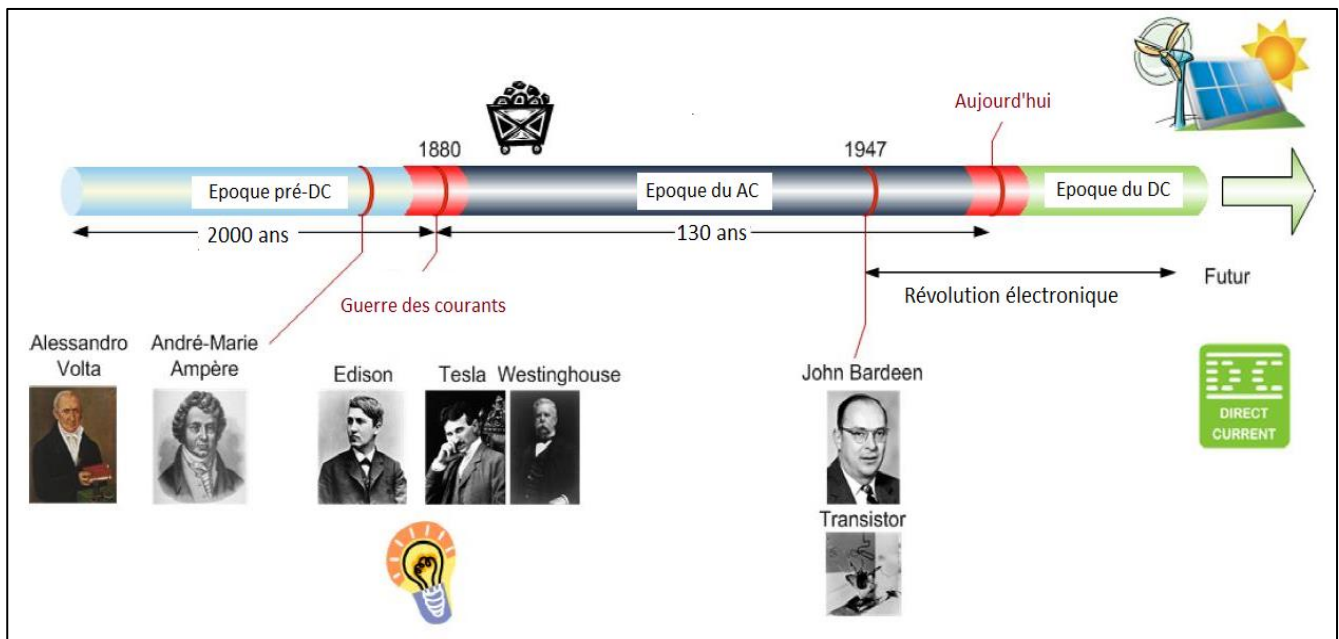


Figure 2- 1 : Diagramme chronologique de l'histoire du DC

Le paysage sociotechnique actuel est caractérisé par une augmentation des charges DC. Tout ce qui utilise des transistors dépend en fait du courant continu, tels que les ordinateurs portables, les ordinateurs de bureau, les téléviseurs à écran plat, les smartphones... L'électrification en cours de la mobilité (intégration des véhicules électriques dans le réseau électrique) est un autre facteur qui augmentera la consommation en courant continu.

La commercialisation du DC nécessite un régime sociotechnique orienté vers la normalisation dans les applications LVDC. Il n'existe actuellement aucune norme pour les installations LVDC. Cependant, les organismes de normalisation ont reconnu les avantages du DC. La Commission électrotechnique internationale (CEI), l'organisme international de normalisation et d'évaluation de la conformité pour toutes les technologies électriques, électroniques et connexes, a créé un groupe d'évaluation du système (SEG 4) chargé de combler les lacunes de la normalisation dans le domaine des LVDC.

Le standard USB-C : Avec le succès continu de l'interface USB, il est nécessaire d'adapter la technologie USB aux nouvelles plateformes et appareils informatiques, qui tendent à adopter des facteurs de forme plus petits, plus minces et plus légers. La norme USB-C associe une alimentation jusqu'à 100 W et un transfert de données à haute vitesse (jusqu'à 10 Gbps). L'augmentation de la capacité d'alimentation permet aux grands périphériques tels que les ordinateurs portables d'utiliser un connecteur USB pour l'alimentation.

Dans les zones connectées au réseau, le stockage d'énergie électrique est une technologie censée résoudre les problèmes associés à l'utilisation de grandes quantités d'énergie renouvelable, telles que des fluctuations excessives de l'alimentation, une alimentation non fiable, augmentation de la tension au point de couplage commun et surcharge dans le câblage et les transformateurs en raison du flux inversé de puissance. En outre, l'ESS est une source de flexibilité pour les systèmes électriques, qui aligne davantage la production et la demande en énergie. Les principaux obstacles sont les problèmes de performance et de sécurité, les barrières réglementaires et l'acceptation sociale.

Bientôt, les acteurs du secteur de l'énergie devront investir dans la modernisation de l'infrastructure électrique existante. Bien que la nécessité des SG soit largement reconnue, leurs applications n'ont pas encore modifié le régime énergétique en place. La mise en œuvre à grande échelle des concepts de SG est mise au défi par des développements technologiques divergents, des incertitudes sur les coûts, des marchés en mutation et un manque d'interopérabilité et de cadres généraux de conception et de technologie.

2.1.3 Défis de la transition vers le DC [47] :

L'analyse de la situation actuelle et des tendances futures révèle que, même si le potentiel de marché de DC est très discutable, l'innovation de DC s'inscrit dans la transition énergétique globale et peut avoir un potentiel de marché à l'avenir si elle est gérée correctement. Bien que la mise en œuvre du DC contribue à un environnement énergétique plus durable, la mise en place de micro-réseaux DC et la commercialisation respective des produits LVDC devront faire face à des défis liés à la technologie et au marché (Tableau 2 - 1).

2.1.4 Avantages du réseau DC [47] :

Les bénéfices apportés par l'utilisation d'un réseau DC au lieu d'un réseau AC peuvent être les suivants :

- ❖ **La réduction de la consommation** d'énergie primaire : La distribution directe du courant continu vers les charges DC au lieu de le convertir en courant alternatif peut permettre d'économiser une quantité importante d'énergie. Des économies d'énergie supplémentaires sont réalisées en raison du manque de puissance réactive qui, dans un réseau alternatif, crée des pertes de transmission supplémentaires.
- ❖ **Qualité de l'alimentation** du réseau : la qualité du réseau peut être améliorée grâce à l'élimination des oscillations harmoniques en régime alternatif.

Défis liés à la technologie	Défis liés au marché
Faible niveau de préparation technologique (TRL) / nécessité d'expérimenter sur des réseaux isolés (laboratoires / réseaux privés)	Aucun besoin identifié, prédominance des produits et appareils AC
Le courant continu pose différentes exigences de sécurité en matière d'isolation et d'extinction d'arc.	Résistance au changement d'un régime établi (infrastructure d'énergie à courant alternatif)
Les codes et les normes de construction en vigueur sont spécifiques au AC et nécessitent des modifications pour une application plus large du DC.	Les acteurs du secteur ne voient pas les avantages apportés par la transition vers le DC
Les ingénieurs et les techniciens ne sont pas formés aux systèmes à courant continu, ce qui entraîne une augmentation des coûts de conception et d'installation de ces systèmes.	Les rénovations liées à l'énergie n'intéressent pas les consommateurs d'énergie résidentiels.
Les appareils sont conçus pour les marchés du secteur alternatif / Les exigences en matière d'alimentation en courant continu doivent être normalisées.	Risque de coûts d'investissement élevés
	Coût prohibitif au début
	Incertitude par rapport à l'innovation du modèle d'entreprise (du côté de l'offre)
	Clientèle non familiarisée avec le DC
	Incertitude sur l'efficacité et la valeur
	Faible conscience environnementale

Tableau 2 - 1 : Les défis de la transition vers le DC

- ❖ **Transmission de puissance supérieure** pour des sections de fil identiques.
- ❖ Intégration plus facile des petits **générateurs et systèmes de stockages** : les technologies d'énergie renouvelable telles que les systèmes photovoltaïques et les systèmes de stockage tels que les batteries fonctionnent également au courant continu.
- ❖ **Coûts d'investissement** moins importantes : L'élimination des étapes de conversion entraîne la réduction des composants nécessaires, ce qui entraîne par la suite une diminution du coût de capital requis.
- ❖ **Espérance de vie** plus longue des appareils : les convertisseurs AC/DC incluent des condensateurs électrolytiques à faible durée de vie. Dans les convertisseurs à courant continu, ces éléments ne sont pas nécessaires, ce qui entraîne une prolongation de la durée de vie des appareils.

❖ **Commodité et esthétique** : la distribution de l'alimentation DC en DC permet aux utilisateurs de se débarrasser de tous les différents adaptateurs qu'ils utilisent pour alimenter leurs appareils électroniques.

❖ **Réduction du poids** et de l'espace requis.

Le Tableau 2 - 2 présente les avantages des technologies DC et leurs domaines d'application dans un réseau LVDC.

Technologie	Avantage	Domaine d'application
Eclairage LED	<ul style="list-style-type: none"> - Réduction de la consommation d'énergie. - Réduction de l'espace requis et de la masse de l'équipement. - Flexibilité d'emploi et d'installation. - Commande numérique intégré 	<ul style="list-style-type: none"> - Bureaux - Building commerciaux - Datacenters - Bâtiment résidentiel - Local d'enseignement - Local industriel - Local de santé - Eclairage public
Alimentation d'appareils électronique	<ul style="list-style-type: none"> - Réduction de la consommation d'énergie. - Réduction de l'espace requis et de la masse de l'équipement. - Transmission d'une puissance plus élevée par rapport au AC pour un même section de conducteur. - Commande numérique intégré (Transfert de données possible avec la norme USB type C). 	<ul style="list-style-type: none"> - Bureaux - Building commerciaux - Datacenters - Bâtiment résidentiel - Local d'enseignement - Local de santé
Intégration de sources d'énergies renouvelables	<ul style="list-style-type: none"> - Réduction des pertes en conversion. - Utilisation optimisée des énergies renouvelables. - Réduction de l'espace requis et de la masse de l'équipement. 	
Systèmes de stockage par batteries	<ul style="list-style-type: none"> - Réduction des pertes en conversion. 	<ul style="list-style-type: none"> - Bureaux - Building commerciaux - Datacenters - Bâtiment résidentiel - Local d'enseignement - Local industriel - Local de santé - Eclairage public - Recharge des VE
Réseau de distribution DC et smartgrid	<ul style="list-style-type: none"> - Transmission d'une puissance plus élevée par rapport au AC pour un même section de conducteur. (Ou possibilité d'utilisation d'un conducteur de plus faible section pour une même puissance transmise. - Taux élevé d'intégration de dispositifs intelligents. - Coût du cycle de vie du réseau de distribution plus réduit par rapport à celui du réseau AC existant. - Accès aux services permis par les fonctionnalités du réseau intelligent. 	

Tableau 2 - 2 : Application du DC dans un LVDC

Les avantages de la mise en place de SG de type DC par rapport à un réseau de type AC sont les suivants :

- ❖ Meilleure robustesse.
- ❖ Mise en œuvre plus simple.
- ❖ Confidentialité des données plus sécurisée.

Dans le monde DC, la mise en œuvre des fonctionnalités d'un SG en termes d'équilibrage de la demande et de gestion de la congestion est plus simple. Un système de gestion de l'énergie permettant de surveiller la consommation et la production d'énergie internes peut être développé plus facilement. Le système peut activer ou arrêter lui-même et les appareils connectés, afin de gérer des sources telles que les PV et la connexion au réseau. La logique de contrôle est basée sur l'algorithme suivant :

$$\begin{aligned} \text{Si } P_{bus} > P_{cumul,i} &\Rightarrow \text{Consommer ou Stocker} \\ \text{Si } P_{bus} < P_{cumul,i} &\Rightarrow \text{Minimiser la consommation selon priorité} \end{aligned} \quad (2.1)$$

Où P_{bus} : La puissance disponible sur le bus DC.

$P_{cumul,i}$: La puissance cumulée de i charges.

2.2 Caractéristiques des réseaux DC :

2.2.1 Classification des réseaux DC [32] :

La Figure 2- 2 représente les types de classification des réseaux DC. Elles peuvent dépendre :

- Du type de convertisseur utilisé à l'entrée du bus DC : Des explications plus détaillées sur les différents types de convertisseurs sont données dans le paragraphe 2.3.1.
- Du niveau de tension qui y circule :
 - Le LVDC correspond à la plage de tensions inférieure 1500 VDC.
 - Le MVDC se situe entre 1500 VDC et 75 kV DC.
 - Le HVDC définit une valeur de tension supérieure à 75 kV DC.
 - EH VDC (Extra High VDC) situé entre 300 et 800 kV DC.
 - UH VDC (Ultra High VDC) désigne des valeurs de tensions allant jusqu'à 1100 kV DC.

Remarque : Pour les grandes distances, la puissance est transmise via un circuit HVDC. Les réseaux de distribution LVDC sont suggérés pour fournir l'alimentation aux utilisateurs finaux. Les réseaux MVDC sont destinés pour des utilisations intermédiaires entre les deux.

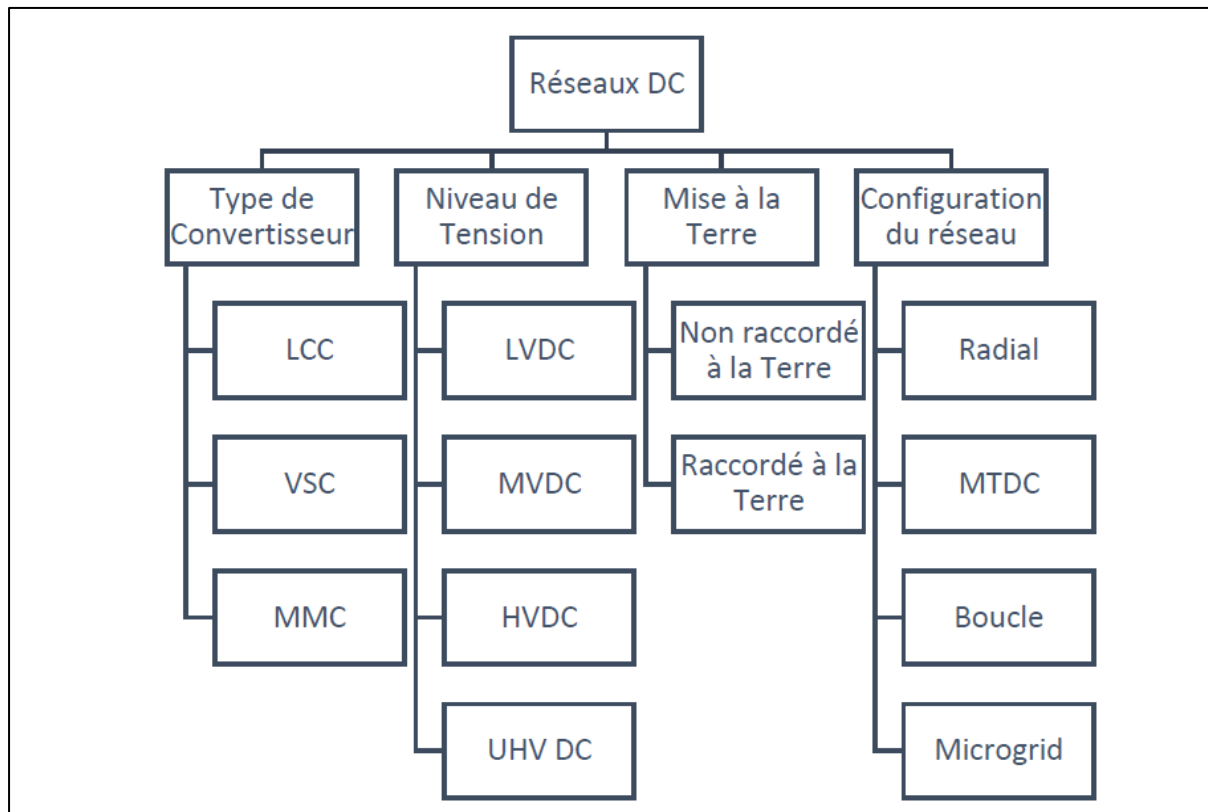


Figure 2- 2: Classification des réseaux DC

- De la méthode de mise à la terre : A la sortie du convertisseur (Figure 1- 16, colonne 7). La méthode de mise à la terre affecte les caractéristiques du défaut principalement lors d'un défaut pôle-terre.
- De la configuration du réseau :
 - Un réseau de type radial est le plus rentable. Le réseau DC est interconnecté avec le réseau AC via une seule station de conversion et la puissance circule vers les charges en aval. Les dispositifs de protection sont généralement placés en amont d'une ligne. Lorsqu'un défaut se produit sur une ligne, il peut facilement être déconnecté du reste du réseau à partir d'une seule extrémité.
 - Un réseau en boucle ou en anneau est plus fiable. Le réseau DC est connecté via deux ou plusieurs stations de conversion, et la puissance peut circuler de manière bidirectionnelle. Lorsqu'un défaut se produit, chaque convertisseur répond au défaut en fonction de sa propre structure, de type de défaut et de l'emplacement. Des dispositifs de protection sont installés aux deux extrémités d'une ligne. Lors d'une panne, les dispositifs de protection aux deux extrémités doivent être déconnectés pour isoler une ligne défectueuse.

Définition 2.1 : MTDC (Multi-Terminal Direct Current)

Le MTDC est une ligne à haute tension en courant continu à 2 faisceaux de 4 conducteurs à ± 450 kV. Contrairement à la plupart des autres installations HVDC en service dans le monde, le MTDC est équipé de plusieurs postes convertisseurs, qui rendent son exploitation plus flexible.

2.2.2 Les réseaux HVDC [55]:

Dans les réseaux électriques d'aujourd'hui, les lignes de transport à haute tension en courant continu (HVDC) sont l'un des moyens les plus efficaces de transmettre des quantités importantes d'énergie sur de longues distances. Les lignes de transmission HVDC conviennent aux lignes aériennes, aux lignes souterraines et aux lignes sous-marines. L'utilisation de HVDC dans les lignes de transmission s'avère beaucoup plus efficace que les lignes de transmission HVAC, en termes d'économie et d'environnement.

L'une des raisons les plus intéressantes de l'utilisation de la technologie HVDC est qu'elle est asynchrone. Ce qui permet une transmission de l'énergie entre deux réseaux sans synchronisation. Un autre avantage de la ligne de transport HVDC réside dans le fait qu'elle a des coûts de matériaux et des coûts de construction bien inférieurs. La transmission peut s'effectuer à travers une seule ligne et la terre comme voie de retour, également appelée **connexion unipolaire**. Sinon, une **connexion bipolaire** peut être utilisée comme autre alternative utilisant deux conducteurs au lieu de trois comme pour le cas d'une transmission HVAC.

Alors que dans un réseau AC, les pertes se présentent sous la forme d'effet de peau, de pertes résistives et de pertes réactives, le HVDC ne disposant pas de composante réactive n'a que des pertes résistives. Le tableau 2.3 indique les pertes totales en pourcentage pour les lignes de transmission HVAC et HVDC en fonction de la longueur. La différence des pertes entre HVAC et HVDC est minime sur les lignes de transmission courtes (de l'ordre de 50 km). Cependant, lorsque la longueur de la ligne de transport s'élève à 100 km et à 150 km, les pertes sur le réseau à courant alternatif augmentent considérablement.

Les lignes de transmission HVDC actuellement utilisées présentent à la fois des avantages mais aussi des inconvénients. Ces inconvénients concernent le coût élevé des convertisseurs à haute puissance, le développement de tels équipements n'a pas été si avancé et le problème qui subsiste à ce niveau concerne la création d'harmoniques d'où la nécessité de

filtres. L'utilisation d'un système de distribution en courant continu pourrait avoir un impact positif sur les futurs systèmes de distribution en augmentant la fiabilité, la stabilité et l'efficacité globale. Les connaissances issues de la structure d'un HVDC et des travaux de recherche pourraient également contribuer à l'évolution du réseau de distribution en courant continu.

Longueur du conducteur [km]	Pertes sur un réseau HVDC [%]	Pertes sur un réseau HVAC [%]
50	4,26	5,3
100	4,73	8,04
150	4,77	19

Tableau 2 - 3 : Valeurs des pertes en fonction de la longueur sur les lignes HVDC et HVAC
(Source : [55])

2.2.3 Les réseaux LVDC [55]:

Un système de distribution utilisant le courant continu peut se présenter sous deux formes. On peut avoir un système de distribution DC avec des charges AC au niveau des consommateurs ou un système de distribution DC avec des charges DC au niveau des consommateurs.

a. Système de distribution LVDC avec charges AC au niveau du consommateur :

Une première configuration de ce type de réseau consiste à acheminer le courant continu jusqu'à chaque bâtiment connecté (Figure 2- 3). Le courant continu est ensuite inversé en courant alternatif à l'aide d'inverseurs DC/AC installés dans des boîtiers de transformateurs déjà existants à l'extérieur des maisons ou au niveau d'un local technique équipé d'une armoire électrique ou gaine technique logement placé à l'intérieur.

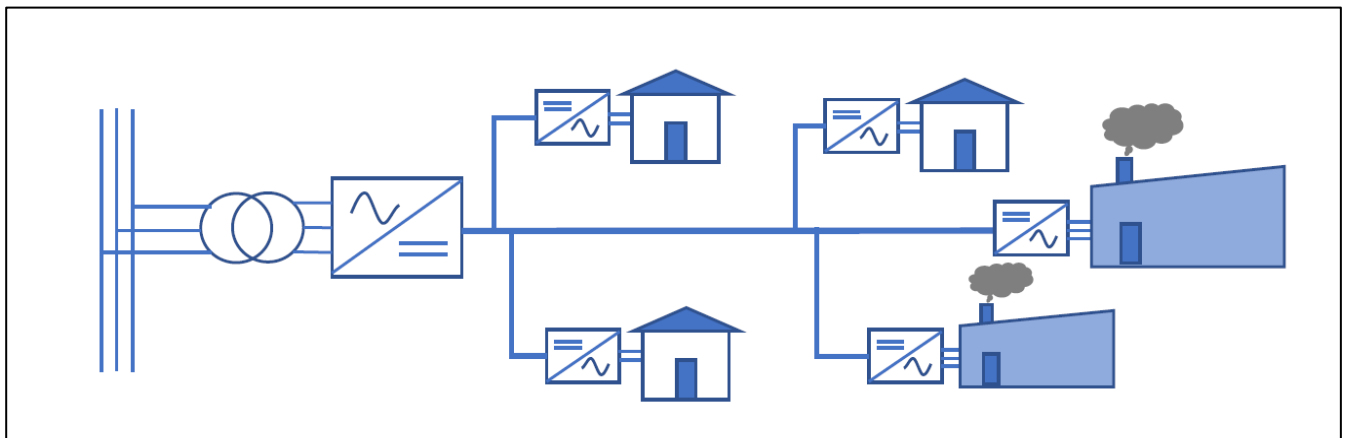


Figure 2- 3 : Système de distribution LVDC avec conversion DC/AC pour chaque consommateur connecté

Une deuxième suggestion relative à la construction de la topologie du système de distribution de courant continu est illustrée à la Figure 2- 4. Il s'agit d'une structure de distribution point à point où l'alimentation électrique en courant continu est distribué d'un point à l'autre. La tension continue est ensuite reconverti en courant alternatif et un transformateur réduit la tension à une valeur pouvant être utilisée par un groupe de consommateurs.

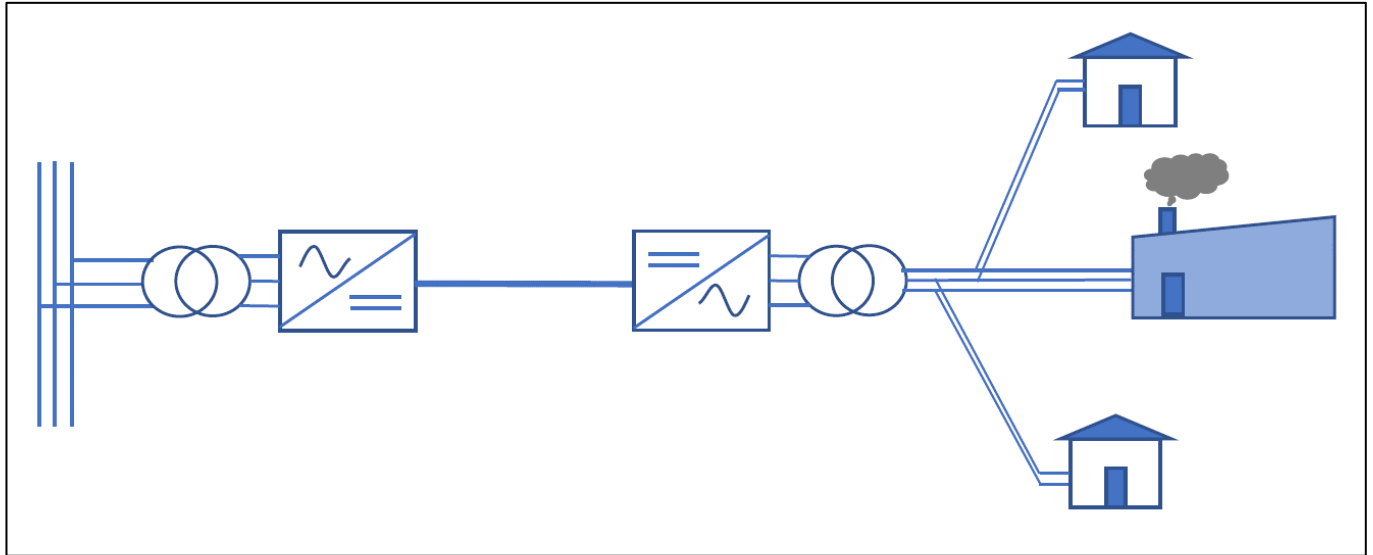


Figure 2- 4 : Système de distribution LVDC avec structure de distribution DC en paire à paire et consommation de type AC

Il existe deux manières différentes de connecter une ligne à courant continu avec les convertisseurs DC/AC ou AC/DC. On distingue la structure unipolaire et la structure bipolaire, la différence étant le nombre de conducteurs et le niveau de tension entre les conducteurs qui transmettent de l'énergie. Dans un système unipolaire (Figure 2- 5), les consommateurs sont connectés aux deux conducteurs du bus DC, où un seul niveau de tension est disponible, l'autre conducteur est le conducteur de neutre. Ce type de système présente des inconvénients en termes de fiabilité. Dans le cas d'un défaut, toutes les charges connectées à ce conducteur seraient sans alimentation.

Un système bipolaire peut être obtenu en utilisant un transformateur à trois enroulements qui transforme la tension alternative du réseau en deux tensions égales. Ces tensions seront ensuite introduites dans deux convertisseurs de ligne dont les sorties constituent le pôle positif et le neutre commun pour le premier, le pôle négatif et le neutre constituent les bornes de sorties du second convertisseur. Selon la norme CEI 60038, la tension maximale pour un système BT est de 1500 V DC.

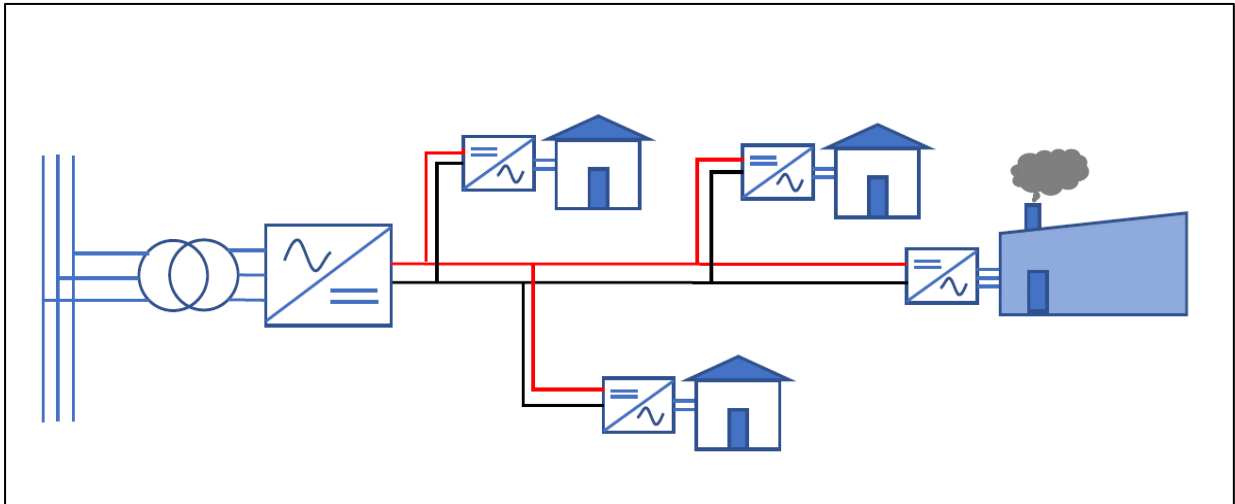


Figure 2- 5 : Structure unipolaire d'une distribution LVDC

Dans un système bipolaire les potentiels des conducteurs peuvent atteindre $\pm 750\text{V DC}$. Dans une structure bipolaire, il existe quatre méthodes différentes pour distribuer l'énergie au niveau du consommateur comme illustré sur la Figure 2- 6. Les quatre types de raccords s'effectuent respectivement entre le pôle positif et le neutre ①, entre le pôle négatif et le neutre ②, entre les pôles positif et négatif ③ et le dernier utilise les trois conducteurs à la fois ④.

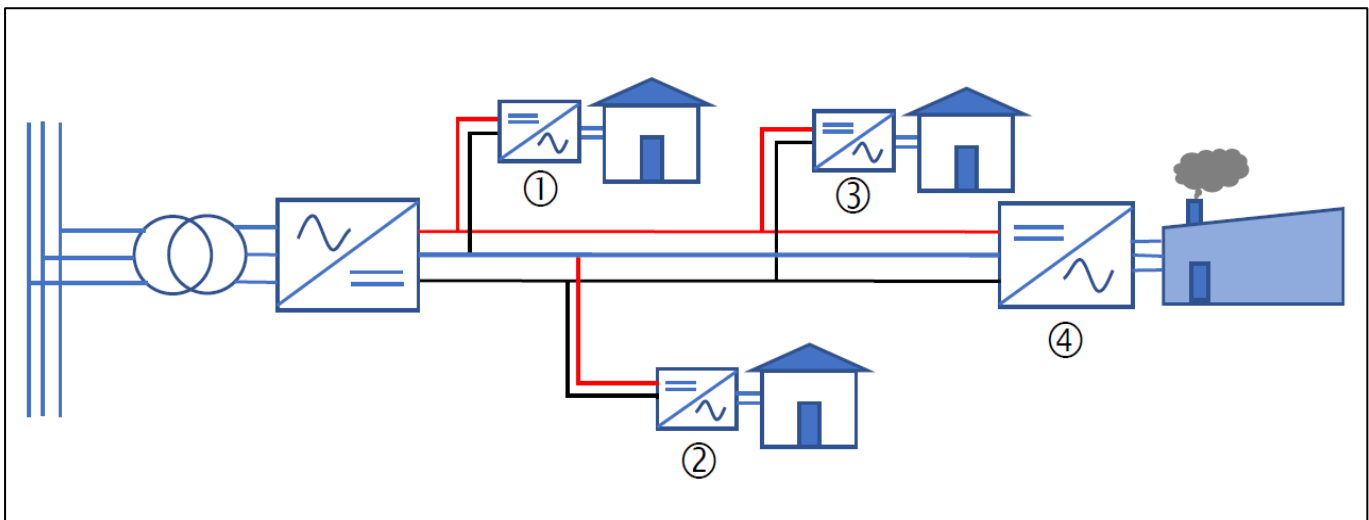


Figure 2- 6 : Structure bipolaire d'une distribution LVDC

Un système de distribution LVDC bipolaire a une meilleure fiabilité en cas de panne par rapport au système unipolaire. La raison en est que les trois câbles ne sont pas dépendants l'un de l'autre pour transmettre de l'énergie. Il en résulte que si la moitié du réseau tombe en panne, l'autre moitié peut rester en état de fonctionnement

b. Système de distribution LVDC avec charges DC au niveau du consommateur :

Par rapport au système fonctionnant avec des charges AC au niveau des consommateurs, le nombre de conversions AC/DC et DC/AC se retrouve beaucoup plus réduit dans un ménage. Des convertisseurs DC/DC sont utilisés pour adapter les niveaux de tension en valeurs adéquates pour les charges ou les sources de courants qui y seront raccordés. Dans les applications résidentielles, la plupart des composants fonctionnent sur le contrôleur de domaine, on peut citer les piles à combustible, les panneaux photovoltaïques, les appareils électroniques, les lampes à LED, les stations de charge pour véhicules électriques et les systèmes de stockage d'énergie.

La Figure 2- 7 représente les réseaux de distributions LVDC typiques configurés en unipolaire et en bipolaire avec des charges DC au niveau des consommateurs. La Figure 2- 8 représente une configuration typique d'une application résidentielle alimentée par un bus DC.

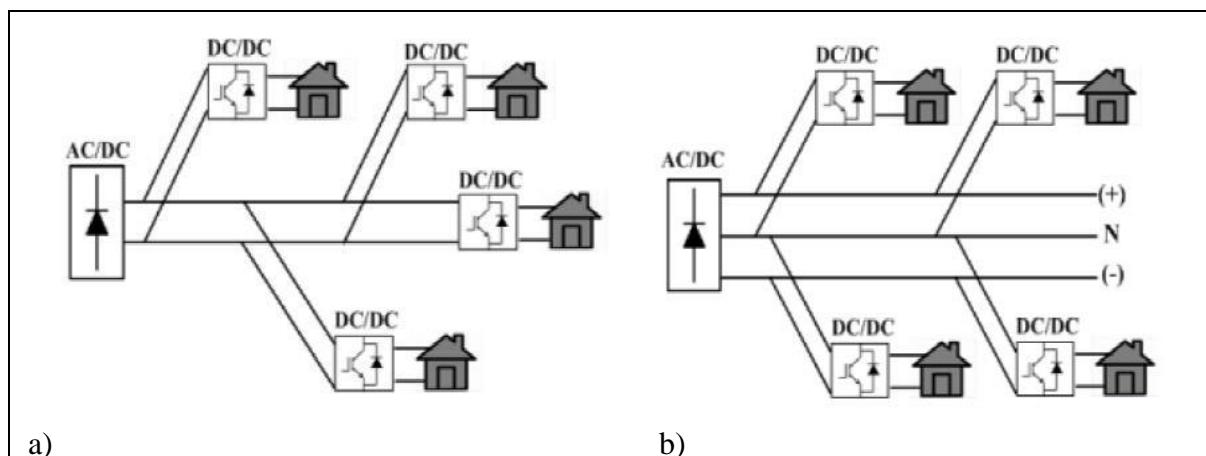


Figure 2- 7 : Réseaux de distribution LVDC avec charges DC aux consommateurs, a) structure unipolaire, b) structure bipolaire. (Source : [55])

2.2.4 Les réseaux MVDC [3]:

Le système de distribution MVDC fait partie du système de distribution principal, qui transmet le courant des lignes de transmission HT aux lignes de distribution BT. Les liaisons MVDC permettent la connexion de deux ou plusieurs réseaux tout en n'augmentant que modestement les niveaux d'erreur rencontrés sur chacun d'eux. En outre, les réseaux peuvent fonctionner à des fréquences et angles de phases différentes. Ils restent découplés électriquement durant les transferts de puissances sur le lien MVDC. Cette propriété permet l'intégration des différentes sources de production d'électricité décentralisés sur le réseau de distribution (Figure 2- 9).

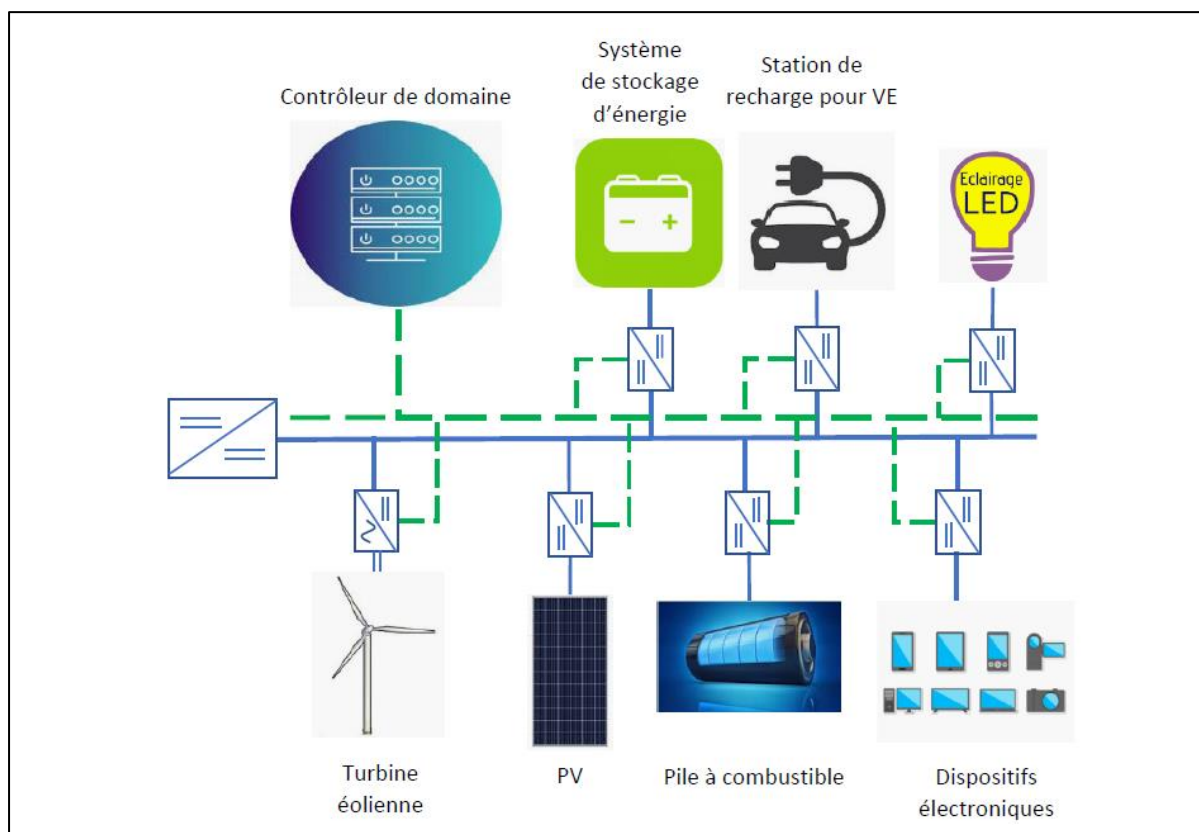


Figure 2- 8 : Application résidentielle d'un réseau LVDC

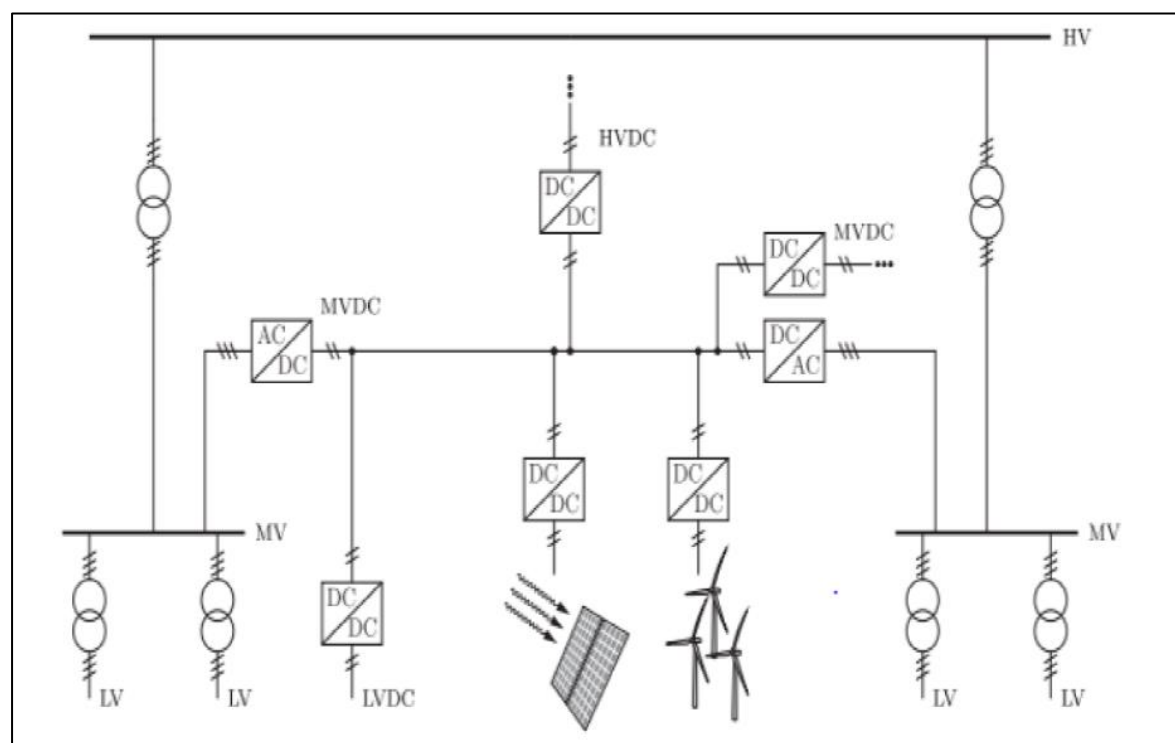


Figure 2- 9 : Applications typiques des réseaux MVDC [55]

2.3 Technologies des convertisseurs utilisés dans un réseau DC :

2.3.1 Les convertisseur AC/DC [7][51][64]:

Les convertisseurs AC/DC sont généralement utilisés pour raccorder des sources d'alimentation électrique produisant un courant alternatif. Ils existent sous des formes monophasées pour le raccordement de petits générateurs domestiques (ou réseau d'alimentation électrique) produisant des courants alternatifs monophasés avec des charges ou réseaux de charges fonctionnant avec un LVDC. Des formes triphasées existent également pour la conversion de puissances plus élevées telles que les stations de conversion HVDC ou pour le raccordement de générateurs triphasés avec un réseau DC.

Les différentes formes de convertisseurs rencontrées dans les stations HVDC sont :

- Les convertisseur LCC : avec pont à six impulsions (Figure 2- 10) et à douze impulsions.
- Les convertisseurs VSC : à deux niveaux (Figure 2- 11), trois niveaux (Figure 2- 12), multi-niveaux ou MMC (de l'anglais Modular Multilevel Converter) (Figure 2- 13).

Définition 2.2 : LCC (Line-Commutated Converter : Convertisseur commutés par les lignes)

Comme leur nom l'indique, ces convertisseurs dépendent du réseau auquel ils sont connectés pour effectuer leurs commutations. Ils sont constitués d'éléments qui ne peuvent qu'être rendus passants par le circuit de commande, leur blocage ne pouvant provenir que des conditions extérieures, comme les diodes à vapeur de mercure ou les thyristors.

Pour ce type de convertisseur, le courant circule toujours dans le même sens. Pour inverser le transit de puissance, il est nécessaire de stopper la station de conversion et d'inverser la polarité de câbles. Cela rend difficile l'utilisation des convertisseurs LCC dans un réseau DC.

Définition 2.3 : VSC (Voltage-source converters : Convertisseur en source de tension)

Une station de conversion VSC est assimilable à une source de tension. L'inversion du transit de puissance se fait en inversant le sens de circulation du courant, sans inversion de polarité. La station n'a pas besoin d'être arrêtée pour changer la direction du transit de puissance.

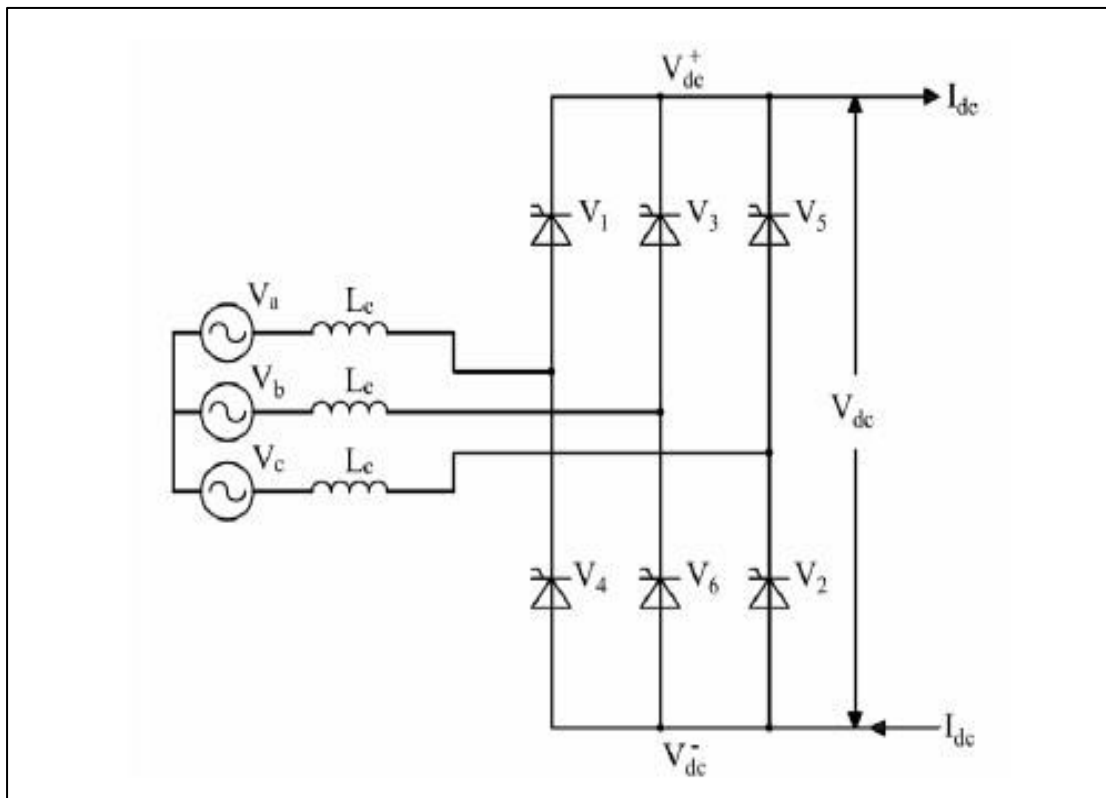


Figure 2- 10 : Schéma d'un convertisseur LCC avec un pont à six impulsions

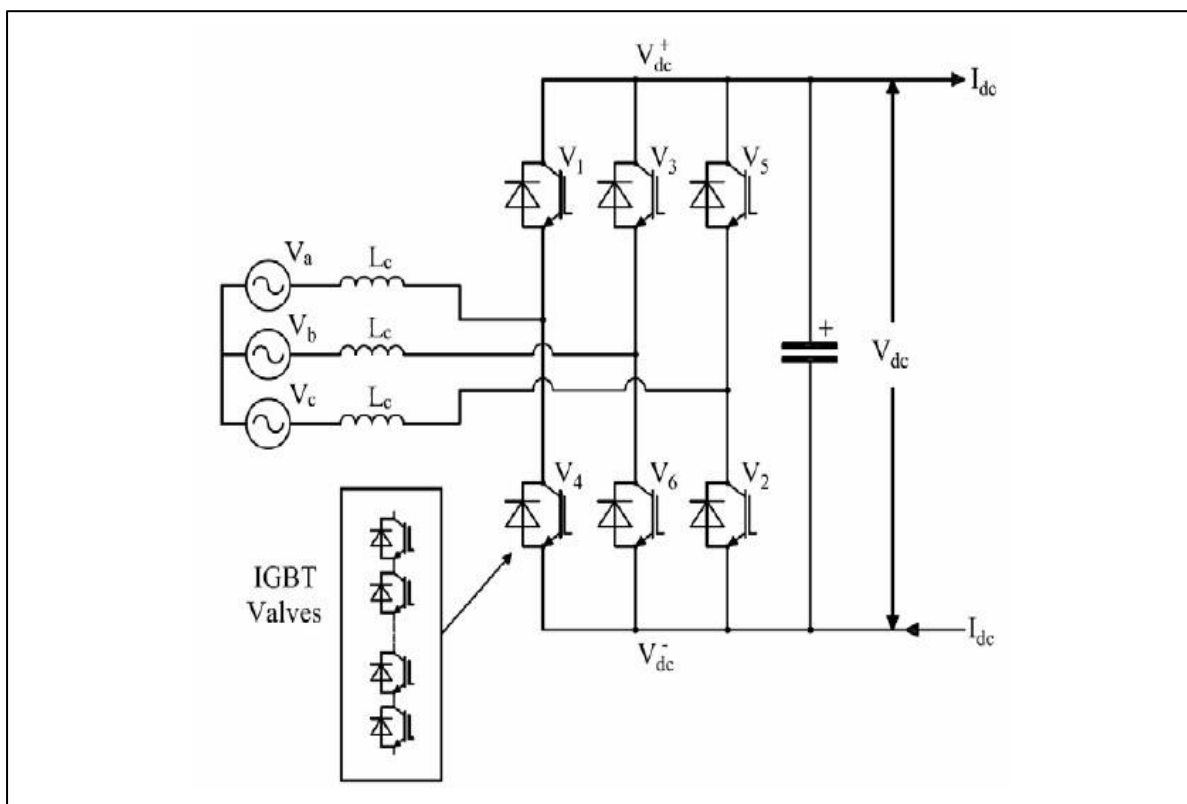


Figure 2- 11 : Convertisseur VSC triphasé à deux niveaux

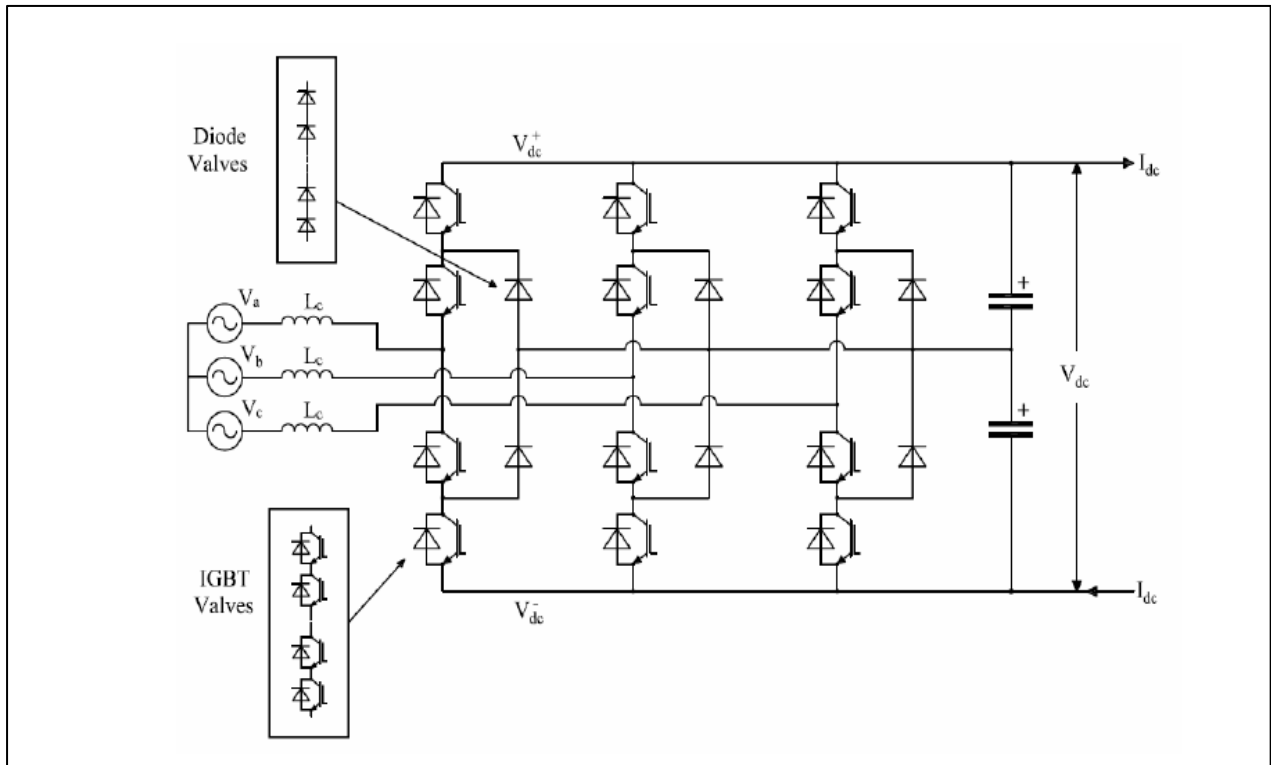


Figure 2- 12 : Convertisseur VSC triphasé à trois niveaux

Tout comme les convertisseurs à deux niveaux, les MMC sont constitués de six valves, reliant chacune une ligne AC à une ligne DC différente. Toutefois alors que pour un montage à deux niveaux, chaque valve peut être modélisée par un unique interrupteur constitué de nombreux IGBT en série, dans le cas du MMC chaque module peut être commandé indépendamment et se comporte comme une source de tension. Chaque valve consiste en l'empilement de nombreux sous-module comprenant un condensateur.

- ❖ Le sous-module en demi-pont (Figure 2- 13.b) : est à la fois l'option la plus simple et présente les pertes de conduction les plus faibles. La tension de sortie d'un sous-module est égale à la tension de son condensateur v_c . Cependant, les diodes antiparallèles créent un chemin de courant incontrôlable en cas de défaut de court-circuit sur le bus DC.
- ❖ Le sous-module en pont complet (Figure 2- 13.c) : présentent des pertes de puissance ainsi qu'un coût plus élevé par rapport au sous-module en demi-pont. Certaines applications nécessitent des tensions de bras bipolaires. Etant donné que les ponts complets peuvent interrompre activement les courants dans les bras en y imposant des tensions appropriées, ils peuvent fournir une capacité de coupure de courant de court-circuit continu.

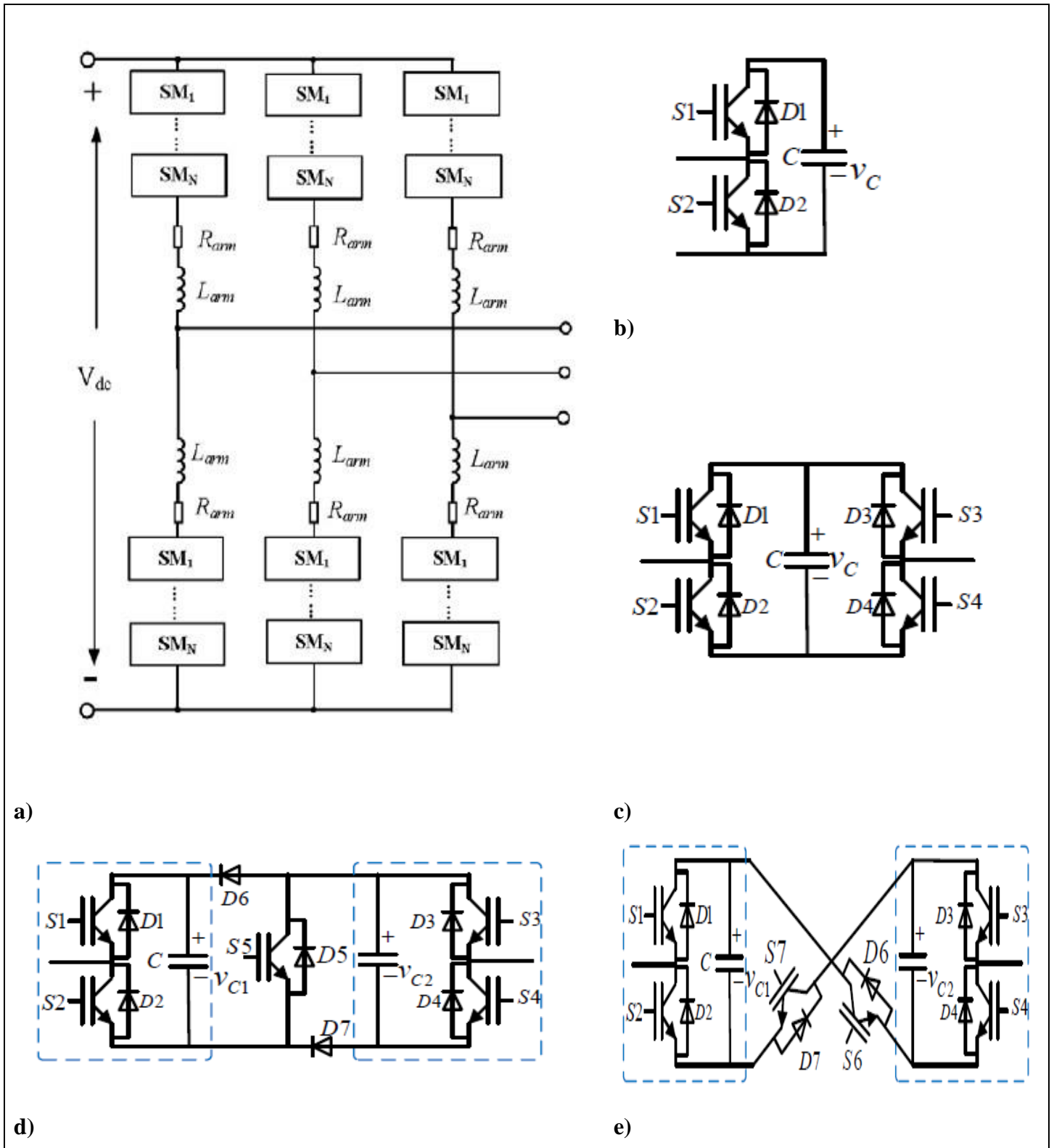


Figure 2- 13 : a) Topologie générale d'un convertisseur MMC triphasé, b) Sous-module en demi-pont, c) sous-module en pont complet, d) sous-module en pince double, e) circuit de brassage croisé à cinq niveaux

- ❖ Le circuit pince-double (Figure 2- 13.d) : En fonctionnement normal, le commutateur S5 est toujours activé et le pince double agit de manière équivalente à deux sous-modules en demi-pont connectés en série. Le MMC de type pince-double présente des pertes en semi-conducteurs plus élevées que celles du demi-pont et inférieures à celles du pont complet. Sa structure a été proposée en tant que réponse spécifique aux problèmes de protection contre les courts-circuits DC en reconfigurant temporairement deux demi-ponts en un pont complet, les bras du convertisseur peuvent imposer des contre-tensions allant jusqu'à la moitié de leur tension de blocage nominale.
- ❖ Le circuit de brassage croisé à cinq niveaux (Figure 2- 13.e), est également constitué de deux sous-modules en demi-pont connectés dos à dos par deux IGBT supplémentaires avec leurs diodes parallèles. Ses pertes en semi-conducteur sont les mêmes que celles d'un sous-module pince double.

Les convertisseurs VSC-MMC présentent plusieurs avantages par rapport à une structure à deux niveaux. Le filtrage en entrée/sortie n'est plus nécessaire et le grand nombre de modules permet au convertisseur de continuer de fonctionner malgré la perte d'un ou plusieurs sous-modules.

2.3.2 Les convertisseurs DC/DC [46]:

La conversion DC/DC isolée commence par la transformation d'une tension continue constante en une forme d'onde alternative appliquée à un enroulement primaire d'un transformateur, permettant un transfert de puissance électromagnétique très efficace au secondaire du transformateur. La conversion d'une tension continue en tension alternative se fait par le biais d'arrangements de semi-conducteur de puissance et composants passifs configurés en pont. Les options de structures des ponts doivent être réduites de façon à satisfaire les contraintes suivantes :

- ❖ **Bidirectionnalité** : Le transformateur doit pouvoir fournir un flux d'énergie bidirectionnel. Des commutateurs actifs sur les côtés MT et BT doivent être prévus lors de la conception du convertisseur DC-DC.
- ❖ **Isolement** : l'exigence d'isolement limite les dispositions du pont uniquement à ceux qui peuvent générer une excitation en courant alternatif pure, les cas les plus simple étant les configurations de pont symétriques.
- ❖ **Compatibilité MT** : Les structures des ponts doivent être capables de supporter des niveaux de tension continue plus élevés que la plage des MT.

- ❖ **Flexibilité de modulation** : Requiert l'utilisation de schémas de modulation capables de réaliser des transitions à commutation douce pour les dispositifs semi-conducteurs. Cette contrainte est réalisable aussi longtemps que les composants des ponts disposent de suffisamment de degrés de liberté et/ou des schémas de modulation flexibles sont disponibles.

Les différentes structures de ponts remplissant ces critères sont représentées sur la Figure 2- 14 :

- ❖ **La structure en demi-pont avec condensateur de sortie en série** (Figure 2- 14.a) : Cette topologie ne peut générer que deux niveaux de tensions de sortie et donc présente des possibilités réduites de schéma de modulation.
- ❖ **La structure en demi-pont avec liaison DC divisée** (Figure 2- 14.b) : est une topologie aussi simple et nécessitant un faible nombre de composants comme le précédent. Le manque de flexibilité dans la modulation est ici contrecarré par l'utilisation de structures résonantes.
- ❖ **La structure en pont complet** (Figure 2- 14.c) : Dans cette configuration plus flexible, le cycle de travail peut être contrôlé par un ajustement approprié des instants de commutation des semi-conducteurs.
- ❖ **La structure NPC (Neutral Point Clamped) en demi-pont** ou structure multiniveau (Figure 2- 14.d) : La jambe des ponts d'une structure NPC est à l'origine d'une nouvelle génération de circuits électroniques de puissance qui est celle des convertisseurs multiniveaux. Ces convertisseurs permettent la construction de circuits électronique de puissances capables de traiter les tensions plus élevées.

Ces quatre types ponts remplissent les critères de bidirectionnalité et de génération d'un courant d'excitation en courant alternatif pur. La structure NPC en demi-pont est celle qui est privilégiée du côté MT en raison de sa capacité à traiter des tensions continues à valeurs élevées tout en utilisant des dispositifs homologués BT. Cette structure est capable de générer trois niveaux de tension de sorties différents, elle satisfait donc les exigences en matière de flexibilité de modulation et permet de réaliser des schémas de modulation à commutation douce afin de réduire les pertes de commutation des semi-conducteurs.

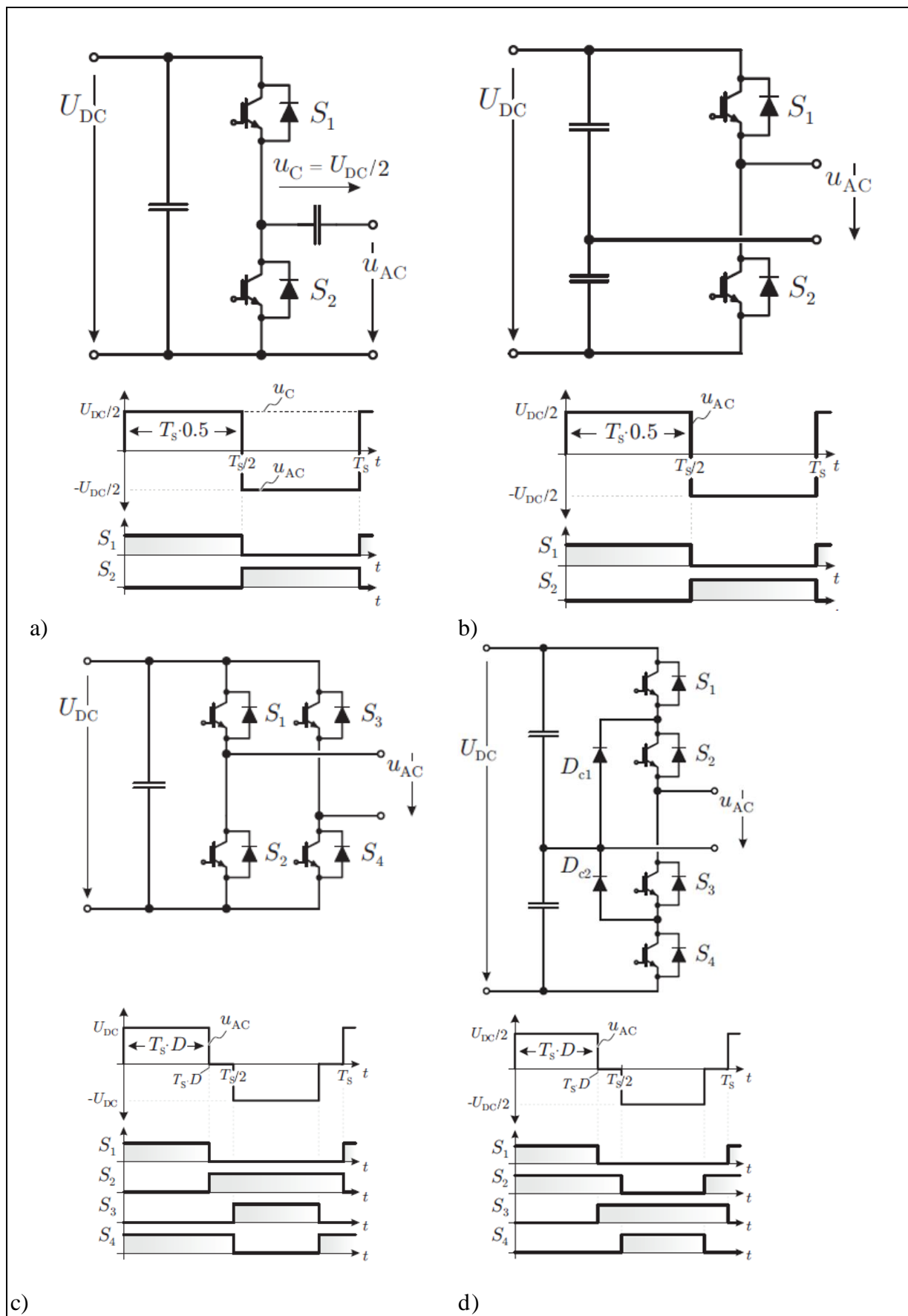


Figure 2- 14 : Les différentes configurations applicables dans les convertisseurs de puissances (Source [46])

Une configuration typique d'un convertisseur DC/DC est représenté sur la Figure 2- 15. L'association en série des modules ainsi constitués permet de réaliser des convertisseurs avec des rapports de conversion plus élevés. Une configuration typique d'un convertisseur avec une tension de 1200 [V DC] côté BT et une tension de 12 [kV DC] côté MT est illustrée sur la Figure 2- 16. Chaque module utilisé présente des tensions de $U_{DC,LV} = 400$ [V DC] côté BT et $U_{DC,MV} = 2$ [kV DC] chacun côté MT.

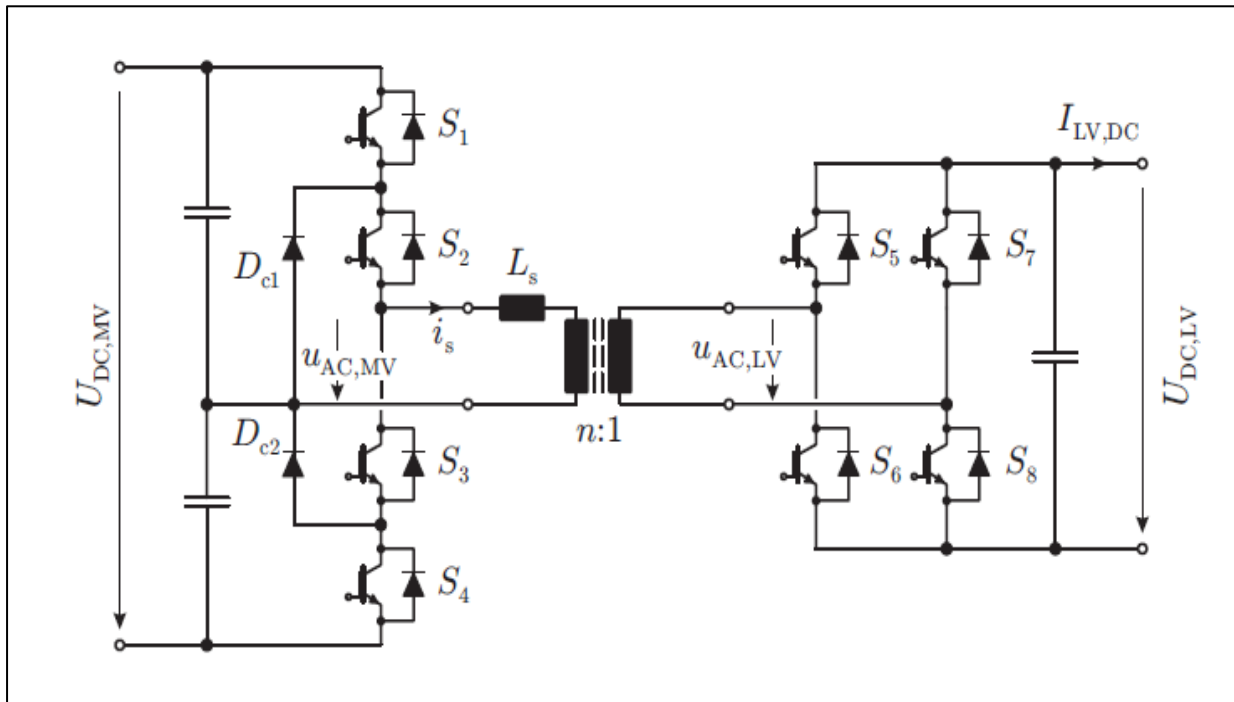


Figure 2- 15 : Module de conversion DC/DC comprenant une structure NPC demi-pont du côté MT et une structure en pont complet du côté BT.

Cette topologie d'association en série de modules permet d'utiliser des transistors IGBT du côté MT. Ce type de transistor peut être utilisé sous une tension maximale de 2 [kV DC] et un courant maximal de 500 [A]. Du côté BT, la plage de tension permet à la fois l'utilisation des MOSFETs mais aussi des IGBTs. Les caractéristiques des semiconducteurs utilisés dans les convertisseurs DC/DC sont résumées dans le Tableau 2 - 4 ainsi que la Figure 2- 17. La réalisation de convertisseurs opérant du côté HT, exemple dans le cas d'une conversion DC/DC de tension provenant d'une ligne HVDC vers un bus MVDC, nécessite en conséquence l'utilisation de technologies à base de thyristors au lieu des transistors.

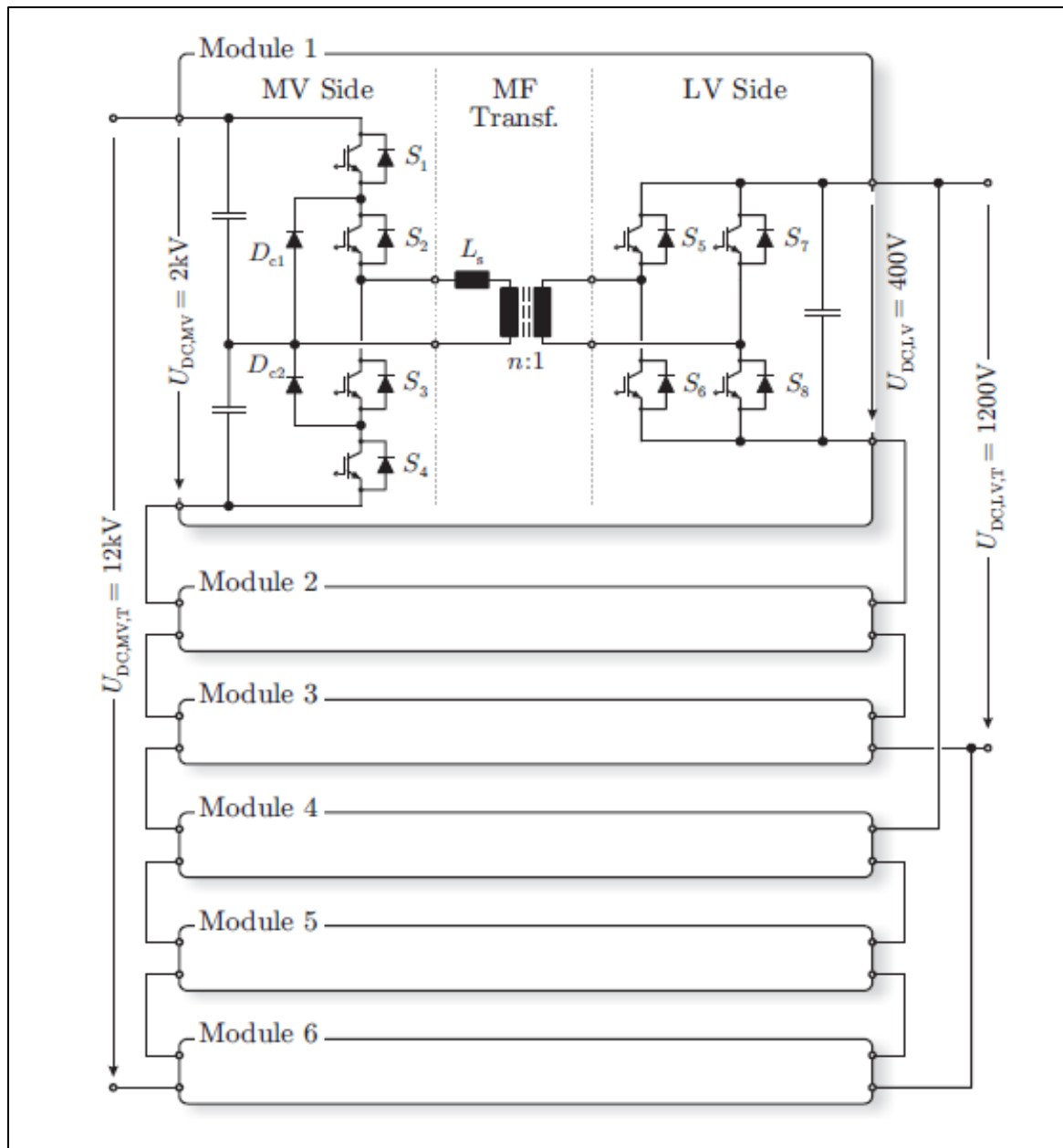


Figure 2- 16 : Architecture d'un convertisseur DC/DC modulable avec six modules en séries côté MT et associés en série-parallèle côté BT.

Semiconducteurs	Puissance supportées	Vitesse de commutation
Thyristor – SCR (Silicon Controlled Rectifier)	Elevée	Lente
GTO (Gate Turn-Off Thyristor)	Elevée	Lente
MCT (MOS Controlled Thyristor)	Moyenne	Moyenne
BJT (Bipolar Junction Transistor)	Moyenne	Moyenne
IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)	Moyenne	Moyenne
MOSFET (Metal Oxyde Semiconductor Field Effect Transistor)	Basse	Rapide

Tableau 2 - 4 : Caractéristiques des commutateurs utilisés dans les convertisseurs

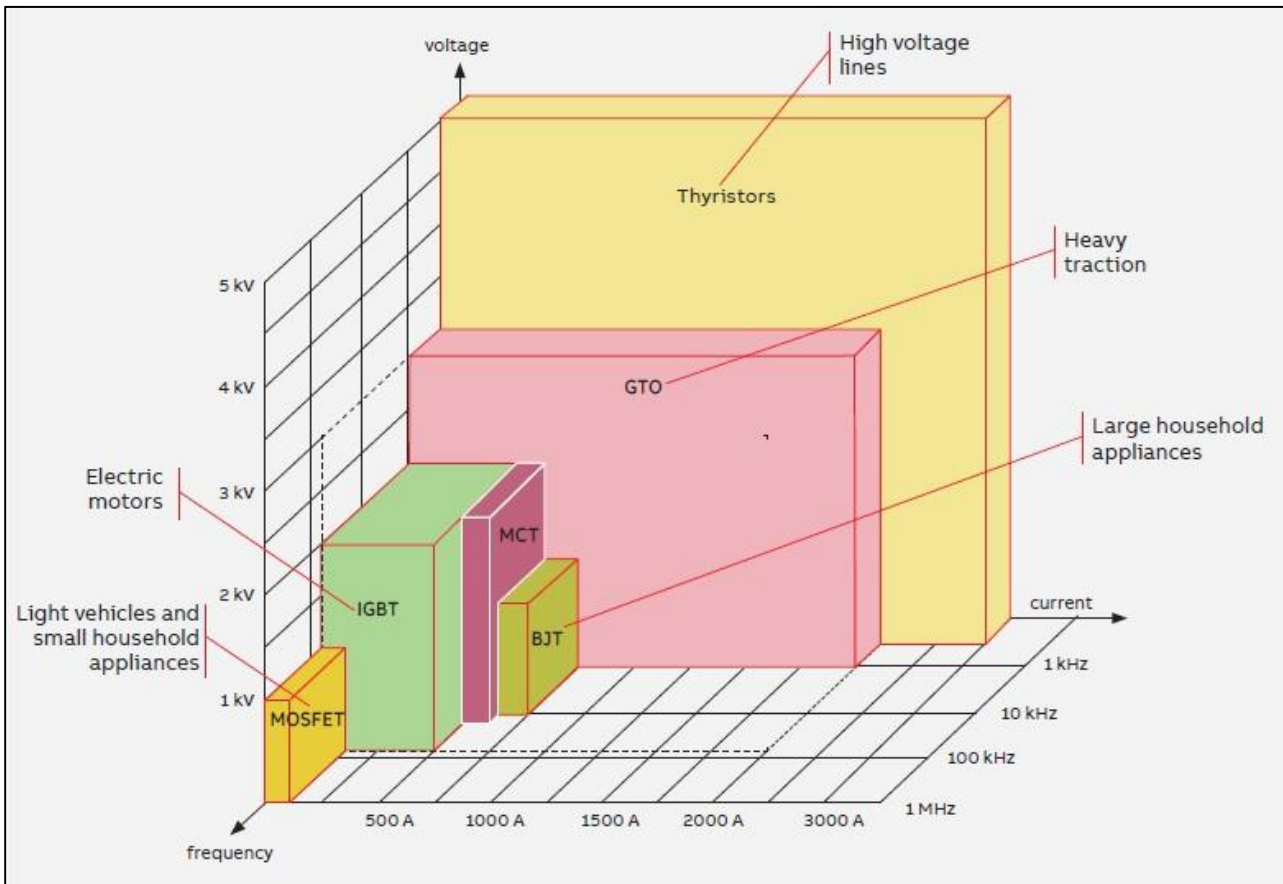


Figure 2- 17 : Valeurs limites des paramètres électriques et champs d'application des commutateurs (Source : [65])

2.3.3 Les convertisseurs DC/AC [63]:

Un convertisseur DC/AC, également appelé onduleur, génère une sortie AC à partir d'une source DC. Selon les applications, les onduleurs peuvent être commutés en ligne (par exemple avec des thyristors) ou à commutation forcée (par exemple avec les transistors IGBT et MOSFET). L'amplitude de la sortie d'un onduleur peut être fixe ou variable. De plus, la fréquence peut être fixe ou variable en fonction des applications. Ceux-ci peuvent être facilement atteints avec des techniques de modulation de largeur d'impulsion (MLI) ou Pulse-Width-Modulation (PMW).

Définition 2.4 : Modulation de la largeur d'impulsion (MLI)

La MLI est une technique couramment utilisée pour synthétiser des signaux pseudo analogique à l'aide de circuits à fonctionnement tout ou rien ou plus généralement à états discrets. Le principe général est qu'en appliquant une succession rapide d'états discrets avec des ratios de durée bien choisis, on peut obtenir en ne regardant que la valeur moyenne du signal n'importe quelle valeur intermédiaire.

La plupart des onduleurs doivent fournir une tension sinusoïdale pure avec une fréquence fixe ou variable, qui est normalement beaucoup plus faible que la fréquence de commutation. Dans ce cas, la tension de sortie sinusoïdale nette souhaitée, appelée signal de modulation, peut être comparée avec une onde porteuse triangulaire à la fréquence de commutation pour générer un train d'impulsions (Figure 2- 18). Les composantes harmoniques de ce signal sont principalement autour des multiples de la fréquence de commutation. Si les impulsions sont amplifiées pour conduire un VSI, la tension de sortie de l'onduleur a alors la même forme.

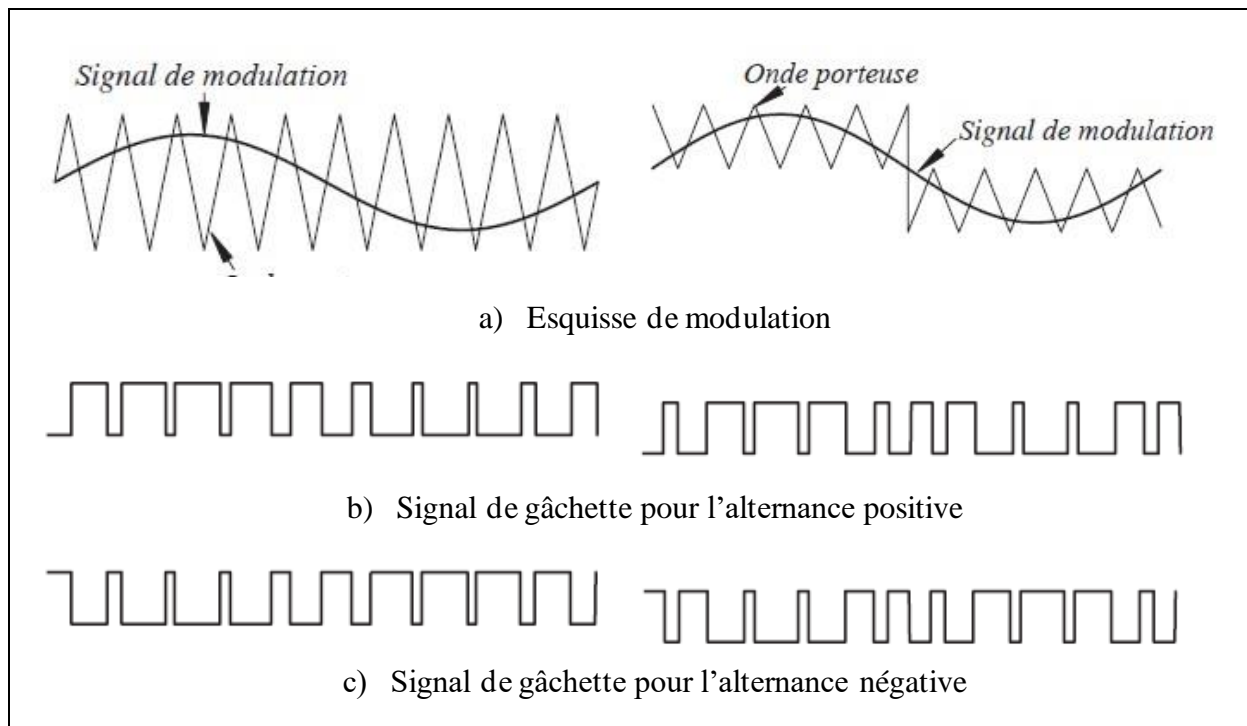


Figure 2- 18 : MLI sinusoïdale pour un onduleur monophasé unipolaire à gauche, bipolaire à droite

Lorsque la fréquence porteuse, c'est-à-dire la fréquence de commutation, est assez élevé, alors les composantes harmoniques peuvent être facilement filtrées via un filtre passe-bas, qui est souvent un filtre LC ou LCL. La Figure 2- 19 représente la topologie d'un onduleur monophasé avec filtre LC. La topologie d'un onduleur triphasé est représentée sur la Figure 2- 20.

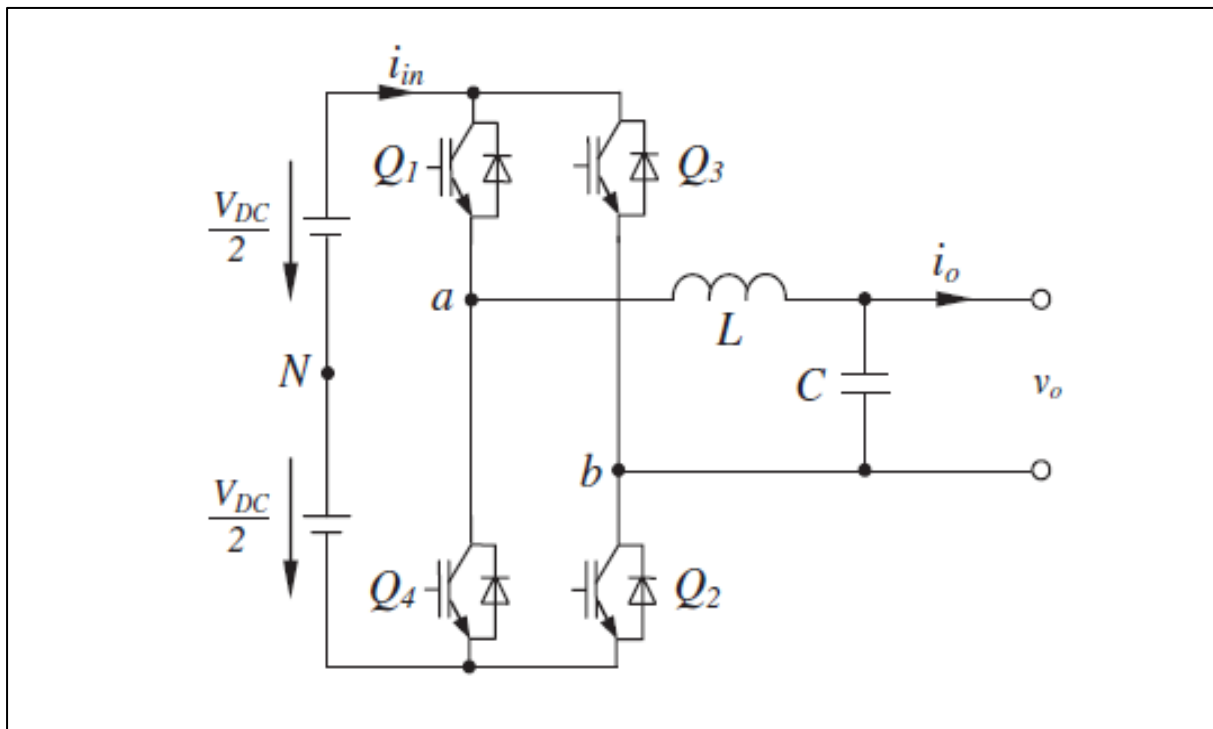


Figure 2- 19 : Topologie d'un onduleur de tension monophasé

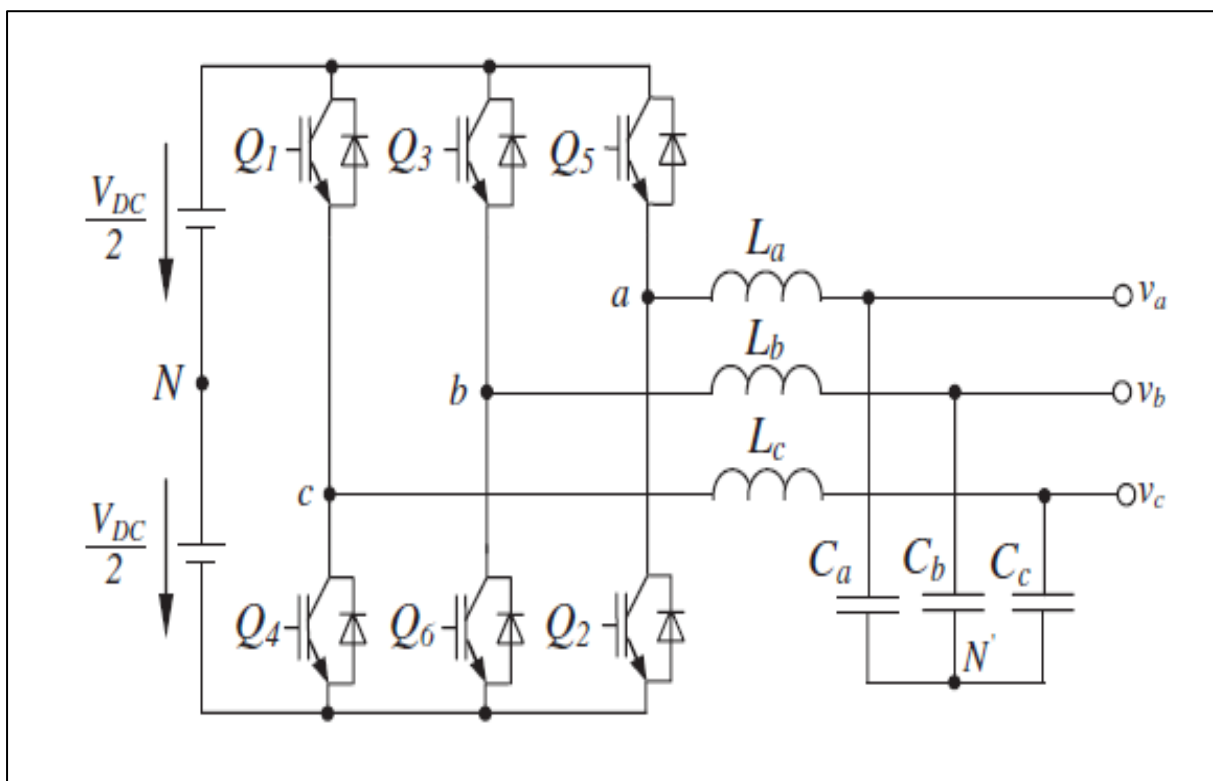


Figure 2- 20 : Topologie d'un onduleur triphasé

2.4 Harmoniques dans les réseaux DC [18][36][41] :

2.4.1 Généralités sur les courants harmoniques :

Le terme « harmoniques » trouve son origine dans le domaine de l'acoustique, où il était lié à la vibration d'une corde ou d'une colonne d'air à une fréquence qui est un multiple de la fréquence de base. Un composant harmonique dans un système d'alimentation en courant alternatif est défini comme un composant sinusoïdal d'une forme d'onde périodique ayant une fréquence égale à un multiple entier de la fréquence fondamentale du système.

La Figure 2- 21 présente une forme d'onde idéale $i_1(t)$ à 50 [Hz] avec une valeur de crête d'environ $I_{\max 1} = 100$ [A]. Elle décrit également des formes d'ondes $i_3(t)$, $i_5(t)$ et $i_7(t)$ d'amplitudes respectives $(1/3).I_{\max 1}$, $(1/5).I_{\max 1}$ et $(1/7).I_{\max 1}$ et de fréquences 3 fois, 5 fois et 7 fois supérieures à sa fréquence. Chaque forme d'onde s'exprime par :

$$i_1(t) = I_{\max 1} \sin \omega t \quad (2.2)$$

$$i_3(t) = I_{\max 3} \sin(3\omega t - \delta_3) \quad (2.3)$$

$$i_5(t) = I_{\max 5} \sin(5\omega t - \delta_5) \quad (2.4)$$

$$i_7(t) = I_{\max 7} \sin(7\omega t - \delta_7) \quad (2.5)$$

L'expression du courant résultant peut être généralisée par :

$$i_{\text{total}}(t) = I_{\max 1} \sin \omega t + \sum_{n=2}^{+\infty} I_{\max n} \sin(n\omega t - \delta_n) \quad (2.6)$$

On constate que la somme des formes d'ondes parfaitement sinusoïdales donne une forme d'onde déformée. Inversement, une forme d'onde déformée peut être représentée par la superposition d'une forme d'onde de fréquence fondamentale avec d'autres formes d'onde de fréquences et d'amplitudes harmoniques différentes. Une charge qui tire le courant d'une source AC présentant une forme d'onde semblable à $i_{\text{total}}(t)$ ne peut donc être conçue comme une charge linéaire.

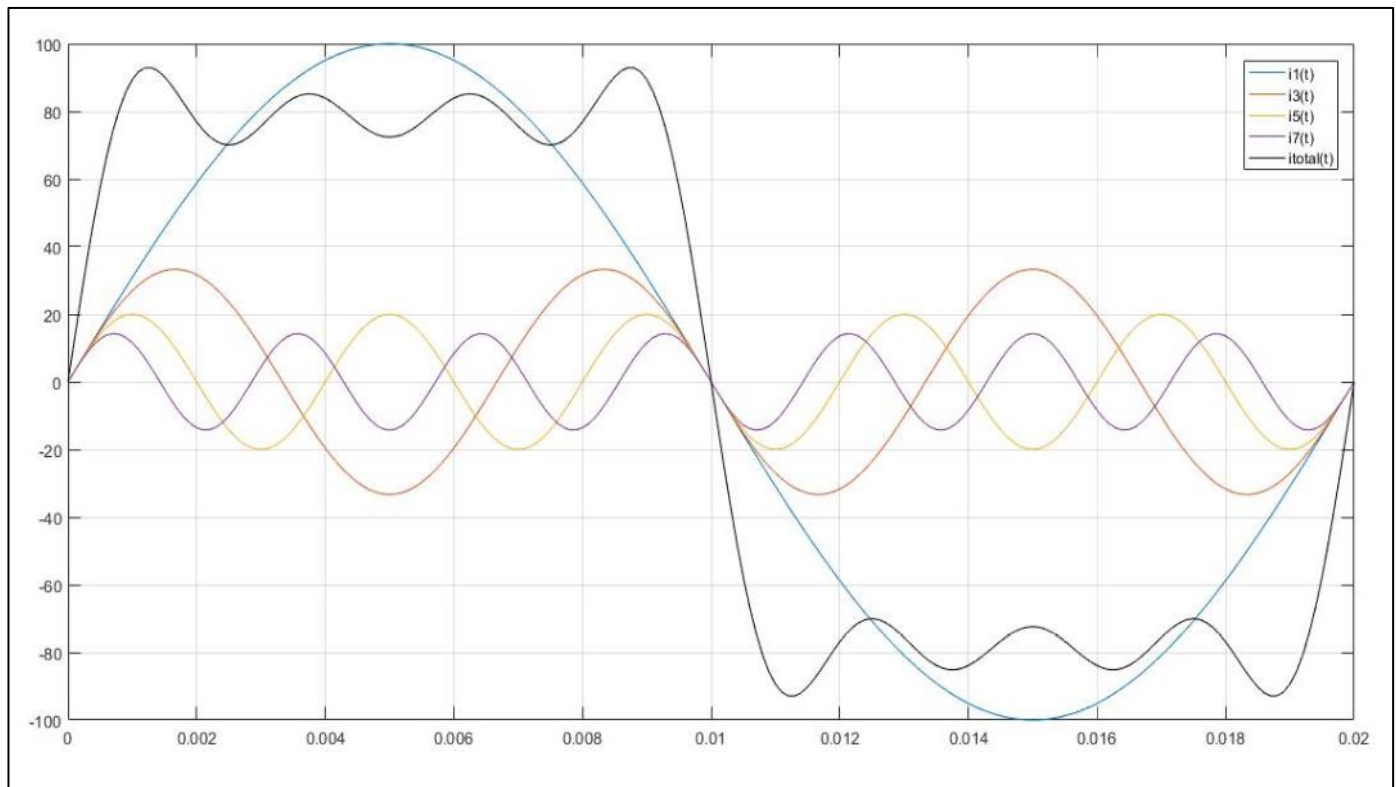


Figure 2- 21 : Forme d'onde sinusoïdale distordu par les harmoniques de rang 3, 5 et 7

Les charges qui sont responsables de la production des courants harmoniques sont donc essentiellement les charges non linéaires dans lesquelles la forme d'onde du courant ne ressemble pas à la forme d'onde de la tension appliquée à l'exemple des interrupteurs électroniques qui ne conduisent le courant de charge que pendant une fraction d'une période des oscillations. Parmi les charges non linéaires les plus courantes dans les systèmes d'alimentation, on peut citer tous les dispositifs de redressement, tels que ceux présents dans les convertisseurs, les sources d'alimentations, les unités d'alimentation sans coupure et les dispositifs à arcs comme les fours électriques et les lampes fluorescentes.

2.4.2 Les effets de harmoniques sur le réseau de distribution :

Compte tenu de l'évolution de la consommation d'électricité et de l'augmentation des sources d'harmoniques dans les installations industrielles, commerciales et résidentielles au cours des 20 prochaines années, il est nécessaire d'évaluer clairement les effets que les harmoniques non filtrés provenant de nœuds dispersés dans le réseau peuvent avoir dans différents équipements, sur le fonctionnement et sur divers processus. On distingue :

- ❖ **Les effets thermiques sur les transformateurs :** Dans les réseaux industriels et commerciaux modernes, une quantité importante de courants harmoniques provient des transformateurs de service où se produisent des phénomènes d'échauffement dus aux

pertes thermiques dans les enroulements. Cette chaleur supplémentaire peut avoir un impact significatif sur la durée de vie de l'isolant du transformateur. Un aspect particulier des transformateurs est qu'ils deviennent des sources d'harmoniques dans les conditions de saturation.

❖ **Le surcharge du conducteur neutre :**

- Dans les circuits monophasés, les courants de retour véhiculant des quantités importantes de composants harmoniques traversent les connexions neutres des transformateurs. De plus, les composantes homopolaires s'ajoutent en phase dans le neutre. Par conséquent, le fonctionnement des transformateurs dans des environnements harmoniques exige que les courants neutres soient évalués dans des transformateurs mis à la terre et connectés en étoile afin de garantir la connexion à la terre à la suite d'une surcharge.
- Dans les systèmes triphasés équilibrés à quatre fils, il n'y a pas de courant sur le conducteur neutre. Celui-ci devrait être attribuée à la circulation des harmoniques homopolaires, qui sont principalement produits par des alimentations monophasées.
- Dans les systèmes qui ne sont pas entièrement équilibrés, le courant non équilibré circule sur le conducteur de retour. Étant donné que ce conducteur est généralement de la même taille que les conducteurs de phase une surchauffe peut survenir si ces courants sont ensuite amplifiés par des courants homopolaires.
- Une pratique courante consiste à dimensionner les conducteurs neutres de manière à supporter jusqu'à deux fois le courant efficace nominal des conducteurs de phase. La surveillance de l'augmentation de la température sur le neutre des transformateurs contribue à détecter les éventuelles surcharges provoquées par les courants harmoniques homopolaires sur le conducteur neutre. Cela est vrai tant que le système n'entraîne pas une augmentation du déséquilibre de courant susceptible de provoquer une augmentation de la température du conducteur neutre.

❖ **La réduction de la durée de vie des batteries de condensateurs :** due à aux surcharges causées par les augmentations de tension, température et courant. La tension de fonctionnement peut augmenter dans les systèmes de distribution lorsque la charge est faible ou lorsque les fusibles servent à isoler une unité de condensateur

défaillante, laissant les unités restantes exposées à une surtension.

- Dans les conditions de résonance série l'impédance totale à la fréquence de résonance est réduite exclusivement au composant du circuit résistif. Si cette composante est petite, de grandes valeurs de courant à une telle fréquence seront développées.
 - Dans le cas de la résonance parallèle, l'impédance totale à la fréquence de résonance est très grande (tendant théoriquement à l'infini). Si la fréquence de résonance coïncide avec un harmonique caractéristique présent sur le site, le courant verra une impédance en amont importante et la distorsion harmonique de tension de tension existante sera amplifiée.
- ❖ **Les déclenchements intempestifs et interruptions des relais** de protection dans les installations industrielles.
- ❖ **Le scintillement des dispositifs d'éclairage** : cas des lampes fluorescentes. Les fluctuations de tensions efficaces produites par des phénomènes interharmoniques peuvent être exprimés par :

$$u = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [\sin 2\pi f_1 t + a \sin(2\pi f_i t)^2] dt} \quad (2.7)$$

Où a : Est l'amplitude des tensions interharmoniques en p.u.

f_1 : La fréquence fondamentale.

f_i : La fréquence caractéristique interharmonique.

Définition 2.5 : Interharmoniques [41]

On appelle interharmonique une variante d'harmoniques dont la fréquence n'est pas un multiple entier de la fréquence fondamentale. Elles peuvent apparaître en tant que fréquence discrète ou encore en spectre de bande. Les principales sources d'interharmoniques sont les convertisseurs de fréquences, les cycloconvertisseurs, les moteurs à inductions, les dispositifs à arcs et les ordinateurs.

- ❖ **Interférences téléphoniques** : La mise en place des lignes téléphoniques sous les conducteurs de distribution électrique sur les poteaux les rend vulnérables à certains phénomènes de brouillage où les distorsions harmoniques peuvent être en cause.

- ❖ **Effets thermiques et développement de couples de pulsation dans les machines tournantes** : Etant semblables aux transformateurs les moteurs électriques sont exposés aux effets thermiques dus aux harmoniques par échauffement des conducteurs de bobinages. De plus, les forces magnétomotrices induites par les harmoniques de fréquences positives et négatives génèrent des couples de fréquences différentes pouvant accélérer la fatigue de l'équipement, augmenter l'amplitude des vibrations, accélérer l'usure des roulements, déclencher les fusibles mécaniques...

2.4.3 Techniques de filtrage des harmoniques :

Il existe deux méthodes possibles pour faire face aux dégâts causés par les composantes harmoniques en courants et en tensions. La première consiste à certains surdimensionner équipements tels que câbles, batteries de condensateurs... L'autre méthode consiste à l'élimination totale ou partielle des composantes harmoniques à l'aide de filtres passifs ou à l'aide de compensateurs actifs d'harmoniques. Dans cette étude qui se porte plus particulièrement sur les réseaux de distributions DC, les principales sources d'harmoniques considérées sont les convertisseurs de puissances.

En fonction du convertisseur, il existe des harmoniques caractéristiques qui peuvent être identifiés et servir de base pour la conception des filtres. Un convertisseur de grande puissance comme celui utilisé dans un lien HVDC peut utiliser un pont à 6 impulsions comme sur la Figure 2- 10. Certaines technologies HVDC utilisent des convertisseurs à 12 impulsions obtenus en associant en série deux ponts à 6 impulsions. Les convertisseurs HVDC fonctionnent comme source d'harmoniques de courant côté AC et comme source d'harmoniques de tensions côté DC.

L'ordre des harmoniques caractéristiques du convertisseur est lié à son nombre d'impulsions. Du côté AC, les ordres des harmoniques caractéristiques sont des entiers de la forme $Kp \pm 1$ où p est le nombre d'impulsions et K un entier. Du côté DC, ils sont de la forme Kp . Les harmoniques rencontrées du côté AC d'un convertisseur LCC à 6 impulsions sont donc les harmoniques d'ordre 5, 7, 11, 13, 17, 19... tandis que pour un convertisseur à 12 impulsions on rencontre les harmoniques d'ordre 11, 13, 23, 25...

Pour le cas des convertisseurs de faibles puissances qui sont généralement utilisés dans l'alimentation des appareils ou dans le raccordement des sources d'électricité monophasés. Ces types de convertisseurs produisent des harmoniques homopolaires qui peuvent surcharger le conducteur de neutre du transformateur de distribution alimentant la phase qui lui est associé. Dans le cas d'un déséquilibre dans le système, des harmoniques non caractéristiques de faibles amplitudes viennent s'ajouter aux harmoniques déjà présents.

L'une des méthodes les plus répandues de contrôle de la distorsion harmonique dans l'industrie est l'utilisation de techniques de **filtrage passif** utilisant des filtres ajustés à passe unique ou des filtres passe-bande (Figure 2- 22). Les filtres harmoniques passifs peuvent être conçus comme des éléments individuels fournissant un chemin à faible impédance aux courants harmoniques à une fréquence ponctuelle ou comme des dispositifs passe-bande pouvant filtrer les harmoniques sur une certaine largeur de bande de fréquence. Etant donné que les filtres passifs fournissent toujours une compensation réactive, ils peuvent en fait être conçus dans le double objectif de fournir l'action de filtrage et de compensation pour rehausser le facteur de puissance au niveau souhaité.

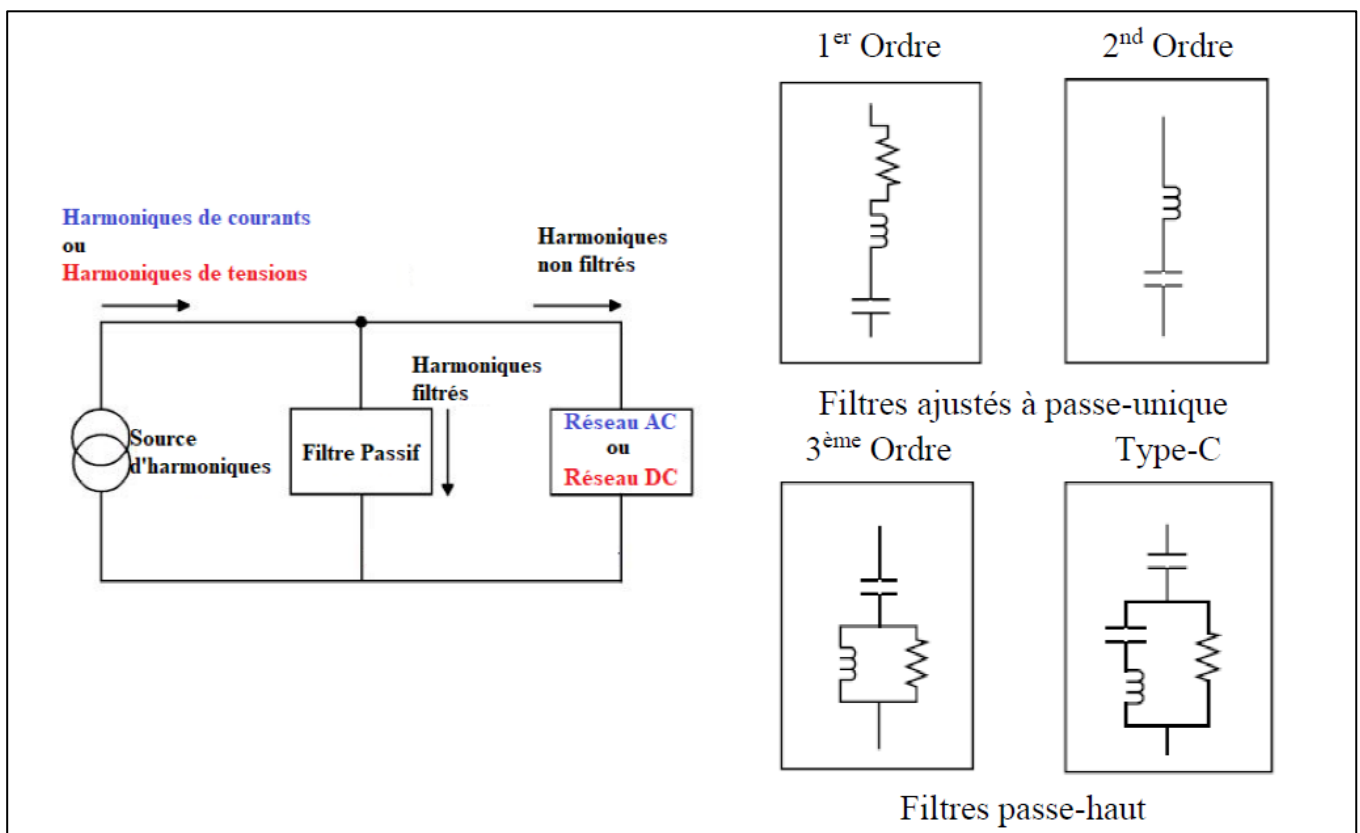


Figure 2- 22 : Schéma équivalent et exemples de filtres passifs

Le filtre ajusté à passe unique est un circuit RLC série qui est accordé à une fréquence harmonique (en général, harmoniques caractéristiques de rang faible). En conséquence, son impédance à la fréquence de résonance se réduit à celle d'une résistance faible. Tous les courants harmoniques dont la fréquence coïncide avec celle du filtre accordé trouveront un chemin de basse impédance à travers le filtre. La fréquence de résonance peut être déterminée par la relation :

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (2.8)$$

Où : L : L'inductance du filtre en [H]

C : La capacité du filtre en [F]

Les filtres passe-bande, notamment passe-haut, présentent des valeurs d'impédances faibles au-dessus de la fréquence de coupure. Ils sont donc plus adaptés pour filtrer les harmoniques d'ordre élevés et peuvent couvrir une large gamme de fréquences. Par conséquent, cette fréquence de coupure doit être sélectionnée en dessous de tous les courants harmoniques ayant une présence importante dans l'installation. L'impédance d'un filtre passe-haut (3^{ème} ordre) peut s'exprimer par :

$$Z = \frac{1}{j\omega C} + \frac{1}{\left(\frac{1}{R} + \frac{1}{j\omega L}\right)} \quad (2.9)$$

La fréquence de coupure de ce filtre est donnée par :

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (2.10)$$

Le filtre passe-haut de type C constitue un cas spécial où l'inductance L est remplacée par un circuit série LC réglé à la fréquence du système d'alimentation. Dans ce filtre, la résistance est évitée à la fréquence fondamentale, le courant circule dans le circuit LC résonant et il en résulte un filtre sans perte.

Le **filtrage actif** est plus sophistiqué mais fonctionne pour une large gamme de fréquences, en ajustant leur fonctionnement au spectre harmonique existant. Cette technique consiste à injecter des courants harmoniques afin de contrebalancer les composants harmoniques existants tels qu'ils apparaissent dans le système de distribution. Les filtres actifs comprennent les configurations DC, AC, série et parallèle. Il existe également des filtres

hybrides qui combinent sur un même montage les fonctionnalités de filtrage passif et actif. La Figure 2- 23 présente le montage en shunt d'un filtre actif à l'entrée d'un convertisseur LCC HVDC.

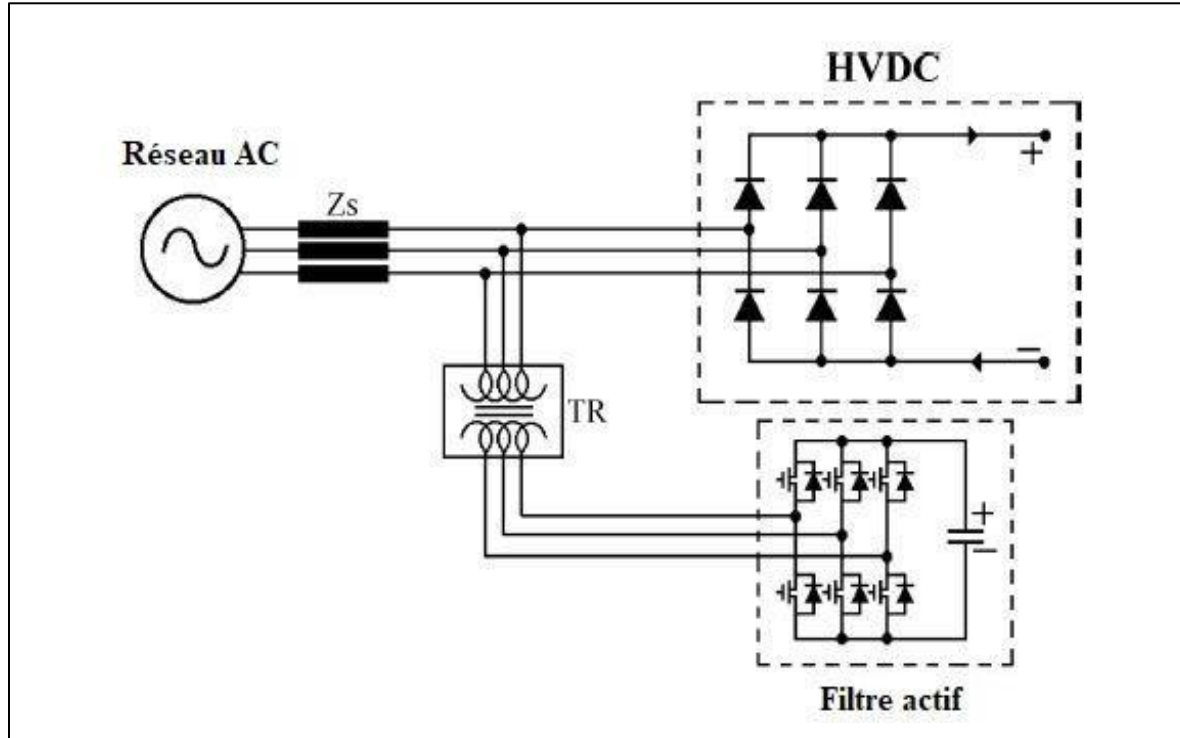


Figure 2- 23 : Filtre actif monté en shunt

2.5 Intégration des énergies renouvelables dans un réseau DC :

2.5.1 Les turbines éoliennes [2],[19],[20],[35],[54]:

L'énergie de mouvement du vent est utilisée par les humains pour de nombreuses applications telles que le pompage de l'eau, la mouture du grain et la production d'électricité. Les turbines utilisées pour la production d'électricité sont appelées éoliennes afin de les distinguer des applications mécaniques classiques de l'énergie du vent. Les turbines éoliennes capturent l'énergie cinétique des vents. Cette énergie actionne la rotation des pales qui sont connectées à un arbre couplé à un générateur électrique. En se référant sur la Figure 2- 1Figure 2- 24, les différentes expressions de l'énergie cinétique du vent sont :

$$E_k = \frac{1}{2} m_{air} v^2 = \frac{1}{2} \rho V_{air} v^2 = \frac{1}{2} \rho A_{air} d v^2 = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 d v^2 \quad (2.11)$$

Où E_k : L'énergie cinétique du vent.

m_{air} : La masse d'air, ρ : sa densité et V_{air} : son volume.

$V_{air} = A_{air} \cdot d$ où A_{air} est l'aire balayée par les pales de longueur R et d l'épaisseur du disque d'air capturé par le rotor.

v : La vitesse du vent.

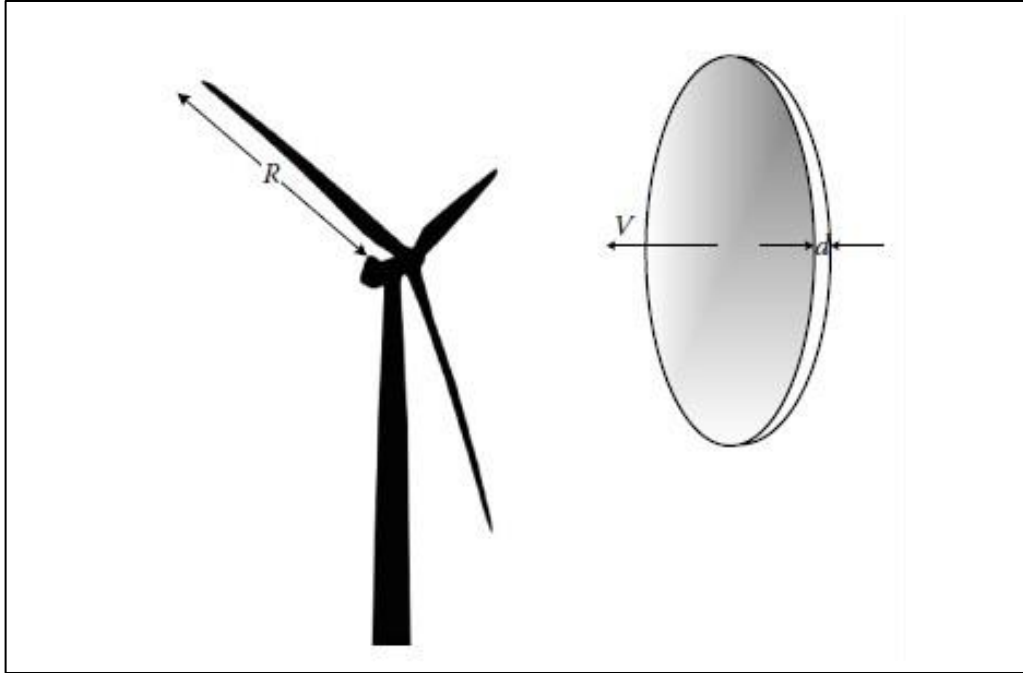


Figure 2- 24 : Energie cinétique du vent

La puissance de vent résultante est donnée par :

$$P_{vent} = \frac{E_k}{t} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \frac{d}{t} v^2 \quad (2.12)$$

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 \quad (2.13)$$

En réalité, il est impossible de convertir toute cette puissance en électricité. La puissance électrique fournie par une turbine éolienne est donnée par :

$$P_{elec} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.14)$$

Où C_p : Est un coefficient qui dépend des caractéristiques de la turbine utilisée.

β : Angle d'inclinaison des pales.

λ : Le rapport pointe/vitesse.

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v} \quad (2.15)$$

Avec ω_r : La vitesse de rotation angulaire de la turbine.

D'après la relation 2.14, la puissance du vent est proportionnelle au cube de sa vitesse. De nombreuses anciennes installations utilisent des machines à induction à cage d'écureuil, pour lesquels la turbine tourne à une vitesse fixe. Les systèmes actuels utilisent des turbines à vitesse variable. Pour une vitesse de vent particulière, la vitesse de l'éolienne peut être modifiée de manière à pouvoir fournir le maximum de puissance par un contrôle permettant de poursuivre le point de puissance maximale (MPPT).

Dans les premiers prototypes impliquant des éoliennes à vitesse fixe, des machines synchrones étaient déjà utilisées, mais les générateurs asynchrones à induction à cage d'écureuil (SCIG) ont été plus largement adoptée en raison de sa charge plus faible, de sa durabilité environnementale, et de sa compatibilité matérielle avec les changements rapides du vent. Une boîte de vitesses est nécessaire pour modifier la vitesse de rotation inférieure de la turbine en une vitesse de rotation plus élevée dans le générateur. La vitesse de rotation des générateurs à induction est généralement de 1 000 voire 1 500 tours.

Après 1996, de nombreux fabricants ont adopté un système à vitesse variable utilisant une cascade hyposynchrone (DFIG) pour les éoliennes d'une puissance supérieure à environ 1,5 MW. La Figure 2- 25 représente une topologie d'un DFIG dont l'alimentation de l'enroulement rotorique est commandée par des onduleurs montés dos à dos. Comparé au système à vitesse constante, ce système offre de meilleures performances en matière de bruit audible, de contraintes mécaniques, de qualité de l'énergie et d'énergie dégagée. Cependant, le principal inconvénient est qu'il nécessite un entretien important en raison de problèmes de brosses de rotor, de bagues glissantes et de boîtes de vitesses.

Depuis 1992, certains fabricants ont également proposé des générateurs sans engrenage ou avec engrenage directement connecté au réseau au moyen d'un convertisseur électronique à pleine puissance, comme illustré à la Figure 2- 26. On peut rencontrer trois types de générateurs dans cette configuration, on distingue : le générateur synchrone à faible vitesse sans engrenage (ou à entraînement direct), le générateur synchrone à vitesse moyenne avec une boîte de vitesses à un ou deux étages et le générateur à induction ou synchrone à grande vitesse avec une boîte de vitesses à trois étages.

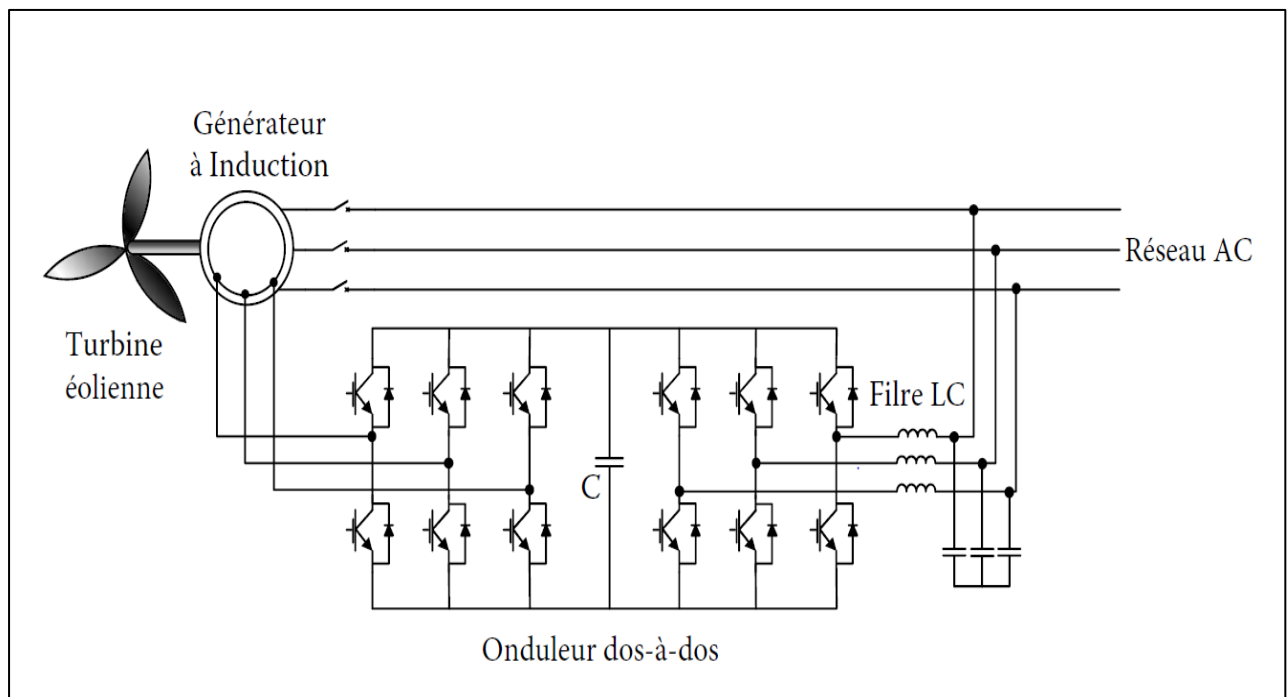


Figure 2- 25 : Topologie d'une machine à induction à double alimentations

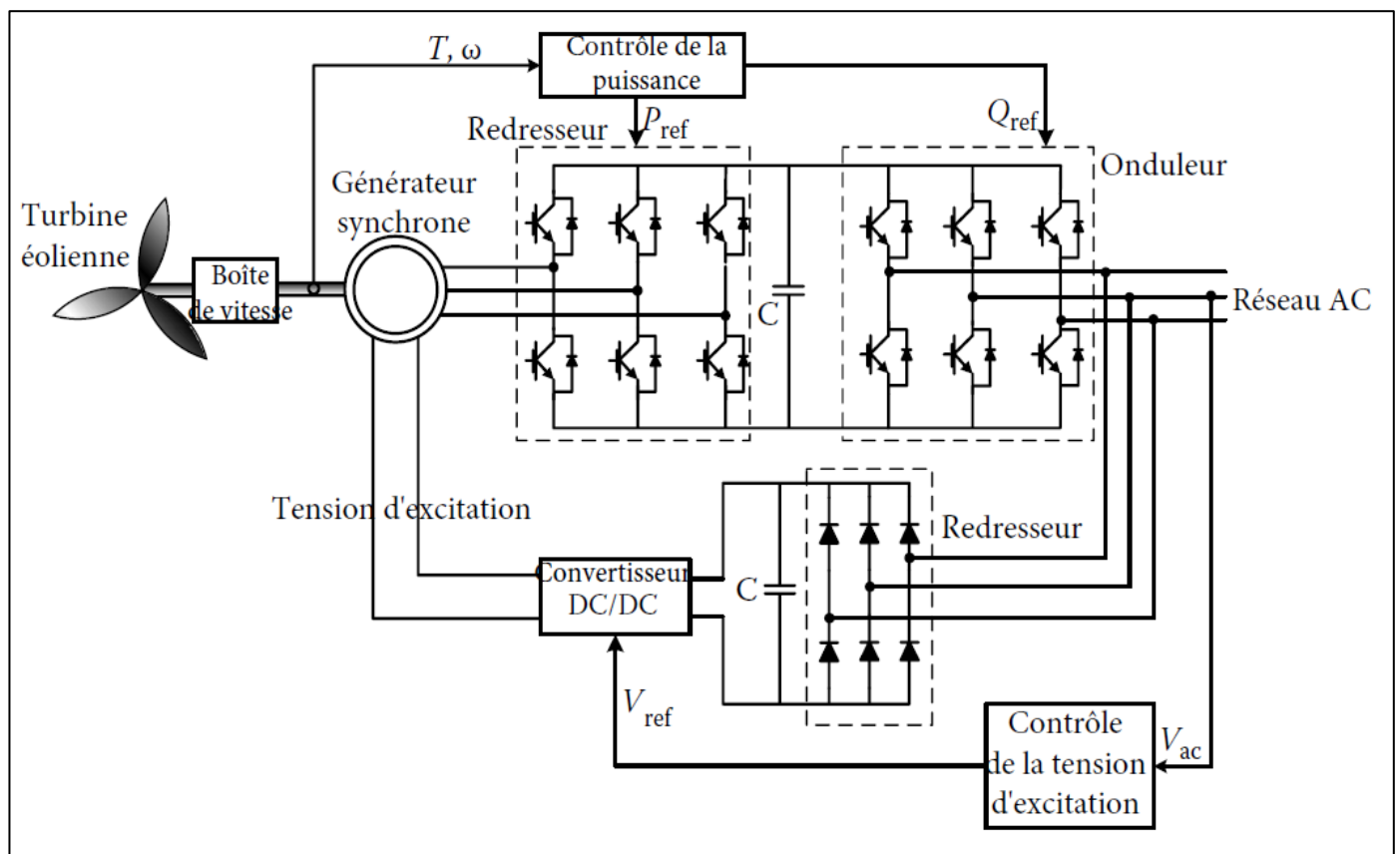


Figure 2- 26 : Exemple de topologie utilisant un générateur synchrone avec engrenage directement connecté au réseau

À l'origine, le générateur synchrone était principalement basé sur une excitation électrique. Le rotor était muni d'une excitation DC utilisant des bagues collectrices, des brosses et un redresseur, ce qui augmentait les pertes de puissance. Plus tard, lorsque le prix des aimants permanents a diminué, l'accent a été mis sur les générateurs synchrones à aimant permanent (PMSG), dont les avantages sont les suivants :

- Plus d'efficacité et de rendement énergétique.
- Pas d'alimentation supplémentaire pour l'excitation du champ magnétique.
- Fiabilité accrue du fait de l'absence de composants mécaniques tels que des bagues collectrices.
- Rapport poids / puissance plus élevé.

Cependant, le principal inconvénient est la conception d'un générateur synchrone à faible vitesse et à couple élevé, car il est considérablement lourd, coûteux et volumineux.

Jusqu'à présent, quelques convertisseurs AC/DC et convertisseurs DC/DC ont été exploités dans les systèmes de production d'éoliennes. La Figure 2- 27 montre les configurations typiques d'éoliennes utilisant différents types de convertisseurs :

- ❖ **Le convertisseur VSC à deux niveaux** (Figure 2- 27.a), est couramment utilisé dans le système d'éoliennes en raison de sa structure simple et de son nombre réduit de composants. Cependant, parallèlement à l'augmentation de la plage de puissance et de tension de l'éolienne, le VSC à deux niveaux peut souffrir de pertes de commutation plus importantes et d'un rendement plus faible. De plus, les deux seuls niveaux de tension entraînent des contraintes liées au rapport dv/dt importantes sur le générateur et des filtres de sortie volumineux peuvent être nécessaires.
- ❖ **Le convertisseur NPC à trois niveaux** (Figure 2- 27.b), est l'un des plus commercialisées pour les systèmes éoliens. Dans ce type de convertisseur, les commutateurs ne prennent que la moitié de la tension du circuit intermédiaire, ce qui réduit effectivement le rapport dv/dt par rapport aux deux autres configurations.
- ❖ **Le convertisseur boost associé à un redresseur à diode** (Figure 2- 27.c), est la configuration la plus simple parmi les trois types, car elle nécessite le moins de commutateurs et ce qui réduit les coûts. Cependant, le commutateur utilisé doit supporter la tension totale du circuit DC et avec un taux de changement de tension dv/dt élevé. De plus, l'utilisation du redresseur à diode en tant que convertisseur côté générateur peut provoquer un taux de distorsion harmoniques (THD) à sa sortie.

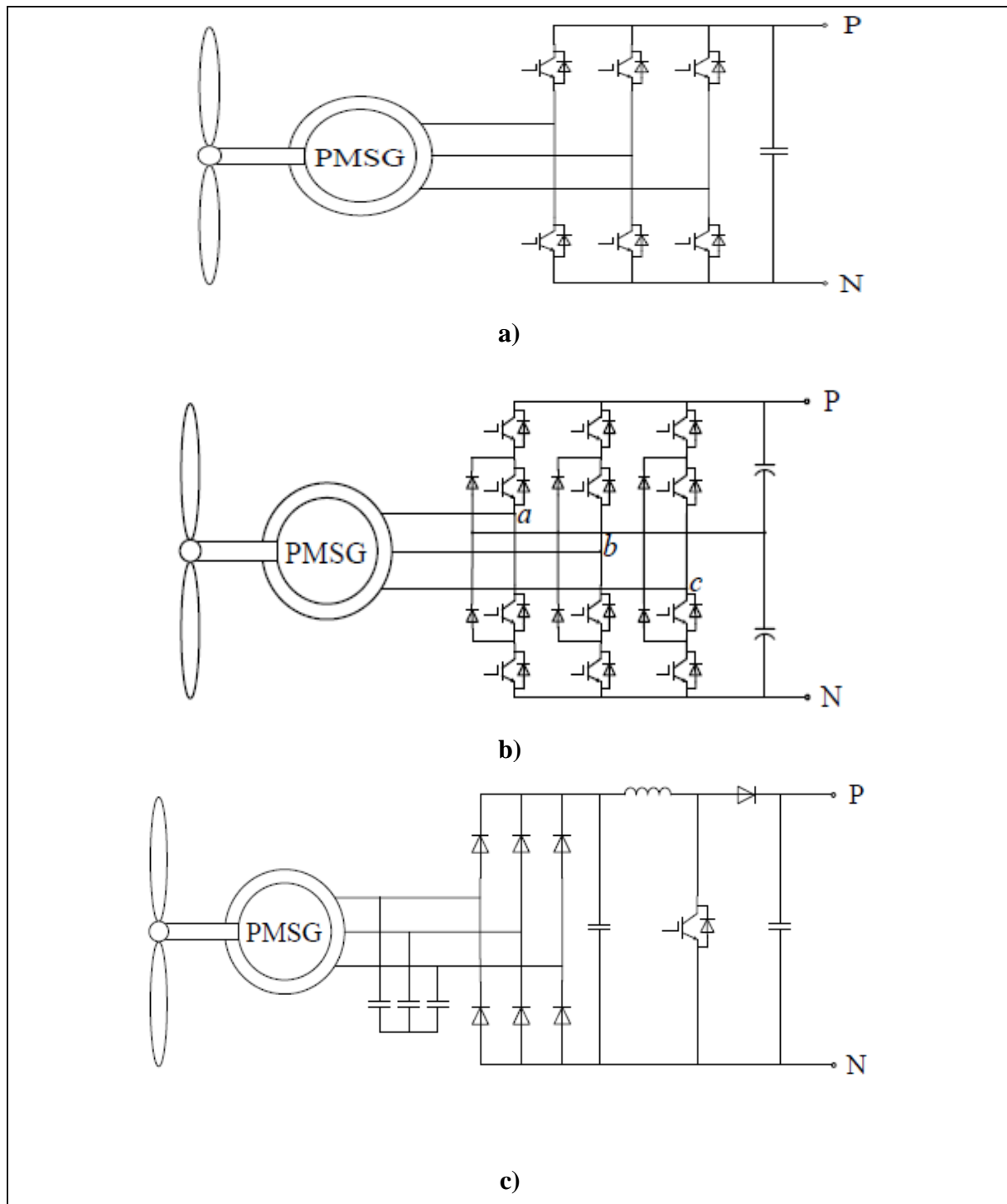


Figure 2- 27 : Les différents convertisseurs associés aux PMSG, a) Convertisseur VSC à deux niveaux, b) Convertisseur NPC à trois niveaux, c) Convertisseur boost avec redresseur à diodes

Définition 2.6 : Convertisseur Boost

Un convertisseur boost (ou hacheur parallèle) est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur.

Les convertisseurs DC/DC à haute puissance sont des composants clés pour le raccordement des technologies éoliennes à un réseau DC. L'utilisation des convertisseurs DC/DC présente de nombreux avantages, car ils permettent d'éliminer les grands transformateurs AC et de réduire la taille et le poids du système. À ce jour, la plupart des convertisseurs DC/DC sont destinés aux applications à basse tension et à faible consommation. Les convertisseurs DC/DC pour les niveaux de puissance élevés sont encore en développement.

2.5.2 Les technologies de conversion solaires photovoltaïques [25],[35],[37],[52]:

La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique a de nombreux domaines d'applications principalement dans les secteurs résidentiels, véhiculaires, spatiales et aéronautiques et navales. Les cellules solaires PV qui initialement avaient des coûts élevés ne représentent pas encore une solution de rechange totalement attrayante pour les utilisateurs d'électricité qui sont en mesure d'acheter de l'énergie électrique à meilleur marché auprès du réseau de distribution.

Cependant, ils constituent des éléments clés dans le développement des zones reculées et isolées où l'électricité de service n'était pas disponible ou était trop chère à transporter. Que ce soit en tant que grandes ou petites centrales, les sources PV sont de plus en plus utilisées pour produire de l'électricité, en particulier suivant des architectures décentralisées, pour les systèmes connectés au réseau et hors réseau. La Figure 2- 28 illustre le schéma de principe d'un système d'énergie solaire. La puissance produite par une installation solaire PV dépend de deux paramètres fondamentaux qui sont l'irradiation solaire et la température ambiante. Une équation simplifiée du modèle de panneau photovoltaïque est donnée par [4]

$$P_s(t) = \eta_s A_s G(t) \quad (2.16)$$

Où $P_s(t)$: La puissance électrique produite par l'installation PV en [W].

η_s : Le rendement énergétique des panneaux solaires en [%].

A_s : L'aire des panneaux PV en [m²].

$G(t)$: Le rayonnement solaire reçu par unité de surface des panneaux PV en [W/m²]

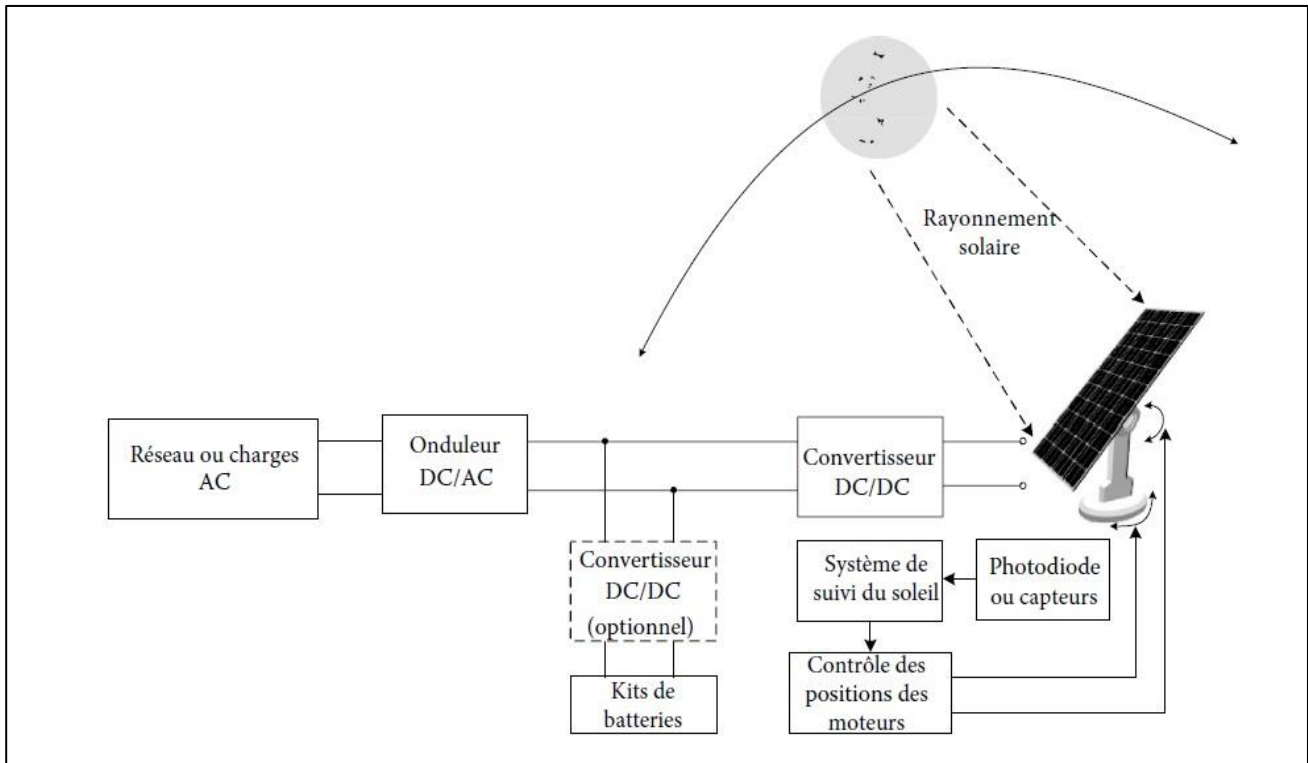


Figure 2- 28 : Configuration typique d'un générateur photovoltaïque

Les technologies solaires PV en général vont de pair avec des technologies de stockage par batteries raccordés sur le bus DC. Les kits de batteries peuvent fournir une alimentation supplémentaire qui pourrait ne pas être disponible à partir du module PV pendant la nuit et les périodes nuageuses. Les batteries peuvent également stocker l'énergie produite lorsque le module PV en génère plus que la quantité requise.

La Figure 2- 29 suivante illustre l'architecture typique utilisée pour l'intégration d'un panneau PV dans un bus de distribution LVDC (ou MVDC). Le type de convertisseur privilégié dans entre le module PV et le bus DC est le convertisseur boost qui présente les mêmes avantages que dans l'intégration des générateurs éoliens (Figure 2- 27.c). Un convertisseur DC/DC bidirectionnel est utilisé pour raccorder les kits de batteries au bus DC.

Plusieurs modules PV sont connectés en série ou en parallèle, en fonction des besoins en tension et en énergie du générateur PV. La direction des panneaux photovoltaïques vers le soleil peut être contrôlée par les moteurs de position permettant la rotation des panneaux suivant l'axe horizontal et/ou vertical. Le système de suivi du soleil prend les données des capteurs solaires ou des photodiodes et les traite pour déterminer les positions optimales des moteurs.

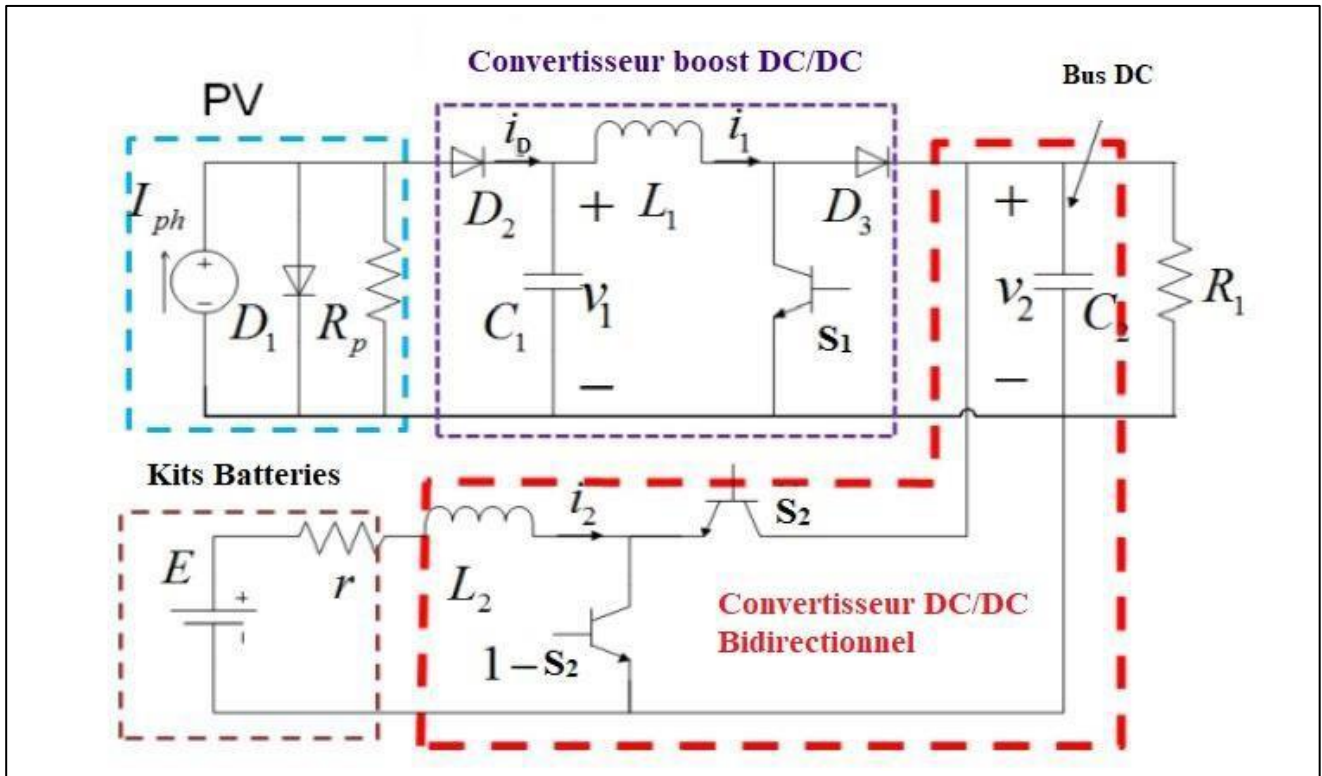


Figure 2- 29 : Topologie typique d'un micro-réseau DC avec sources PV et stockages par batteries

2.5.3 Les technologies de stockage de l'énergie [22] :

Traditionnellement, pour des applications à petite échelle de puissance, les systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) sont généralement utilisés en raison de leurs densités énergétiques élevées. D'autres types de systèmes de stockages tels que les volants d'inerties (FES) et les ultra-condensateurs (UC) sont généralement utilisés dans le but de fournir une dynamique de puissance rapide en raison de leur densité de puissance élevée. Le premier est souvent utilisé pour compenser les inadéquations énergétiques dans le système, tandis que le second est utilisé pour atténuer les fortes variations de la puissance des sources d'énergie renouvelables.

Définition 2.7 : Volant d'inertie

Un volant d'inertie est un dispositif mécanique rotatif utilisé pour stocker l'énergie cinétique de rotation qui s'exprime par :

$$E_k = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (2.17)$$

Où J : est le moment d'inertie de la masse autour de l'axe de rotation.

ω : est la vitesse de rotation.

Pour charger un volant d'inertie, un couple est appliqué pour l'accélérer. L'énergie stockée augmente à mesure que la vitesse augmente. Pour le décharger, un couple opposé est appliqué, durant sa décélération, l'énergie stockée diminue à mesure que la vitesse diminue. Le stockage d'énergie du volant d'inertie a une densité de puissance élevée et peut stocker et libérer de l'énergie rapidement. Sa durée de vie est plus longue par rapport aux batteries. Le volant d'inertie dispose d'une large plage de puissance de stockage, de l'ordre des KW aux MW, et peut fonctionner à une large plage de température.

Définition 2.8 : Ultra-condensateur

L'ultra-condensateur est un condensateur électrochimique à densité d'énergie relativement élevée et à densité de puissance plus élevée. L'ultra-condensateur est également appelé condensateur électrique à double couche (EDLC), super-condensateur ou super-condensateur.

Les ultra-condensateurs ont une tension maximale basse et un taux d'autodécharge élevé. Néanmoins, ils ont des capacités beaucoup plus grandes que les condensateurs classiques (en Farads comparés à des dizaines de millifarads), ainsi qu'une densité d'énergie beaucoup plus élevée (de l'ordre de centaines de fois). En outre, la durée de vie de l'ultra-condensateur est beaucoup plus longue, ses taux de charge et de décharge sont plus élevés, sa densité de puissance plus élevée et sa résistance interne plus faible, ce qui lui confère une efficacité de cycle supérieure (95% ou plus) par rapport aux batteries.

Le Tableau 2 - 5 compare les avantages et inconvénients qui caractérisent les différentes technologies de stockage applicables dans un réseau de distribution LVDC. A la différence des sources et des charges, un dispositif de stockage d'énergie possède un flux d'énergie bidirectionnel. En général, les systèmes de stockages d'énergies fonctionnent avec des courants continus et sont couplés au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/DC bidirectionnel de type Buck-Boost (Figure 2- 30). Ce type de convertisseur ne nécessite pas de transformateur. Cette topologie présente l'avantage de la simplicité mais souffre du non-isolément et en conséquence d'un rapport de tension limité qui est pratiquement inférieur à 5.

Définition 2.9 : Convertisseur Buck-Boost

C'est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible ou plus grande valeur mais de polarité inverse.

Technologies de stockages	Avantages	Inconvénients
Batterie à flux (VRB : Redox Vanadium)	Capacité énergétique élevé Puissance indépendante des capacités de stockage (modulables)	Faible ratio énergie/volume
Batterie NaS	Haute densité d'énergie Haute densité de puissance Haute efficacité	Coût de production élevé
Batterie Lithium-ion	Haute densité d'énergie Haute densité de puissance Haute efficacité	Coût de production élevé
Batterie Ni-Cd	Haute densité d'énergie Haute densité de puissance Haute efficacité	Toxicité
Batterie au plomb	Faible coût	Cycle de vie limité
Volant d'inertie (FES)	Puissance élevé	Faible densité énergétique
Ultra-condensateur (UC)	Longue cycle de vie Haute efficacité	Faible densité énergétique

Tableau 2 - 5 : Comparaison entre les différentes technologies de stockages pouvant être raccordés à un réseau LVDC

Dans le mode Boost :

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 - D_2} \quad (2.18)$$

Dans le mode Buck :

$$\frac{V_2}{V_1} = D_1 \quad (2.19)$$

Où D_1 et D_2 : représentent les cycles de services des commutateurs S_1 et S_2 respectivement.

En fonction des rapports de tension souhaités, l'utilisation d'un convertisseur DC/DC avec isolation peut être requis comme dans le cas du raccordement d'un parc de batteries au réseau MVDC. Selon la nécessité, des structures à demi-pont, en pont complet ou NPC à demi-pont peuvent être adoptés. La Figure 2- 31 présente des structures de convertisseurs DC/DC multiports compatibles avec le réseau DC. Les volants d'inertie sont des cas particuliers nécessitant des moteurs électriques et en conséquence des raccordements au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/AC bidirectionnel comme représenté sur la Figure 2- 19 en monophasé et la Figure 2- 20 en triphasé.

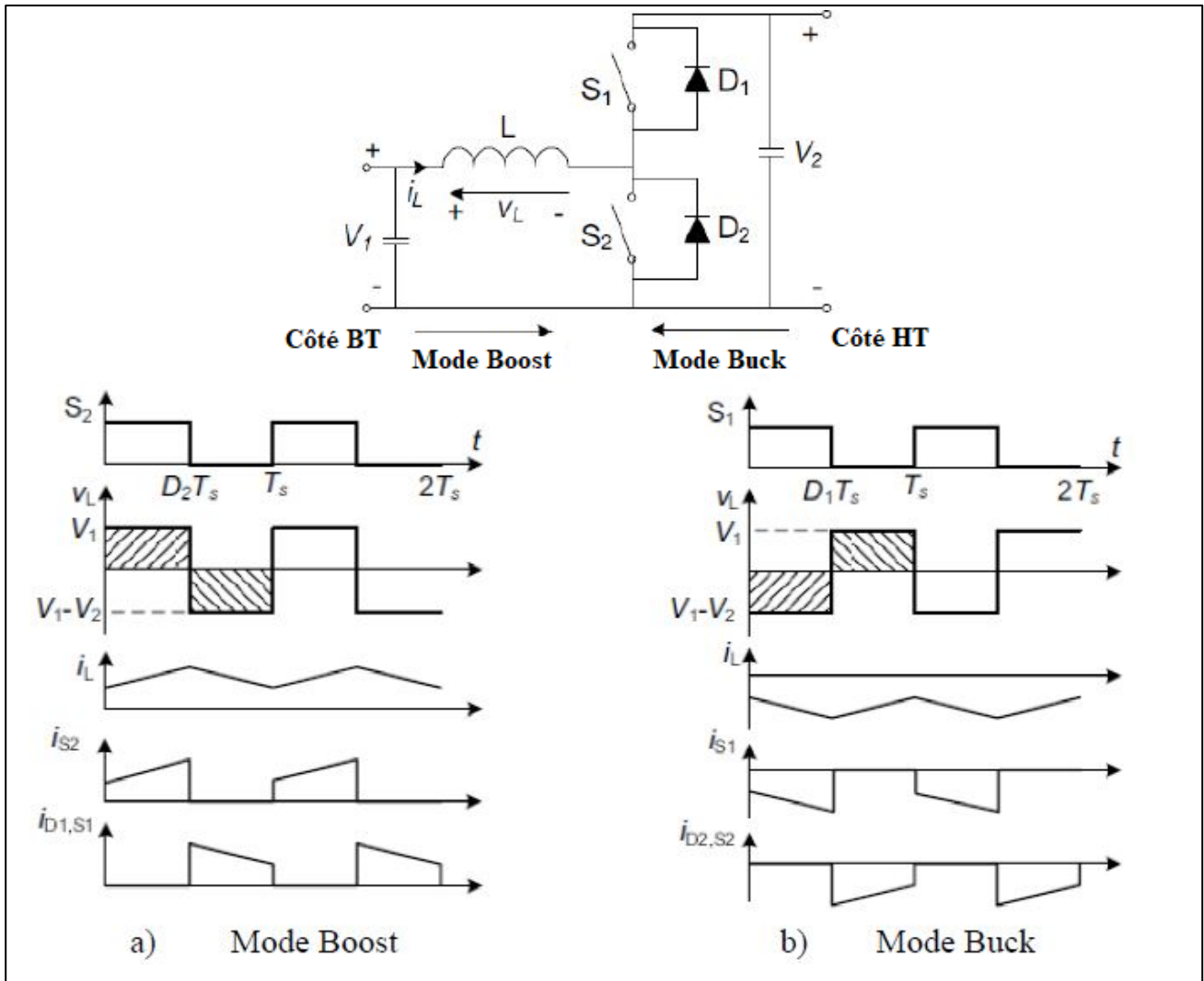


Figure 2- 30 : Modes opératoires d'un convertisseur Buck-Boost

Le dispositif de stockage d'énergie a parmi ses contraintes le courant de charge maximal et le courant de décharge maximal. Un dispositif de stockage d'énergie est conçu pour communiquer son état de charge (SOC) ou sa profondeur de décharge (DOD). Le SOC doit être maintenu dans une plage de fonctionnement appropriée comprise entre 0% et 100% pour éviter les surcharges et les décharges excessives. Les dispositifs de stockage d'énergie sont également caractérisés par leurs durées de vie limitée. Par conséquent, l'état de santé (SOH) de chaque dispositif de stockage d'énergie doit être surveillé et doivent être maintenus dans une zone de fonctionnement sûre afin d'éviter la dégradation indésirable de son état et celui du système auquel il est raccordé.

Les caractéristiques techniques permettant de sélectionner les technologies de stockages les plus appropriées sont données sur le Tableau 2 - 6 et le Tableau 2 - 7.

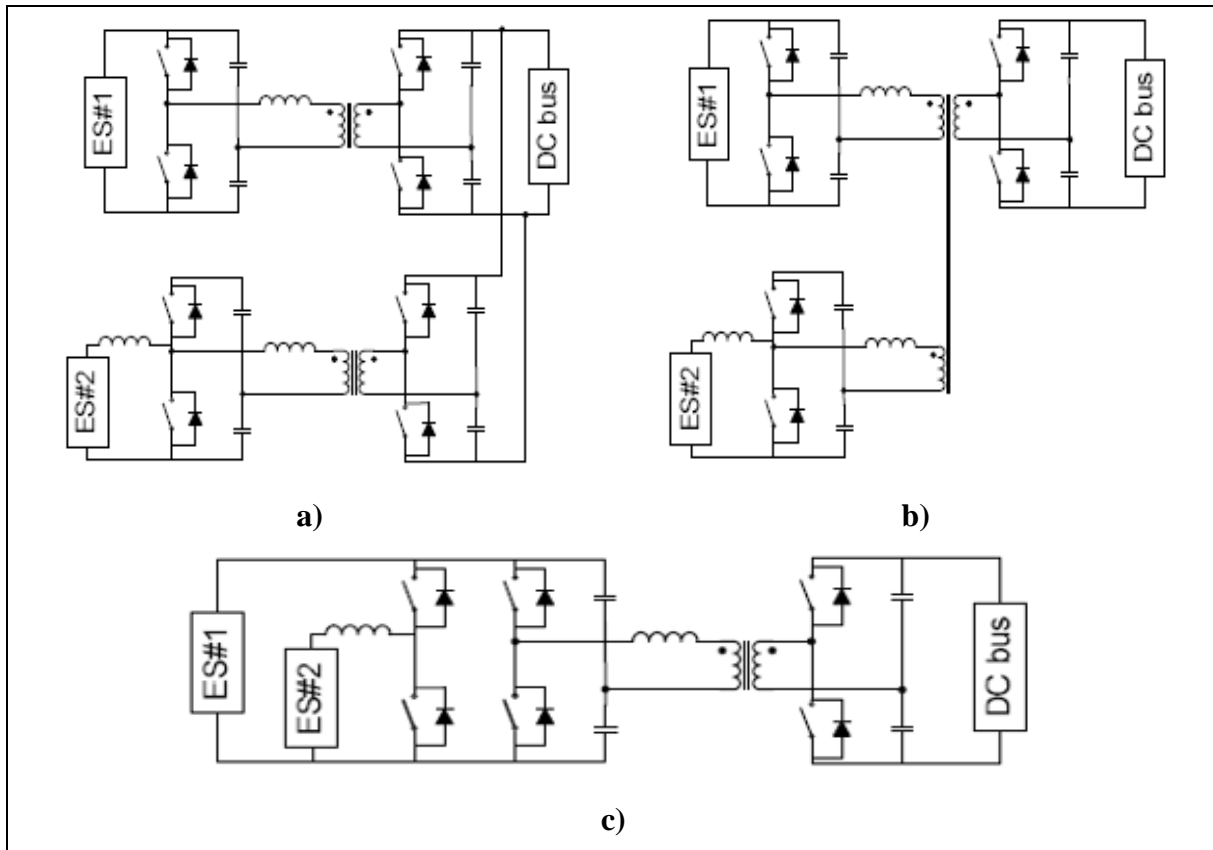


Figure 2- 31 : Convertisseur DC/DC multiports (a) sans design multiport, b) couplage magnétique avec un transformateur à enroulements multiples, c) structure multipoint sous liés)

Type de stockage	Densité de puissance P_{Di} (W/kg)	Densité d'énergie E_{Di} (Wh/kg)	Puissance d'utilisation(MW)
Ultra-condensateur	2000	30	<1
Batteries Li-ion	300-800	150-250	<1
Batteries au Pb	200-400	25-30	0,001-10
Volant d'inertie	150-3000	5-80	0,1-10
Batterie à flux	5-40	90-400	0,01-100

Tableau 2 - 6 : Densités de puissance et d'énergie des systèmes de stockages

A partir de ces différentes caractéristiques, les systèmes de stockages peuvent être dimensionnés de façon optimale afin de minimiser la fonction coût définie par :

$$\min \sum_{i=1}^j W_i E_{Di} C_i R_i \quad (2.20)$$

Où W_i : La masse du $i^{\text{ème}}$ élément de stockage en [kg]

Type de stockage	Temps de charge (h)	Coût C_i (/kW)	Remplacements en 20 ans R_i	Efficacité $\eta_i \% DOD$	Facteur de SOC k_i^{SOC}
Ultra-condensateur	10/3600	300-450	Aucun	99%	0,9
Batteries Li-ion	4	1950-2900	1-2	96%	0,3
Batteries au Pb	4	1740-2580	4-6	75%	0,5
Volant d'inertie	0,25	3695-4313	Maintenance	93%	1
Batterie à flux	4	1545-3100	Inconnu	80%	1

Tableau 2 - 7 : Caractéristiques des dispositifs de stockages durant leur durée de vie

Les contraintes de puissances sont :

$$\sum_{i=1}^j W_i P_{Di} \eta_i \geq P_{req} \quad (2.21)$$

$$0 \leq W_i P_{Di} \leq P_{ub,i} \quad (2.22)$$

Où P_{req} : La puissance requise.

$P_{ub,i}$: La puissance limite supérieure du $i^{ème}$ élément de stockage.

Les contraintes en énergies sont :

$$\sum_{i=1}^j W_i E_{Di} \eta_i k_i^{SOC} \geq E_{req} \quad (2.23)$$

$$0 \leq W_i E_{Di} \leq E_{ub,i} \quad (2.24)$$

Où E_{req} : L'énergie requise.

$E_{ub,i}$: L'énergie limite supérieure du $i^{ème}$ élément de stockage.

2.6 Conclusion Chapitre 2 :

Un réseau DC est constitué d'un bus de distribution à courant continu qui relie des sources de courants décentralisés aux charges ainsi qu'aux dispositifs de stockages fonctionnant soit en AC soit en DC. Une architecture de micro-réseau DC peut être réalisée en dimensionnant les sources de courants décentralisés de façon à pouvoir alimenter les charges présentes sur le réseau lorsque la fourniture de l'alimentation électrique en provenance du réseau de distribution public est inexistante ou interrompue. Chaque élément est raccordé au bus DC par l'intermédiaire d'un convertisseur utilisant les technologies à bases d'électronique de puissance et de transformateurs.

Les convertisseurs AC/DC (Figure 2- 10 à Figure 2- 13) sont utilisés pour raccorder les lignes de distribution triphasée à un micro-réseau DC. Les groupes diesel ainsi que les générateurs éoliens peuvent être connectés en tant que source monophasée ou triphasée, le raccordement au réseau DC nécessitera donc des redresseurs supportant le même nombre de phases. Les sources de courant continu comme les panneaux PV ou les piles à combustibles sont raccordées au réseau par l'intermédiaire de convertisseur DC/DC. Pour de faibles rapports de tension, le convertisseur de type boost est privilégié par rapport aux convertisseurs équipés d'un transformateur d'isolement.

Les dispositifs assurant la fonction de stockage de l'énergie que les kits de batteries ou encore les véhicules électriques nécessitent des convertisseurs DC-DC bidirectionnels qui existent sous plusieurs formes avec et sans isolation galvanique. Le volant d'inertie constitue un cas particulier nécessitant un convertisseur DC/AC bidirectionnel. Les onduleurs monophasés ou triphasés permettent d'alimenter les charges classiques existant dans le secteur industriel ou le secteur résidentiel à partir du bus DC. Les charges alimentées en courant continu sont en phase de développement, leur déploiement sur le marché public va de pair avec le développement des standard compatibles tels que l'USB type C et l'adoption des systèmes de distribution électrique en DC.

Chapitre 3 – Gestion intelligente de l'énergie dans un micro-réseau à courant continu.

3.1 Principales fonctionnalités typiques dans la gestion des sources d'énergies et des charges :

3.1.1 Architecture en pair à pair dans un réseau de voisinage [15],[62] :

Un MG intelligent est un réseau électrique de petite taille, conçu pour fournir un approvisionnement électrique fiable et de meilleure qualité à un petit nombre de consommateurs. Ce type de réseau dispose de deux modes de fonctionnement, le premier étant le mode connecté au réseau du service public, le second correspond au fonctionnement en îlotage. Une structure en MG permet donc de répondre aux besoins en matière d'électrification pour les sites isolés. Dans ce cas, les consommateurs exploitent des sources de production alternatives d'électricité disposées suivant une architecture décentralisées.

Les générateurs domestiques à base d'énergies renouvelables ainsi que les groupes diesels peuvent être gérés de façon à réduire au minimum le coût de l'approvisionnement énergétique d'un foyer. Généralement utilisés derrière de le compteur principal d'une résidence hôte, la nature bidirectionnelle des convertisseurs d'énergie ainsi que les infrastructures de communications utilisées dans la gestion du réseau rend possible l'exportation de l'excédent d'énergie sur le réseau. Dans le cas où la capacité de production d'un foyer permet une exportation importante de l'énergie sur le réseau, cette énergie peut être vendue à d'autres consommateurs suivant une architecture économique en pair-à-pair.

Définition 3.1 : Le pair-à-pair (P2P)

Le pair-à-pair (en anglais peer-to-peer, souvent abrégé « P2P ») est un modèle d'échange où chaque entité du réseau est **à la fois client et serveur**, contrairement au modèle client-serveur (en informatique). Les termes « pair », « nœud », et « utilisateur » sont généralement utilisés pour désigner les entités composant un système pair-à-pair.

Dans une configuration en P2P, les consommateurs traditionnels deviennent des « prosumers » (en anglais), certaines littératures utilisent également le terme « prosomateur » pouvant à la fois produire et consommer de l'électricité. Le caractère intermittent des énergies renouvelables les rend imprévisibles. Les prosomateurs disposent donc des diverses options de gestion parmi lesquels :

- La réduction de la quantité d'énergie à produire suivant des planifications horaires.
- Le stockage de l'énergie produite durant les creux de consommations.
- L'exportation du surplus de l'énergie vers le réseau de distribution.
- La vente directe de l'énergie vers des clients P2P.

La réalisation de ce transfert d'énergie direct entre prosomateur et consommateur est le critère qui est déterminant dans la concrétisation du concept de peer-to-peer énergétique. A l'échelle d'un micro-réseau de voisinage, les données de consommations doivent être communiquées au MGCC. Ces données proviennent de compteurs intelligents formant l'AMI. Dans une architecture P2P, chaque compteur devra en plus identifier la provenance de chaque quota d'énergie entrant. Dans le cas du prosomateur, le compteur devra être bidirectionnel et prélever les indentifications des clients pour chaque transaction.

La Figure 3- 1 représente l'architecture d'un micro-réseau où l'on rencontre le modèle de transaction en P2P. Différents types de clients peuvent cohabiter sur un même réseau, cette configuration dispose d'une flexibilité permettant de changer le mode d'abonnement au réseau public en changeant le type de compteur utilisé ou en mettant à jour les fonctionnalités du compteur intelligent en fonction du statut de l'utilisateur final. Les quatre types d'utilisateurs présentés sur cette figure sont :

- **Le consommateur classique** ① : qui ne dispose que d'un abonnement au réseau de distribution public. La tarification peut s'effectuer par lecture directe des valeurs affichées sur le compteur.
- **Le consommateur équipé de générateurs à usages domestiques** ② : ce type de consommateur a la possibilité d'exporter le surplus d'énergie qu'il produit sur le réseau. Dans ce cas, la tarification peut être réalisée en calculant la différence entre l'énergie importée et l'énergie exportée affichées sur les interfaces d'un compteur bidirectionnel.
- **Le client P2P** ③ : Dans le cas d'un site raccordé au réseau public, l'intérêt d'un abonnement auprès d'un fournisseur P2P est la disponibilité de tarifs concurrentiels. La provenance de chaque quota d'énergie consommée devra être renseignée au compteur local et au serveur de gestion centralisé de l'énergie du micro-réseau.
- **Le prosomateur** ④ : Contrairement aux consommateur type ②, un prosomateur peut être contraint à produire une quantité minimale d'énergie et devra en conséquence dimensionner son parc de production de façon à couvrir les besoins énergétiques de clients P2P.

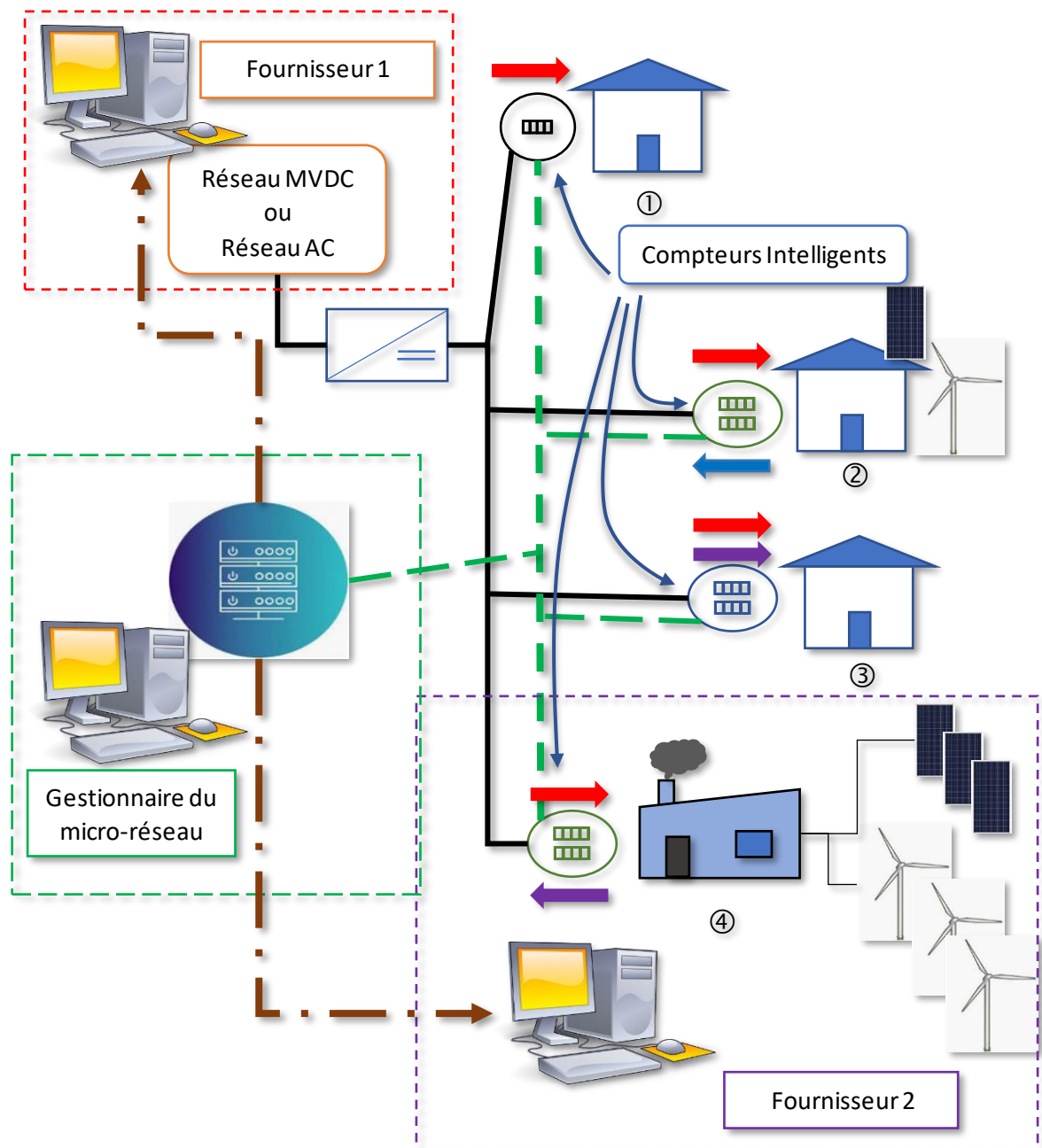


Figure 3- 1 : Modèle de configuration d'un MG utilisant l'architecture pair-à-pair

3.1.2 Gestion intelligente des sources et des charges pour une application résidentielle [4],[8] :

Chaque pair du MG peut correspondre à une résidence disposant de sources production d'électricité hybrides. Des algorithmes de gestion de l'énergie qui priorisent la consommation de l'énergie en provenance de certaines sources par rapport à d'autres ont été proposés dans [4]. Ces algorithmes étaient basés sur des hypothèses de réseaux isolés. En considérant le réseau de distribution d'électricité public comme l'une des sources gérées par le gestionnaire local de l'énergie, on peut rencontrer les quatre niveaux de priorités suivants :

❖ **Les sources de priorité P1 :**

Il s'agit des groupes de sources les plus prioritaires regroupant les sources de production d'électricité domestique d'origines renouvelables. Les solutions les plus matures et les plus répandues dans cette catégorie sont représentées par les panneaux solaires et les turbines éoliennes. L'énergie produite par ces sources peut être exploitée de différentes manières :

1 – En alimentant les charges dont les besoins énergétiques sont couverts par l'énergie en provenance de ces sources. La priorité Q1 est attribuée à ce type de charges. En général les appareils de faibles consommations tels que les éclairages LED ainsi que les appareils électroniques peuvent représenter cette catégorie de charges.

2 – En stockant l'énergie produite au niveau des systèmes de stockages existants lorsqu'un surplus d'énergie n'est pas utilisé ou lorsque les charges sont saturées. La priorité Q2 est attribuée aux systèmes de stockages non saturés.

3 – En réduisant l'apport énergétique en provenance des sources payants. Les charges ayant un grand besoin énergétique tels que les appareils électroménagers à fortes consommations peuvent être alimentés partiellement par le surplus d'énergie en provenance des sources P1 dans le cas d'un logement connecté au réseau de distribution. La priorité Q3 est attribuée aux charges domestiques qui ne sont pas incluses dans le groupe de priorité Q1.

4 – En exportant le surplus d'énergie vers le réseau de distribution. Dans le cas d'un site isolé, le surplus d'énergie non consommé par les charges de priorités Q1 et Q2 n'est pas suffisant pour alimenter les charges de priorités Q3, une meilleure rentabilité peut être obtenue en l'exportant pour alimenter des charges de priorités Q1 situés dans les réseaux

des clients P2P ou des charges appartenant au service public telles que les éclairages publics, les stations de recharges pour voitures électriques, l'alimentation des appareils électroniques intelligents... La priorité Q4 est attribuée aux charges situées à l'extérieur de la résidence étudiée.

❖ **Les sources de priorité P2 :**

Tout comme pour les charges, ce niveau de priorité concerne les systèmes de stockages de l'énergie. L'énergie disponible au niveau des systèmes de stockages peut être utilisée de deux façons :

- 1 – En apportant un surplus d'énergie aux sources de priorité P1 ce qui augmente le nombre de charges supportées appartenant à la priorité Q1.
- 2 – Dans le cas d'un site isolé, en alimentant des charges extérieures dont les besoins énergétiques sont supportés.

❖ **Les sources de priorité P3 :**

Cette catégorie de sources concerne les sources contrôlables telles que les groupes électrogènes. Idéalement, elles devraient être dimensionnées de façon à couvrir les besoins énergétiques de toutes les charges à l'intérieur de la résidence étudiée incluant celles de priorité Q3 dans le cas d'un site isolé. L'utilisation de ce type de source s'effectue à des horaires planifiés contrairement aux sources intermittentes de priorités P1. Durant les périodes de fonctionnement des sources de priorité P3, l'algorithme de gestion intelligente de l'énergie peut être programmé de manière à utiliser l'énergie produite :

- 1 – En alimentant les charges définies précédemment comme appartenant à la priorité Q1, la saturation de charges permet d'utiliser l'énergie en provenance des sources prioritaires P1 au niveau des charges moins prioritaires telles que les charges extérieures de priorité Q4.
- 2 – En chargeant les systèmes de stockages de priorités Q2.
- 3 – En alimentant les charges de priorités Q3 sur des horaires planifiés dans le cas des sites isolés.
- 4 – En exportant le surplus d'énergie produite pour alimenter les charges extérieures de priorité Q4

❖ Les sources de priorité P4 :

Dans le cas d'une résidence raccordée au réseau du service public, cette catégorie de sources concerne l'électricité en provenance du réseau de distribution. Dans le cas d'un site isolé, cette catégorie peut être représentée par l'énergie produite par les autres consommateurs du réseau. En fonction des systèmes de tarification, une coexistence de ces deux types de sources peut réduire le coût de l'énergie importée. Il s'agit de la catégorie des sources les moins prioritaires, l'objectif ici est donc de réduire au minimum le quota d'énergie en provenance de ces sources :

1 – En n'alimentant les charges de priorité Q1 que si aucune source plus prioritaire n'est disponible. Comme dans le cas d'un consommateur traditionnel.

2 – En chargeant les systèmes de stockages de priorité Q2 en l'absence de sources de priorité P3 plus prioritaires.

3 – En alimentant les charges de priorité Q3 en l'absence de sources de priorité P3. Dans le cas des sites isolés, le quota d'énergie en provenance des sources P2P peut ne pas satisfaire entièrement les besoins énergétiques de ces charges. Une partie des charges devra être déconnectée et ne pourra être alimentée que sur des périodes planifiées où des sources de priorité P3 locales ou externes seraient actives sur le réseau.

La classification des charges en deux groupes Q1 et Q3 peut être optimisée suivant l'algorithme 1 proposé par [8].

3.1.3 Modèle de gestion intelligente de l'énergie généralisée avec sources et charges dans un réseau de voisinage :

Dans ce chapitre, nous développons notre apport en combinant les techniques de gestion de sources et de charges dans un seul algorithme de gestion intelligente de l'énergie pour une application résidentielle avec possibilité d'importation et d'exportation sur le réseau ou vers les clients P2P. Soient $P_i(t)$ la puissance totale générée par l'ensemble des sources de priorités P_i et $Q_i(t)$ la puissance totale consommée par l'ensemble de charges de priorités Q_i .

Pour les sources de priorités P1, on peut écrire :

$$P_1(t) = \sum_{i=1}^l p_i(t) \quad (3.1)$$

Avec l : Le nombre de générateurs fonctionnant avec des sources d'énergies renouvelables intermittentes.

$p_i(t)$: La puissance instantanée produite par le générateur i .

Algorithme 1 : Gestion des charges

1. Réarrangement des charges selon l'ordre croissante en besoin énergétique représenté par un paramètre d'état $x_i(t)$.
 2. Calcul des quotas de puissances envoyés vers chaque nœud en fonction de la puissance disponible et en respectant la condition formulée dans III.1
-

$$\begin{cases} \sum_{k=1}^m q_k(t) = quota_{Total} \\ \sum_{k=m+1}^n q_k(t) = 0 \end{cases} \quad (3.2)$$

Où $q_k(t)$: Est la puissance consommée par la charge k

m : Est le nombre de charges dont le besoin énergétique est couvert par le quota de puissance $quota_{Total}$.

n : Est le nombre total de charges.

-
3. Réception par chaque nœud de la valeur du quota qui lui est attribuée.
 4. Construction d'un sous-ensemble Q formé par les m premiers charges qui consomment le moins d'énergie.
 5. Détermination de la valeur maximale $x_{\max(t)}$ du paramètre d'état permettant de trier les charges selon la relation 3.2
-

$$\begin{cases} \exists x_{\max(t)} : x_{\max(t)} < x_i(t) \text{ et } x_{\max(t)} > x_j(t) \\ \forall \xi_i \in Q^c \text{ et } \forall \xi_j \in Q \end{cases} \quad (3.3)$$

Où Q^c : est le complémentaire du sous-ensemble Q dans l'ensemble N des charges.

$x_i(t)$: est le paramètre d'état du nœud ξ_i .

$x_j(t)$: est le paramètre d'état du nœud ξ_j .

-
6. Comparaisons des paramètres d'états $x_i(t)$ avec $x_{\max(t)}$ effectuées par chaque nœud.
 7. Décision de consommation électrique effectuée en fonction des résultats de la comparaison.
 8. Fin du cycle.
-

La puissance produite par un système de stockage à base de batterie s'exprime par :

$$P_2(t) = \sum_{i=1}^{l1} Pdeb_i(t) Dech_i(t) \quad (3.4)$$

Avec $Pdeb_i(t)$: La consigne de puissance maximale pouvant être débitée par la batterie i

$Dech_i(t)$: est un indicateur binaire spécifiant si la batterie i peut être déchargée.

$$Dech_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } SOC_i(1) < 0,2 \\ 0 & \text{si } SOC_i(t) < 0,1 \\ 1 & \text{si } SOC_i(t) \geq 0,1 \end{cases} \quad (3.5)$$

$SOC_i(t)$: L'état de charge de la batterie i en à l'instant t .

L'énergie produite par les sources de priorités P2 est utilisée uniquement sur les charges qu'elles supportent. Elles permettent donc d'augmenter le nombre de charges alimentées par les sources de priorités P1. Deux types de charges peuvent être alimentés par les systèmes de stockage : Les charges de priorités Q1 situées dans la résidence ayant ainsi que celles situées dans les résidences des clients P2P.

Soit $Q_{4,2}(t)$ la puissance totale consommée par les charges externes de priorité Q1. On a :

$$Q_1(t) + Q_{4,2}(t) \leq P_{1,1}(t) + P_{2,2}(t) \quad (3.6)$$

Où $P_{1,1}(t)$: est la puissance totale disponible en provenance des sources de priorités P1 locales et externes combinées.

$P_{2,2}(t)$: est la puissance totale disponible en provenance des sources de priorités P2 locales et externes combinées.

$Q_{j,i}(t)$: Désigne la puissance consommée par une charge de priorité Qj et qui est alimentée par une source de priorité Pi .

La puissance totale consommée par les charges de priorité Q1 vaut :

$$Q_1(t) = \sum_{i=1}^m q_i(t) \quad (3.7)$$

Avec: m : le nombre de charges supportées par les sources de production d'électricité de priorité P1 associés aux systèmes de stockages de l'énergie fonctionnant en tant que sources de priorité P2. Les charges étant classés par ordre croissant en besoin énergétique avec i

$q_i(t)$: la puissance instantanée consommée par la charge i .

L'expression de $Q_1(t)$ peut être généralisée en utilisant n charges dont les identifications i sont désordonnées par :

$$Q_1(t) = \sum_{i=1}^n q_i(t)u_i(t) \quad (3.8)$$

Avec :

$$u_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } x(t) > x_{max}(t) \\ 1 & \text{si } x(t) \leq x_{max}(t) \end{cases} \quad (3.9)$$

Les charges dont les besoins énergétiques ne peuvent être couverts par les sources de priorités P1 et P2 sont de priorités Q3. La puissance totale requise par ce groupe de charges équivaut à :

$$Q_3(t) = \sum_{i=1}^n q_i(t)(1 - u_i(t)) \quad (3.10)$$

De même, les charges situées dans les résidences des clients P2P peuvent être gérées en les classant par ordre croissant en besoin énergétique. Le surplus de puissance non consommé par les charges de priorité Q1 locales peut être exporté pour alimenter les charges externes. Cette puissance exportée s'exprime par :

$$Q_{4,2}(t) = \sum_{i=1}^{m1} qp_i(t) \quad (3.11)$$

Où $m1$: désigne le nombre de charges externes pouvant être alimentées par l'énergie exportée en provenance des sources de priorités P1 et P2. Les charges sont classées par ordre croissant en besoin énergétique.

$qp_i(t)$: correspond au besoin énergétique d'une charge i , située dans le réseau du client P2P.

On peut généraliser sur $n1$ charges non classées par ordre croissant en besoin énergétique :

$$Q_{4,3}(t) = \sum_{i=1}^{n1} qp_i(t)up_i(t) \quad (3.12)$$

Avec :

$$up_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } x(t) > x1_{max}(t) \\ 1 & \text{si } x(t) \leq x1_{max}(t) \end{cases} \quad (3.13)$$

En fonction de l'état de charge, lorsqu'un système de stockage de l'énergie n'est pas saturé, elle est représentée par une charge de priorité Q2 de puissance totale :

$$Q_2(t) = \sum_{i=1}^{l1} Pcha_i(t)Char_i(t) \quad (3.14)$$

Avec $Pcha_i(t)$: La puissance maximale de chargement d'une batterie i .

$Char_i(t)$: un indicateur binaire spécifiant si la batterie peut être chargée.

$$Char_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } SOC_i(1) \geq 0,8 \\ 0 & \text{si } SOC_i(t) \geq 0,9 \\ 1 & \text{si } SOC_i(t) < 0,9 \end{cases} \quad (3.15)$$

La puissance totale produite par l'ensemble des sources d'électricité contrôlables a pour expression :

$$P_3(t) = \sum_{i=1}^{l2} g_i(t)con_i(t) \quad (3.16)$$

Avec : $g_i(t)$: La puissance fournie par un groupes électrogène i .

$con_i(t)$: Définit l'état de connectivité du groupe électrogène i

Dans le cas où, $P_3(t)$ est dimensionnée de façon à couvrir les besoins énergétiques de toutes les charges de priorités Q1, Q2 et Q3. L'énergie en provenance des sources de priorités P1 et P2 peut être exportée vers le réseau de distribution. Le surplus d'énergie en provenance des sources de priorité P3 peut également être exportée sur le réseau de distribution. La puissance totale exportée $P_{exp}(t)$ vaut :

$$P_{exp}(t) = P_{1,4}(t) + P_{2,4}(t) + P_{3,4}(t) \quad (3.17)$$

Où Les $P_{i,j}(t)$ désignent la puissance instantanée en provenance d'une source de priorité P_i et destinée à alimenter une charge de priorité Q_j .

Dans le cas d'un prosumer, en fonction de la nature du contrat avec son client, un quota minimal de la puissance exportée peut être imposé. Les charges situées dans les résidences des clients P2P peuvent dans ce cas être considérées comme des charges de priorités Q4. Avec :

$$Q_{4min}(t) = \sum_{i=1}^p qp_{i,min}(t) = \sum_{i=1}^{n0} qp_i(t) \quad (3.18)$$

Où p : désigne le nombre de client P2P.

$qp_{i,min}(t)$: correspond au quota de puissances minimales imposé par chaque client P2P.

$n0$: désigne le nombre de charges constituant le groupe ayant pour besoin énergétique total $Q_4(t)$

Pour les clients P2P, l'ensemble de charges ayant pour besoin énergétiques totale $qp_{i,min}(t)$ correspondent à des charges de priorités Q1 mais alimentées avec des sources extérieures de priorités P1. La puissance totale provenant de sources de priorité P1 disponible peut donc être généralisé par :

$$P_{1,1}(t) = P_1(t) + Pp_{4,1min}(t) \quad (3.19)$$

Avec $Pp_{4,1min}(t) = qp_{i,min}(t)$ pour la résidence i) : Le quota de puissance minimal reçu en provenance des sources P2P.

$Pp_{4,i}(t)$: Désigne un quota de puissance en provenance d'une source P2P destiné à une charge de priorité i .

Si la composante $P_{1,4}(t)$ de la puissance exportée est supérieure à la charge obligatoire $Q_4(t)$ sur le réseau, alors elle permet d'alimenter des charges supplémentaires et dans ce cas se comporte comme un système de stockage virtuel, soit une source de priorité P2. Cette source peut être matérialisée en plaçant des batteries d'accumulateurs sur le réseau de distribution. Au niveau d'une résidence d'un client P2P, on peut établir la relation suivante.

$$Pp_{4,2}(t) = Pp_{4,1}(t) - Pp_{4,1\min}(t) \quad (3.20)$$

La puissance totale en provenance de sources de priorités P2 disponibles peut donc être généralisé par :

$$P_{2,2}(t) = P_2(t) + Pp_{4,2}(t) \quad (3.21)$$

Durant les instants de fonctionnements des groupes diesel, l'ensemble des charges présentes sur le réseau NAN peuvent être alimentés si la puissance exportée en provenance des groupes électrogènes est suffisante. Au niveau d'une résidence d'un client P2P, ce quota de puissance correspond à $Pp_{4,3}(t)$ et peut être produit soit par une somme virtuelle de puissances exportées par des sources P2P soit matériellement par un groupe électrogène de grande puissance centralisé pour alimenter tout le réseau NAN.

Les sources de priorités P3 disposent donc également d'un quota de puissance produit au sein de la résidence ainsi que d'un quota en provenance d'une source P2P.

$$P_{3,3}(t) = P_3(t) + Pp_{4,3}(t) \quad (3.22)$$

Pour $i = 1$ à 3 , on peut rencontrer les quatre cas suivants :

- ❖ $P_i(t) = 0$ et $Pp_{4,i}(t) = 0$: Il s'agit d'un consommateur qui ne dispose pas de sources de production d'électricité de priorité P_i ni d'un accord avec un fournisseur P2P. Un consommateur traditionnel, qui ne dispose ni d'une source de production d'électricité d'origine renouvelable, ni d'un système de stockage de l'énergie et ni d'un groupe électrogène, appartient à ce groupe.
- ❖ $P_i(t) = 0$ et $Pp_{4,i}(t) \neq 0$: Il s'agit d'un client P2P qui ne dispose pas de sources d'énergies de priorité P_i . Son besoin énergétique est cependant compensé totalement ou partielle grâce à un abonnement avec un fournisseur P2P qui peut proposer un tarif plus avantageux par rapport au fournisseur traditionnel.

- ❖ $P_i(t) \neq 0$ et $Pp_{4,i}(t) = 0$: Ce type de consommateur dispose d'une source de production d'électricité de priorité P_i et n'a pas d'abonnement avec un fournisseur P2P. Un consommateur appartenant à ce groupe peut devenir un pro-consommateur en dimensionnant ses générateurs de façon à satisfaire non seulement ses propres besoins énergétiques mais en plus ceux des clients P2P avec qui il a établi un accord.
- ❖ $P_i(t) \neq 0$ et $Pp_{4,i}(t) \neq 0$: Ce type de consommateur dispose d'au moins une source de production d'électricité locale. En complément, un abonnement auprès d'un fournisseur P2P lui permet de réduire le quota de puissance en provenance de réseau de distribution traditionnel. Dans le cas d'une saturation des charges, ce type de consommateur peut en plus exporter de l'énergie.

Si un client P2P reçoit un quota d'énergie $Pp_{4,3}(t)$, durant l'heure de fonctionnement des groupes électrogènes, supérieur à l'ensemble de ses besoins énergétiques. Celui-ci sera importé dans son intégralité pour alimenter toutes les charges, le quota d'énergie de puissance $Pp_{4,1}(t)$ ne sera pas importé, il sera soit stocké au niveau des systèmes de stockages du sous-réseau, soit exporté à l'extérieur du réseau NAN. La puissance totale importée en provenance d'un fournisseur P2P dans une résidence du consommateur peut être généralisé par :

$$Pp_4(t) = Pp_{4,1\min}(t) + Pp_{4,2}(t) + Pp_{4,3}(t) \quad (3.23)$$

Avec :

$$Pp_{4,1\min}(t) + Pp_{4,2}(t) = 0 \text{ si } Pp_{4,3}(t) \geq Q_1(t) + Q_2(t) + Q_3(t) \quad (3.24)$$

Sinon :

$$Pp_4(t) = \min \left(Pp_{4,1\min}(t) + Pp_{4,2}(t) \right) + \max Pp_{4,3}(t) \quad (3.25)$$

La puissance totale en provenance du réseau de distribution constitue la quantité à minimiser. Elle est donnée par :

$$P_4(t) = P_{imp}(t) - Pp_4(t) \quad (3.26)$$

Dans le cas où il n'existe pas de source de priorité P3 et P4, toutes charges non satisfaites par les sources disponibles doivent être déconnectées du réseau. Les différents convertisseurs mentionnés dans le chapitre II peuvent être commandés de façon à pouvoir isoler les charges non supportées. La puissance importée répond aux besoins énergétiques des charges non satisfaites par les sources internes. Elle s'exprime par :

$$P_{imp}(t) = Q_{2,4}(t) + Q_{3,4}(t) \quad (3.27)$$

3.2 Algorithme de la gestion intelligente de l'énergie dans une application résidentielle :

3.2.1 Caractéristiques principales de l'algorithme :

L'algorithme de la gestion de l'énergie correspond à un calcul de la répartition de puissance à travers les nœuds consommateurs d'un réseau résidentiel. Certains nœuds ne peuvent être alimentés en raison de l'insuffisance de la puissance produite dans le cas d'un site isolé ils devraient donc être déconnectés de ce réseau en bloquant le passage du courant au niveau des convertisseurs qui les relient au réseau d'alimentation. Le Tableau 3- 1 présente les paramètres traités dans l'algorithme, les actions programmées ainsi que les paramètres de sortie. La structure générale de l'algorithme de traitement de la répartition de puissance est illustrée sur la Figure 3- 2.

3.2.2 Initialisation des données :

Les éléments d'entrées de l'algorithme de gestion de l'énergie correspondent à des valeurs instantanées prélevées par des capteurs déployés sur l'environnement intelligent. Chaque connexion ou déconnection d'un générateur ou d'une charge sur le réseau peut entraîner une rupture non planifiée de l'équilibre entre l'offre. Les puissances $P_{i,i}(t)$ et $Q_j(t)$ doivent alors être recalculées en fonction des nouvelles valeurs des paramètres d'entrées. Une modification du nombre total de nœuds N devra alors entraîner une interruption du programme et lancer une routine d'interruption (Algorithme 1) qui consiste à reclasser les charges suivant un ordre croissant en besoin énergétique. Avec :

$$N = l + l1 + l2 + n + n1 \quad (3.28)$$

N étant initialisé à $N_{init} = 0$

Type de nœuds	Éléments d'entrées	Puissance totale	Action	Éléments de sorties
Source P1	Nombre : l Puissances générées par chaque source : $p_i(t)$	$P_1(t)$	Alimenter les charges Q1 Répartir le surplus de puissance au niveau des charges Q2 et Q4	$P_{1,1}(t)$ $P_{1,2}(t)$ $P_{1,4}(t)$
Source P2	Nombre : $l1$ Etats de charge des batteries : $SOC_i(t)$ Débits planifiés : $Pdeb_i(t)$	$P_2(t)$	Alimenter les charges Q1 dans la résidence. Exporter le surplus de puissance au niveau des charges Q1 situées dans les réseaux des clients P2P. Conserver le surplus de puissance.	$P_{2,1}(t)$ $P_{2,4}(t)$ $SOC_i(t + 1)$
Source P3	Nombre : $l2$ Puissance des groupes diesels : $g_i(t)$ Etats de connectivités : $con_i(t)$	$P_3(t)$	Alimenter toutes les charges de la résidence. Exporter le surplus d'énergie vers les charges situées dans les réseaux des clients P2P	$P_{3,2}(t)$ $P_{3,3}(t)$ $P_{3,4}(t)$
Source P4	Quota minimal de puissance en provenance des sources P2P : $Pp_{4,1min}(t)$ Etats de connectivités : $con4(t)$ et $conp(t)$	$P_4(t)$ $Pp_4(t)$	Alimenter les charges non supportées par les sources plus prioritaires.	$P_{4,2}(t)$ $P_{4,3}(t)$ $Pp_{4,1}(t)$ $Pp_{4,2}(t)$ $Pp_{4,3}(t)$

Tableau 3- 1 : Caractéristiques des nœuds et variables traitées par l'algorithme de gestion intelligente de l'énergie

Type de nœuds	Éléments d'entrées	Puissance totale	Action	Éléments de sorties
Charge Q1 Et Charge Q3	Nombre : n Puissances consommées par chacune des charges : $q_i(t)$	$Q_1(t)$ $Q_3(t)$	Alimenter les charges supportées par les sources existantes. Déconnecter les charges non supportées	$Q_{1,1}(t)$ $Q_{1,2}(t)$ $Q_{1,3}(t)$ $Q_{1,4}(t)$ $Q_{3,3}(t)$ $Q_{3,4}(t)$
Charge Q2	Nombre : $l1$ Puissance de chargement maximale autorisée : $Pcha_i(t)$	$Q_2(t)$	Accumuler le surplus d'énergie en provenance des sources P1. Charger à partir de sources de priorités P3 puis P4 en fonction des états de connectivité de ces sources.	$Q_{2,1}(t)$ $Q_{2,3}(t)$ $Q_{2,4}(t)$
Charge Q4	Quota minimal de puissance imposée par les clients P2P : $qp_{i,min}(t)$ Nombre de charge de priorité Q1 situé dans un réseau client P2P : $n1$ Puissance consommée par chaque charge située dans le réseau du client P2P : $qp_i(t)$	$Q_4(t)$	Alimenter toutes les charges dont les besoins énergétiques sont pris en compte dans le quota minimal $qp_{i,min}(t)$ Alimenter les charges supplémentaires par ordre croissantes en besoins énergétiques avec le surplus de puissance disponible. Déconnecter les charges non supportées.	$Q_{4,1}(t)$ $Q_{4,2}(t)$ $Q_{4,3}(t)$

Tableau 3-1 : Caractéristiques des nœuds et variables traitées par l'algorithme de gestion intelligente de l'énergie (suite)

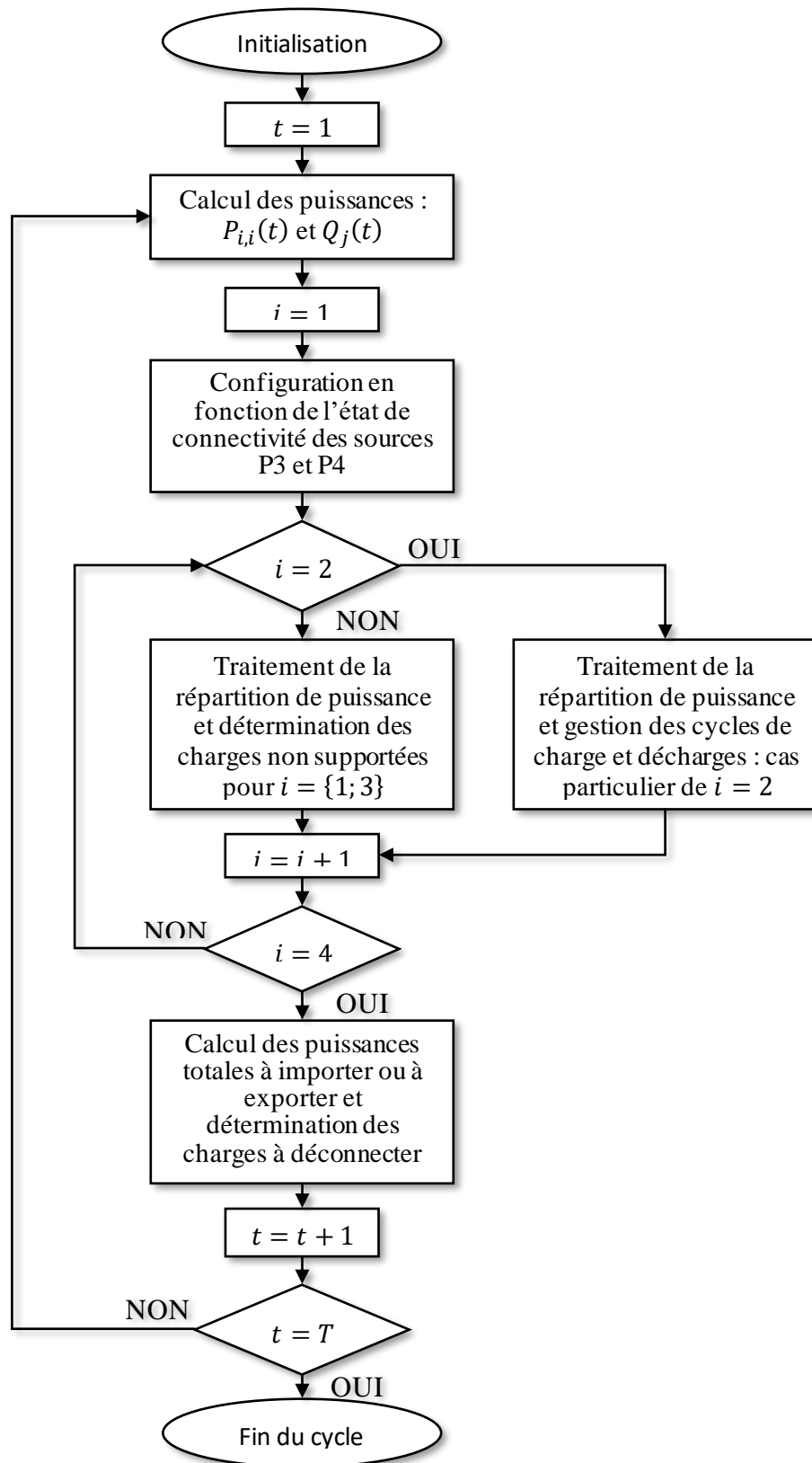


Figure 3- 2 : Structure générale de l'algorithme de gestion d'énergie d'une application résidentielle intelligente

Algorithme 1 : Tri des indices des charges suivant un ordre croissant en besoin énergétique

Eléments d'entrées : $n, N, N_{init}, q_i(t) = q(i), u_i(t) = u(i)$

Remarque : ($n1, qp_i(t) = qp(i), up_i(t) = up(i)$) pour les charges placées dans les réseaux des clients P2P

```
SI  $N \neq N_{init}$ 
    POUR ( $i = 1$  à  $n$ )
         $x(i) = \&q(i)$ 
         $y(i) = \&u(i)$ 
    FIN POUR
    TANT QUE( $ordre = NON$ )
         $ordre = OUI$ 
        POUR ( $i = 1$  à  $n - 1$ )
             $j = i + 1$ 
            SI( $*x(i) > *x(j)$ )
                 $temp1 = *x(i)$ 
                 $*x(i) = *x(j)$ 
                 $*x(j) = temp1$ 
                 $temp2 = *y(i)$ 
                 $*y(i) = *y(j)$ 
                 $*y(j) = temp2$ 
                 $ordre = NON$ 
            FIN SI
        FIN POUR
    FIN TANT QUE
     $N_{init} = N$ 
FIN SI
```

Eléments de sorties : $*y(i),$

$(*y1(i) : \text{cas des charges placées dans les réseaux des clients P2P})$

Où $x(i)$ et $y(i)$ sont des pointeurs les opérateurs $\&$ et $*$ signifient respectivement « adresse de » et « contenu de »

Les pointeurs $y(i)$ désignent les adresses des éléments $u_i(t)$. Dans le programme principal, en fonction de $x_{max}(t)$ les valeurs 0 ou 1 seront attribuées à $*y(i)$ pour mettre à jour le contenu des éléments $u_i(t)$. Ces valeurs binaires permettent de spécifier si la charge i est de priorité Q1 ou de priorité Q3. Les charges de priorités Q3 correspondent aux charges dont les besoins énergétiques ne sont pas satisfaits en l'absence de sources de priorités P3 et/ou P4.

Les états de connectivités des groupes électrogènes $con_i(t)$ ainsi que l'état $con4(t)$ indiquant la connexion avec le réseau de distribution de priorité P4 constituent des éléments d'entrées de types binaires qui prennent la valeur 1 lorsque la source correspondante est en état de fonctionnement sur le réseau et prennent la valeur 0 lorsqu'elle est déconnectée. De même, si un fournisseur P2P s'engage à fournir le quota minimum de puissance requis durant des périodes bien déterminées, l'état de connectivité $comp_{id}(t)$ d'une source P2P identifiée par id devrait aussi être renseigné au programme de traitement de la répartition des puissances à l'intérieur de la résidence.

La partie initialisation a donc pour but de fournir les éléments d'entrées suivants dans le programme principal de la répartition de puissance :

- **Les nombres de nœuds connectés** : l pour les sources intermittentes, $l1$ pour les systèmes de stockage, $l2$ pour les groupes électrogènes, n pour les charges, $n0$ pour les charges extérieures obligatoires et $n1$ l'ensemble des charges extérieures.
- **Les paramètres temporels** : T désignant la période d'observation, peut aussi être noté par T_k si k cycles de durées différentes sont planifiées. Et Δt désignant le pas.
- **Les puissances individuelles des sources** : $p_i(t)$ pour les générateurs d'énergies d'origine renouvelables, $g_i(t)$ pour les groupes électrogènes, $Pp_{4,1min}(t)$ pour énergie sûre en provenance des sources P2P, $Pp_{4,2}(t)$ et $Pp_{4,3}(t)$ pour les énergies facultatives en provenance des sources P2P.
- **Les informations relatives aux systèmes de stockages** : cap_i , $SOC_i(t)$, $Pdeb_i(t)$, $Pcha_i(t)$, $Dech_i(t)$ et $Char_i(t)$.
- **Les puissances consommées individuellement par les charges** : $q_i(t)$ pour les charges locales, $qp_i(t)$ pour les charges extérieures. Elles constituent également les contenus des pointeurs $x(i)$ et $x1(i)$ où elles sont classées par ordre croissant en valeurs instantanées.
- **L'indicateur d'appartenance au groupe de charges prioritaires** représenté par le contenu des pointeurs $y(i)$ pour les charges locales et $y1(i)$ pour les charges extérieures.
- **Les indicateurs d'état de connectivité** : $con4(t)$ pour le réseau de distribution traditionnel, $con3(t) = \sum con_i(t)$ pour les groupes électrogènes intérieurs et $comp(t)$ pour les sources P2P.
- **Le nombre de résidences situées dans le micro-réseau** np ainsi que les identifications id attribuées à chacune d'elle.

3.2.3 Algorithme du programme de calcul de la répartition de puissance dans une application résidentielle intelligente :

Après la phase d'initialisation, il est nécessaire de déterminer la valeur totale des puissances disponibles côté sources et celle des puissances consommées côté charge.

- Les puissances totales disponibles côté source : $P_1(t)$, $P_2(t)$, $P_3(t)$. Ces trois puissances peuvent être déterminées respectivement à l'aide des formules : 3.3, 3.4 et 3.16
- Les besoins énergétiques des groupements de charges : $Q_1(t)$, $Q_2(t)$, $Q_3(t)$ et $Q_{4\min}(t)$. $Q_2(t)$ peut être déterminée à partir de la formule 3.14, tandis que $Q_{4\min}(t)$ est donné par la formule 3.18.

Connaissant $P_1(t)$ et $P_2(t)$, l'algorithme 2 suivant permet de déterminer les puissances consommées par les charges de priorité Q1 ainsi que les puissances requises pour alimenter les charges de priorités Q3.

Algorithme 2 : Calcul des besoins énergétiques des groupements de charges $Q_1(t)$ et $Q_3(t)$

Eléments d'entrées : n , $n1$, np , $id0$, $q_i(t)$, $qp_i(t)$, $x(i)$, $x1(i)$, $y(i)$, $y1(i)$, $P_1(t)$, $P_2(t)$, $Pp_{4,1\min}(t)$, $Pp_{4,2}(t)$, $comp_{id}(t)$, $comp(t)$, $P_{T12}(t)$, $Q_{4,2}(t)$

Avec $id0$: l'identification de la résidence dans laquelle on effectue l'étude de la répartition de puissance.

$comp_{id}(t)$: l'état de connectivité d'une source P2P ayant pour identification id .

$P_{T12}(t)$: La puissance totale en provenance des sources de priorités P1 et P2

$comp(t) = 0$

$P_{T12}(t) = 0$

$temp = 0$

$Q_1(t) = 0$

$Q_3(t) = 0$

$Q_{4,2}(t) = 0$

POUR($id = 1$ à np et $id \neq id0$)

$comp(t) = comp(t) + comp_{id}(t)$

FIN POUR

SI($comp(t) \neq 0$)

$P_{1,1}(t) = P_1(t) + Pp_{4,1\min}(t)$

$P_{2,2}(t) = P_2(t) + Pp_{4,2}(t)$

SINON

$P_{1,1}(t) = P_1(t)$

$P_{2,2}(t) = P_2(t)$

FIN SI

$P_{T12}(t) = P_{1,1}(t) + P_{2,2}(t)$

POUR($i = 1$ à n)

```

    temp = temp +* x(i)
    SI(temp < PT12(t))
        Q1(t) = Q1(t) +* x(i)
        xmax =* x(i)
    SINON
        Q3(t) = Q3(t) +* x(i)
    FIN SI
FIN POUR
Reste(t) = PT12(t) - Q1(t)
temp = 0
POUR(i = 1 à n1)
    temp = temp +* x1(i)
    SI(temp < Reste(t))
        Q4,2(t) = Q4,2(t) +* x1(i)
        x1max =* x1(i)
    SINON
        Q4,3(t) = Q4,3(t) +* x1(i)
    FIN SI
FIN POUR
POUR(i = 1 à n)
    SI(* x(i) < xmax)
        * y(i) = 1
    FIN SI
FIN POUR
POUR(i = 1 à n1)
    SI(* x1(i) < x1max)
        * y1(i) = 1
    FIN SI
FIN POUR

```

Éléments de sorties : $P_{1,1}(t), P_{2,2}(t), Q_1(t), Q_3(t), Q_{4,2}(t), Q_{4,3}(t),$
 $u_i(t) =* y(i), up_i(t) =* y1(i)$

Dans le cas où $P_{1,1}(t) + P_{2,2}(t) = 0$, toutes les charges appartiennent soit au groupe de charges de priorités Q3 de puissances totales $Q_3(t)$ et $Q_{4,3}(t)$. Ces charges ne peuvent être alimentées que si des sources de priorités P3 ou P4 sont connectées. La puissance totale $P_{3,3}(t)$ peut être déterminée à partir de la formule 3.22. Après le calcul des puissances $P_{i,i}(t)$ et Q_j , les différents scénarios traités par l'algorithme dépendent de l'état de connectivité de ces sources de priorités P3 et P4.

Les sous-parties de l'algorithme principal représentées sur la Figure 3- 3 introduisent des repères utilisés dans les différents algorithmes de traitements représentés sur les figures 3.4 à 3.7.

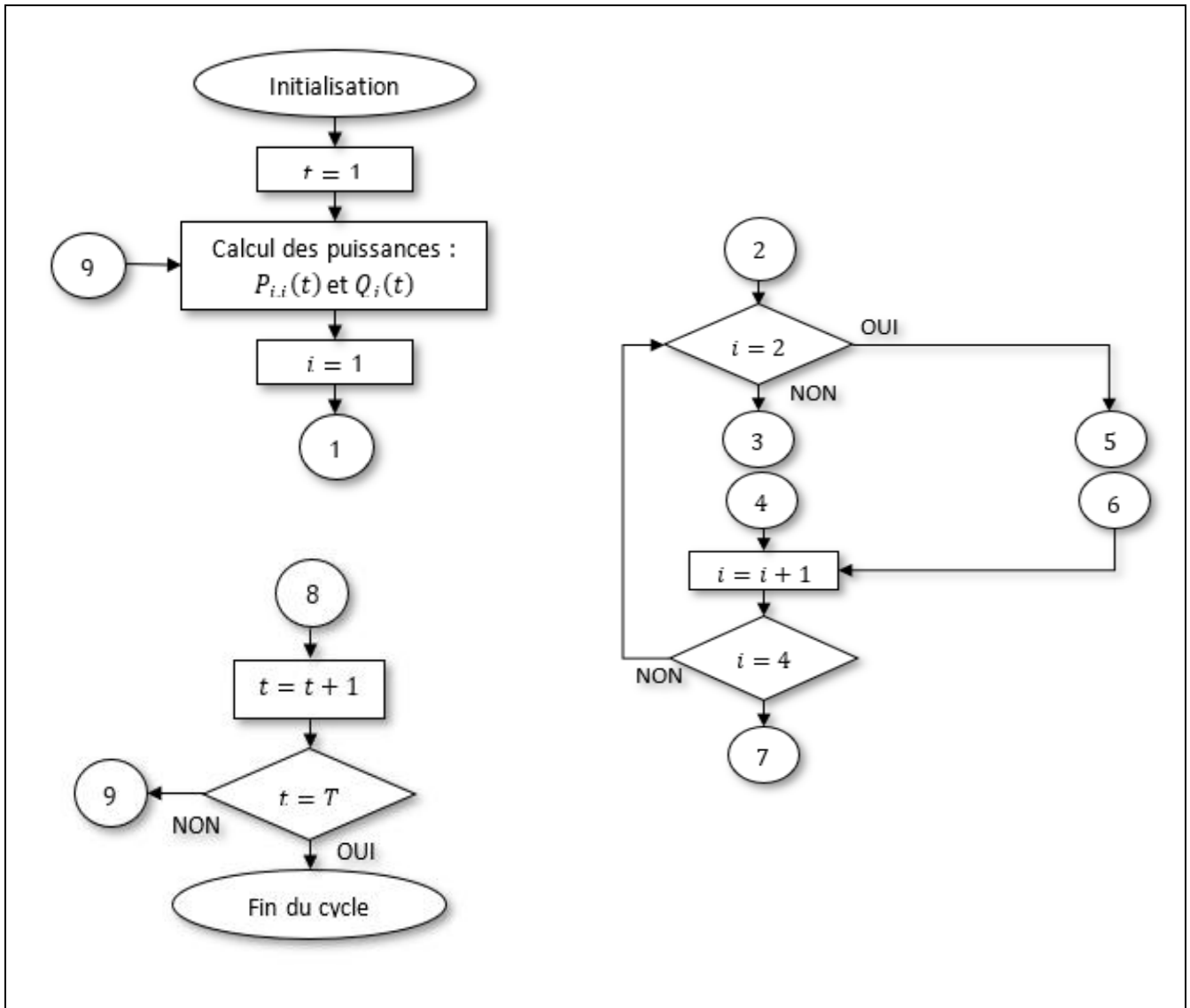


Figure 3- 3 : Sous-parties de l'algorithme principal et repères utilisés dans les algorithmes de traitements intermédiaires

La Figure 3- 6 indique plusieurs étapes validant l'alimentation des charges $Q_i(t)$ (ou $Q_{j,j}(t)$) avec des puissances identifiées par $P_{i,i}(t)$ (ou $P_{i,j}(t)$ respectivement). Dans le cas d'une expression de type $P_{i,j}(t)$, cette validation consiste à affecter la valeur 1 aux variables binaires utilisées pour commander les convertisseurs permettant de raccorder les sources identifiées par l'indice i et d'alimenter les charges identifiées par l'indice j . Ces variables binaires peuvent être regroupées dans une matrice dont les éléments sont notés $Etat_{i,j}(t)$. La Figure 3- 5, qui est spécifique aux systèmes de stockages, introduit l'algorithme 3 qui utilise les variables $Etat_{2,1}(t)$ et $Etat_{2,4}(t)$ qui permettent de restreindre l'utilisation des batteries aux instants où des charges de priorités P1 et P4 sont connectées.

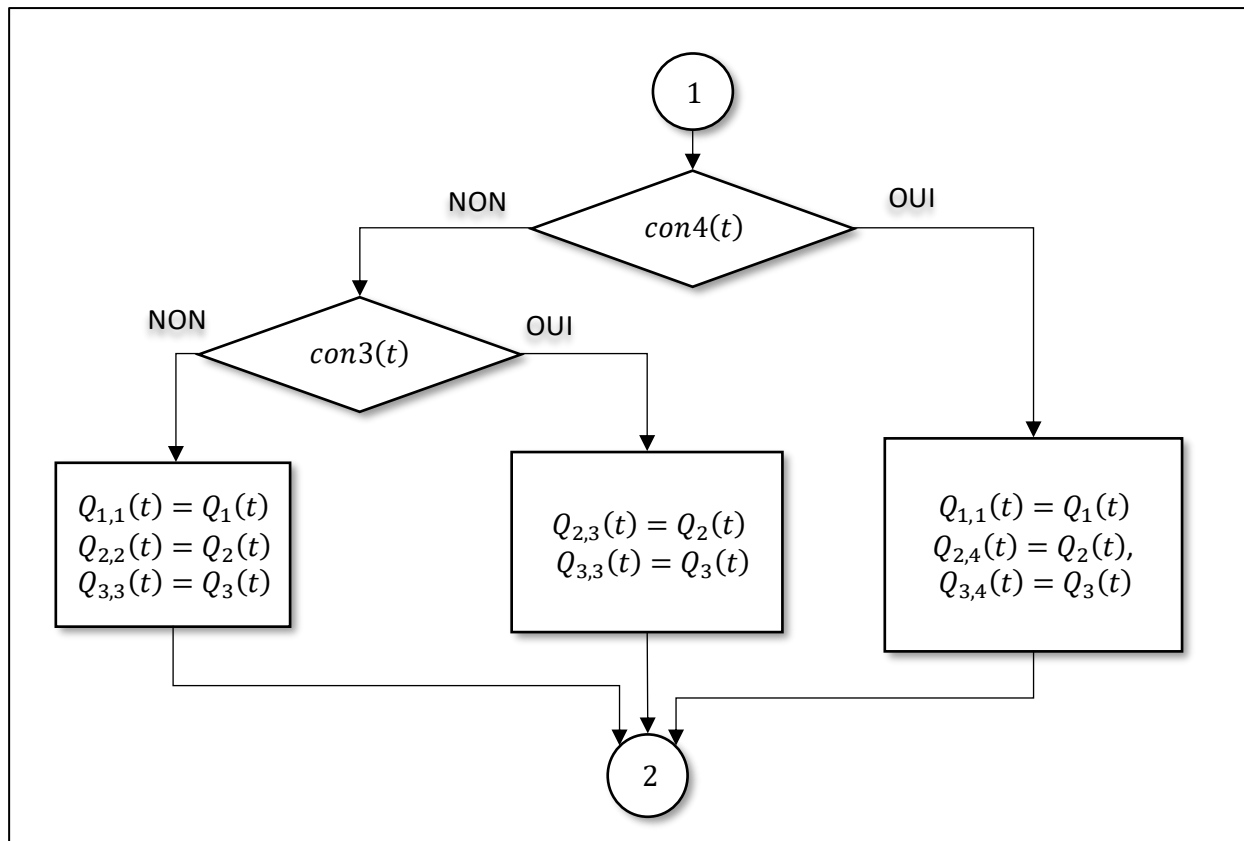


Figure 3- 4 : Configurations en fonction des états de connectivités des sources contrôlables

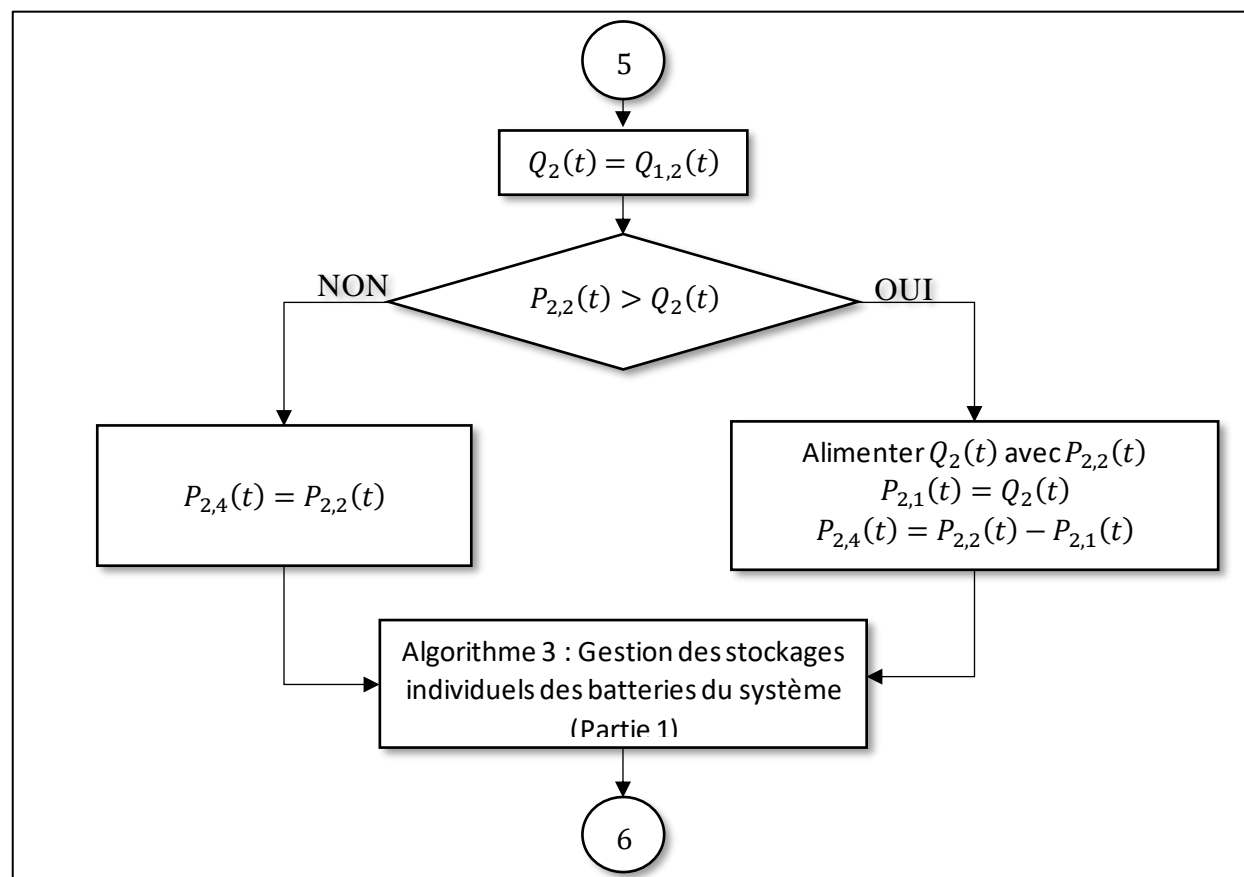


Figure 3- 5 : Traitement de la répartition de puissance pour les systèmes de stockages

Algorithme 3 : Gestion des stockages individuels des batteries du système

Eléments d'entrées : $l1$, U_i , cap_i , $SOC_i(t)$, Δt , $Dech_i(t)$, $Char_i(t)$, $P_{2,1}(t)$, $P_{2,4}(t)$, $P_{1,2}(t)$, $P_{3,2}(t)$, $P_{4,2}(t)$, $Etat_{2,1}(t)$ et $Etat_{2,4}(t)$

Partie 1

```

ld = 0
lc = 0
POUR(i = 1 à l1)
    pbi,1(t) = pbi,4(t) = pbi(t) = 0
    q21i(t) = q23i(t) = q24i(t) = q22i(t) = 0
FIN POUR
POUR(i = 1 à l1)
    SI(Dechi(t) = 1)
        ld = ld + 1
    FIN SI
    SI(Chari(t) = 1)
        lc = lc + 1
    FIN SI
FIN POUR
POUR(i = 1 à l1)
    SI(Dechi(t) = 1)
        pbi,1(t) = P2,1(t)/ld
        pbi,4(t) = P2,4(t)/ld
        Pdebi(t) = pbi,1(t).Etat2,1(t) + pbi,4(t).Etat2,4(t)
    FIN SI
FIN POUR

```

Partie 2

```

POUR(i = 1 à l1)
    SI(Chari(t) = 1)
        q21i(t) = P1,2(t)/lc
        q23i(t) = P3,2(t)/lc
        q24i(t) = P4,2(t)/lc
        Pchai(t) = q21i(t) + q23i(t) + q24i(t)
    FIN SI
FIN POUR
POUR(i = 1 à l1)
    SOCi(t + 1) = SOCi(t) + Δt(Pchai(t) - Pdebi(t))/(Ui.capi)
FIN POUR

```

Eléments de sorties : $SOC_i(t + 1)$

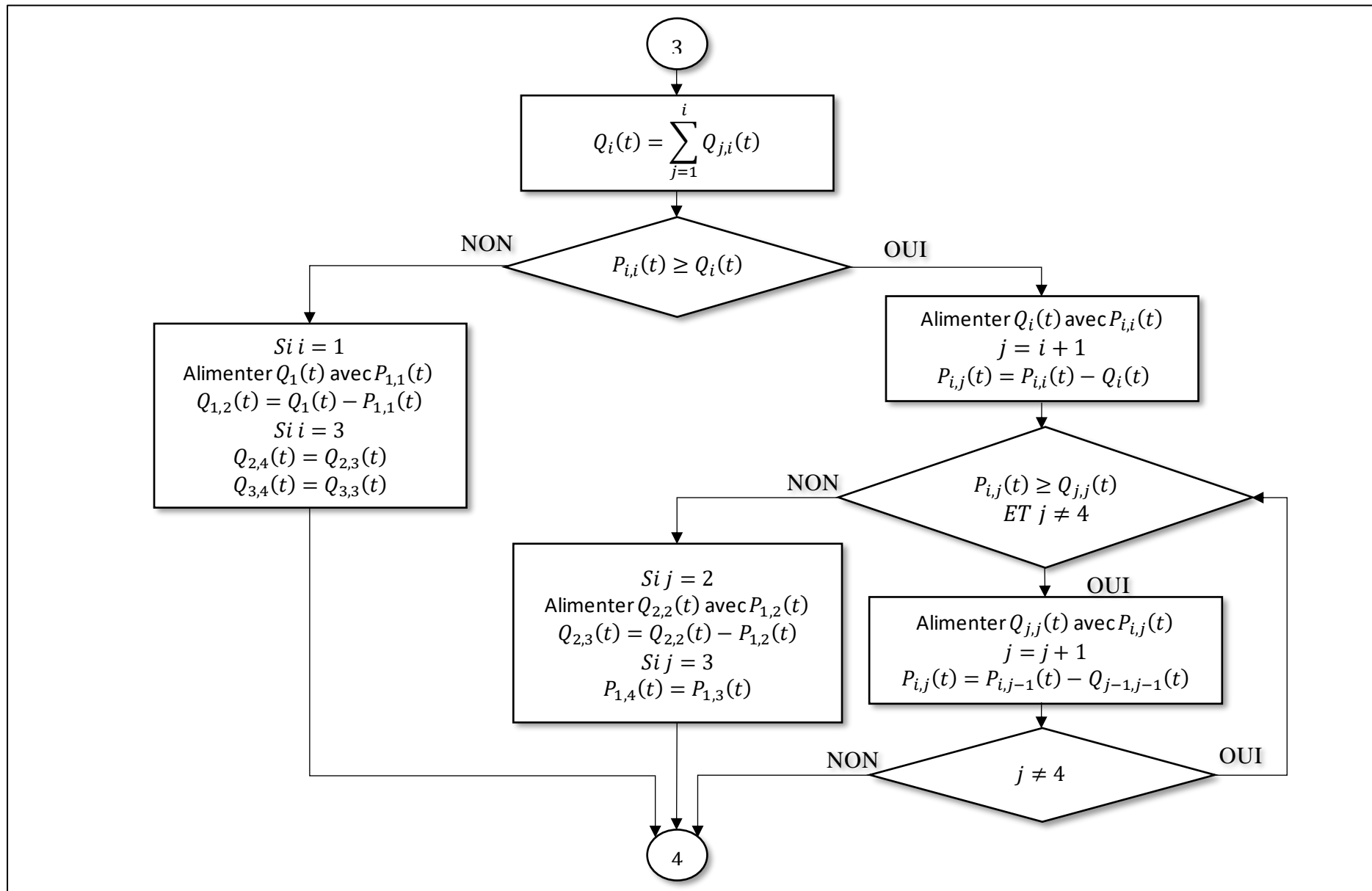


Figure 3- 6 : Traitement de la répartition de puissance interne en provenance des sources de priorités P1 et P3

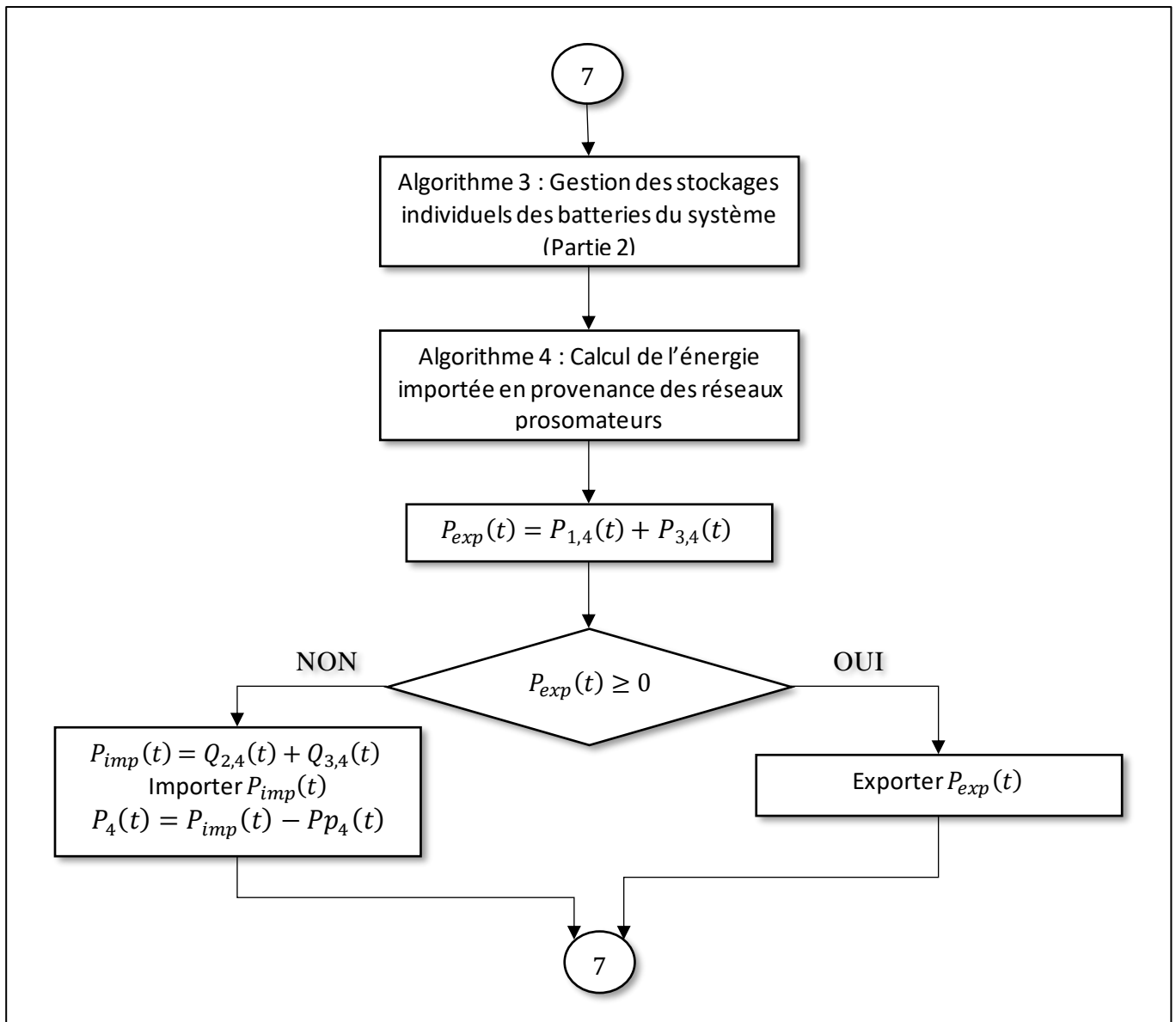


Figure 3- 7 : Calcul des puissances importées et exportées

3.3 Techniques de transmission de l'information dans un environnement intelligent :

3.3.1 Les principes des compteurs intelligents :

L'algorithme de traitement de la répartition de puissance étudié dans le chapitre précédent est initialisé avec la réception des valeurs instantanées des puissances produites par les générateurs ainsi que celles consommées par les charges. Dans une application résidentielle il est possible de collecter ces données à l'aide de compteurs intelligents placés à la sortie des générateurs ou à l'entrée des charges. Dans un environnement intelligent, ces compteurs sont également appelés « smart meter ».

<u>Algorithme 4</u> : Calcul de l'énergie importée en provenance des réseaux prosomateurs
<u>Eléments d'entrées</u> : $comp(t)$, $P_{i,j}(t)$ pour $i = 1$ à 3 et pour $j = 1$ à 3, $P_i(t)$ pour $i = 1$ à 3
<pre> SI $comp(t) = 1$ POUR $i = 1$ à 3 $Pp_{4,i}(t) = 0$ $Pcumul_i(t) = 0$ $ipp = 0$ POUR $j = 1$ à 3 SI $ipp = 0$ $Pcumul_i(t) = Pcumul_i(t) + P_{i,j}(t)$ SI $Pcumul_i(t) > P_i(t)$ $Pp_{4,i}(t) = Pcumul_i(t) - P_i(t)$ $P_{i,j}(t) = P_{i,j}(t) - Pp_{4,i}(t)$ $ipp = 1$ FIN SI SINON $Pp_{4,i}(t) = Pp_{4,i}(t) + P_{i,j}(t)$ $P_{i,j}(t) = 0$ FIN SI FIN POUR FIN POUR FIN SI </pre>
<u>Eléments de sorties</u> : $Pp_{4,i}(t)$ pour $i = 1$ à 3 et $P_{i,j}(t)$ pour $i = 1$ à 3 et pour $j = 1$ à 3

Définition 3.2 : Smart meter

Un « smart meter » est un dispositif électronique qui mesure de manière détaillée, précise, et éventuellement en temps réel une consommation d'électricité, d'eau ou de gaz. La transmission de données s'effectue par ondes radio ou par courants porteurs en ligne (CPL) au gestionnaire du réseau de distribution chargé du comptage.

Dans [45], plusieurs avantages ont été évoqués par rapport aux compteurs traditionnels :

- Un smart meter permet une communication bidirectionnelle entre le compteur et le gestionnaire du réseau.
- Une mise à jour des fonctionnalités peut être effectuée via internet.
- Le consommateur dispose de plus d'options dans l'utilisation de l'électricité : il peut consommer, réduire sa consommation, exporter l'électricité qu'il produit...
- Un signal d'avertissement peut être générer en cas d'utilisation excessif de l'électricité.
- Les données sont plus sécurisées grâce à un système verrouillage et dont le droit d'accès n'est attribué qu'à l'administrateur du réseau.

- Les données de facturations sont plus fiables.
- Le compteur intelligent peut constituer un organe de contrôle pour le réseau résidentiel.
- Les mesures effectuées sont plus précises.

Un smart meter se compose donc au minimum d'un organe d'acquisition des grandeurs physiques à mesurer, d'une unité de conversion des données analogiques en données numériques, d'une unité de traitement des informations numériques et d'une interface avec un bus de communication comme dans la configuration proposée dans [59].

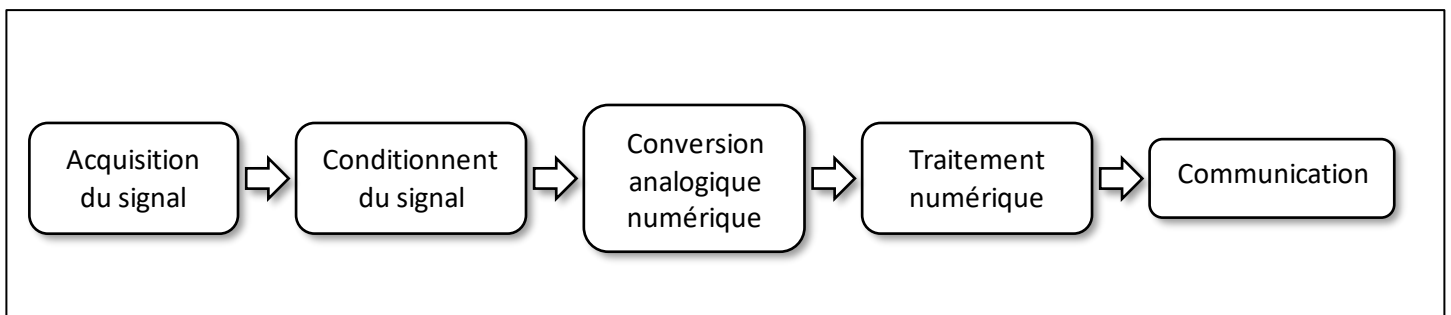


Figure 3- 8 : Schéma fonctionnel d'un Smart Meter

Dans le cas de la mesure de la puissance électrique, l'acquisition du signal combine les techniques de mesures de la tension et du courant. Des modèles de configurations de smart meters avancées sont proposées par [45] et [59] pour mesurer la puissance. Dans le cas d'une application résidentielle, les sources, charges et systèmes de stockages sont couplés au MG à courant continu par les convertisseurs présentés dans le chapitre 2. La Figure 3- 9 représente une configuration minimale d'un smart meter dans ce type d'application.

Plusieurs techniques de mesures de tensions et de courant sont proposées dans [30],[44],[59], [70],[77] :

- ❖ Les techniques de mesures les moins coûteuses sont basées sur des circuits passifs tels que le pont diviseur de tension pour les mesures des tensions et l'utilisation d'une résistance de shunt pour les mesures de courant. Ces techniques sont applicables pour les courants continus et alternatifs. L'absence d'isolation galvanique ainsi que les pertes énergétiques et les chutes de tensions engendrées par les résistances additionnels constituent les principaux inconvénients de ces méthodes. Ces techniques sont donc recommandées pour de faibles valeurs de puissances à mesurer.

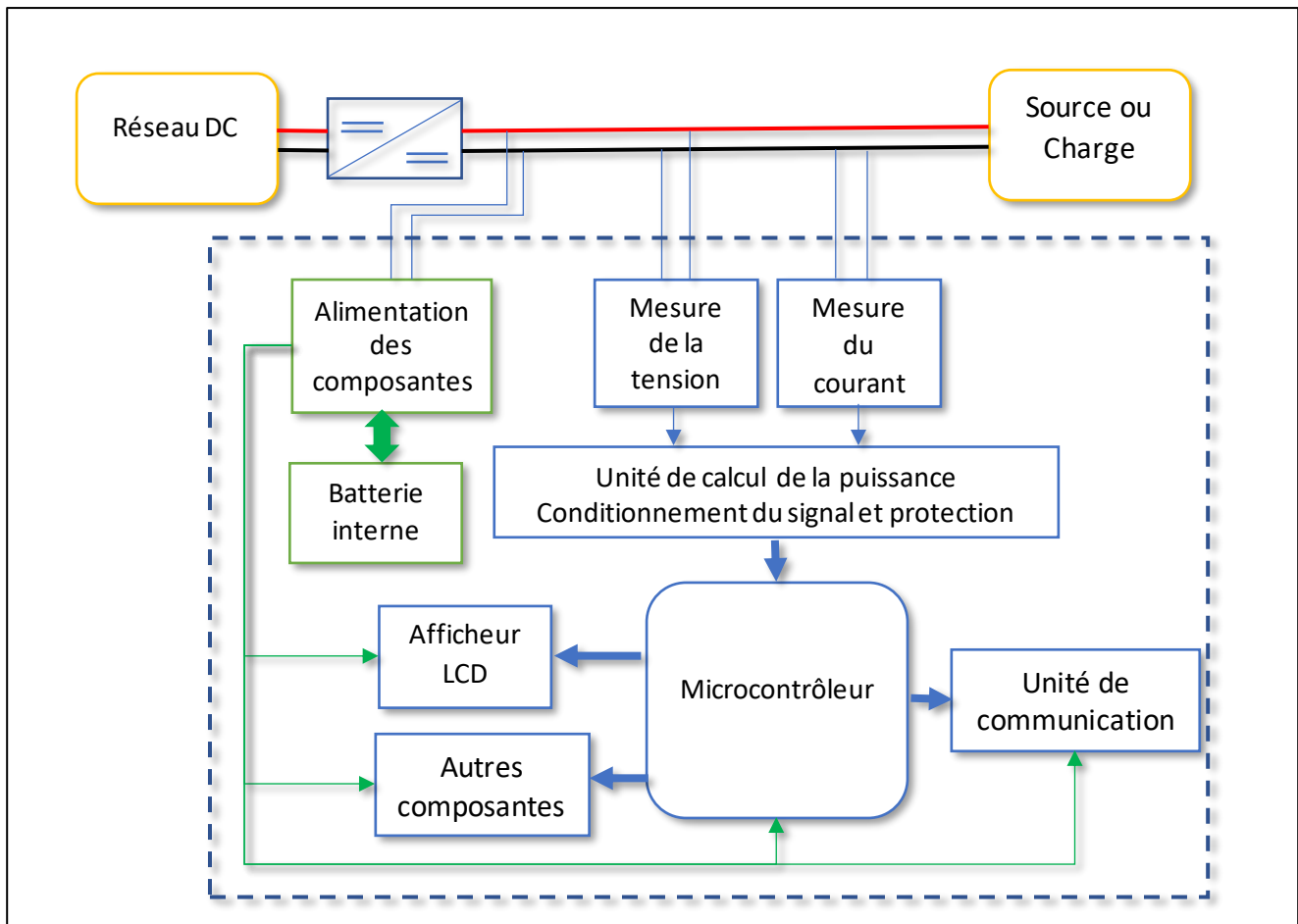


Figure 3- 9 : Structure d'un smart meter typique

- ❖ D'autres techniques de mesures de courants sont réservées au courant alternatif. On distingue le transformateur de courant et la bobine de Rogowski.

Définition 3.3 : Bobine de Rogowski

Une bobine de Rogowski, est un dispositif électrotechnique permettant de mesurer le courant alternatif ou les impulsions de courants à grande vitesse. Il se compose d'un enroulement hélicoïdal de fil dont le fil d'une extrémité revient par le centre de l'enroulement à l'autre extrémité, de sorte que les deux bornes sont à la même extrémité de l'enroulement.

La bobine est positionnée autour du conducteur dont on veut connaître le courant. La tension induite dans l'enroulement est proportionnelle au taux de changement (dérivée) du courant dans le conducteur. L'enroulement de Rogowski est habituellement relié à un circuit d'intégration électrique (ou électronique) à forte impédance d'entrée afin de fournir un signal de sortie qui est proportionnel au courant (Figure 3- 10).

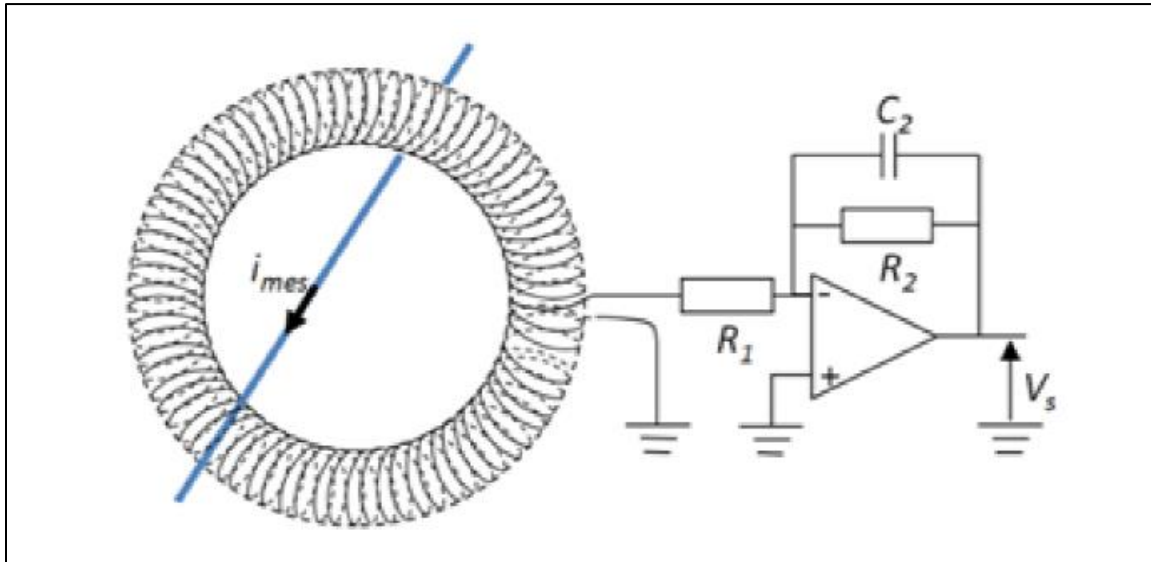


Figure 3- 10 : Schéma de principe d'une bobine de Rogowski munie d'un intégrateur

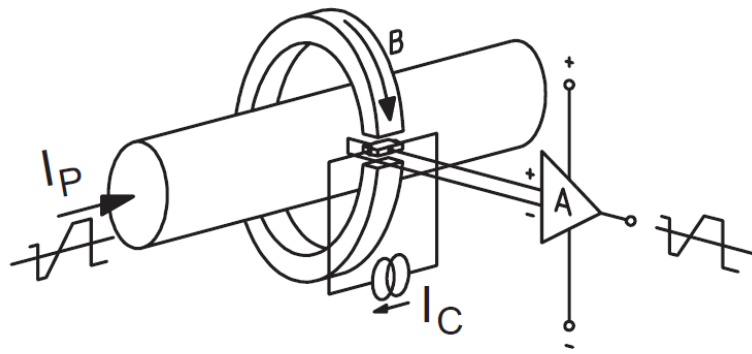
- ❖ Les capteurs à effet Hall (Figure 3- 11) ainsi que les capteurs fluxgate (Figure 3- 12) sont les plus utilisés pour mesurer l'intensité des courants continus. Ces types de capteur fonctionnent également avec les courants alternatifs.

Définition 3.4 : Capteur à effet Hall

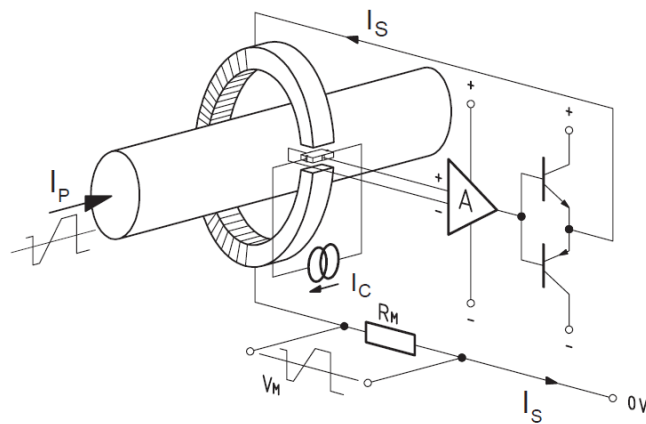
L'effet Hall « classique » a été découvert en 1879 par Edwin Herbert Hall, qui l'a énoncé comme suit : « un courant électrique traversant un matériau baignant dans un champ magnétique, engendre une tension perpendiculaire à ce dernier ». Dans la mesure où un courant électrique génère un champ magnétique, l'intensité de ce courant peut être déterminé à l'aide d'un capteur inductif qui mesure la variation du champ magnétique. Ce type de capteur est appelé capteur de courant à effet Hall.

Trois types de montages sont proposés dans [70]. On distingue : Le montage en boucle fermé, le montage en boucle ouverte et le montage de type Eta (Figure 3- 11). Ces capteurs présentent les avantages suivants :

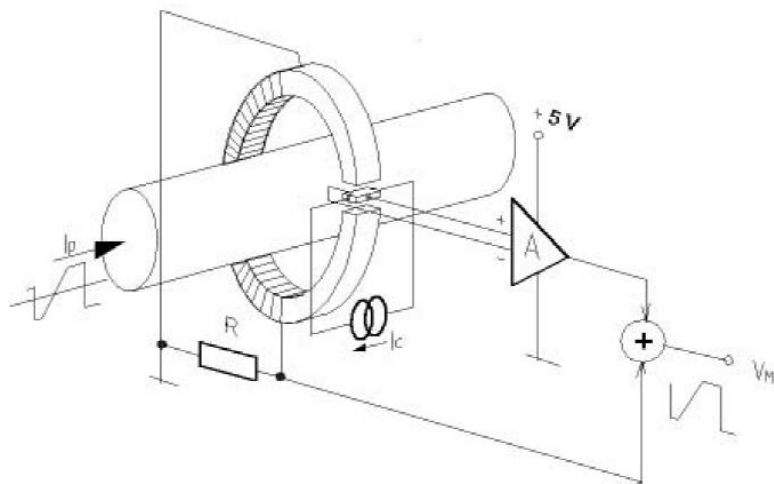
- Ils permettent de mesurer les courants continus, alternatifs et de formes complexes.
- Ils assurent l'isolation galvanique du système de mesure par rapport au circuit à mesurer.
- Le matériel utilisé présente un poids et volume réduits et une faible consommation énergétique.
- Ils n'engendrent pas de pertes dans le circuit à mesurer.
- Ils présentent une remarquable tenue face aux surcharges de courants.
- Ils disposent d'un coût relativement faible.



a) Montage en boucle ouverte



b) Montage en boucle fermée



c) Capteur à technologie Eta

Figure 3- 11 : Les différents montages des capteurs à Effet Hall

Le montage en boucle fermée présente une meilleure précision, une meilleure linéarité, une dérive thermique plus faible, un temps de retard plus court, et couvre une plus large gamme de fréquence par rapport au montage en boucle ouverte.

Le capteur à technologie Eta constitue un compromis technologique entre les montages en boucles ouvertes et fermées. Ce montage est moins encombrant et ne nécessite qu'une faible valeur de l'alimentation secondaire par rapport au montage en boucle fermé. Cependant, à basse fréquence, sa sensibilité aux variations thermiques est comparable aux capteurs à boucles ouvertes. Son coût de fabrication est comparable à celui des capteurs à boucles fermées qui est plus performant.

Définition 3.5 : Capteur fluxgate

Un capteur fluxgate standard peut être conçu comme un capteur à effet Hall à boucle fermée. Il diffère de ce dernier par l'utilisation d'un élément magnétique saturable entouré d'un enroulement à la place de la sonde de Hall placée dans l'entrefer du circuit magnétique.

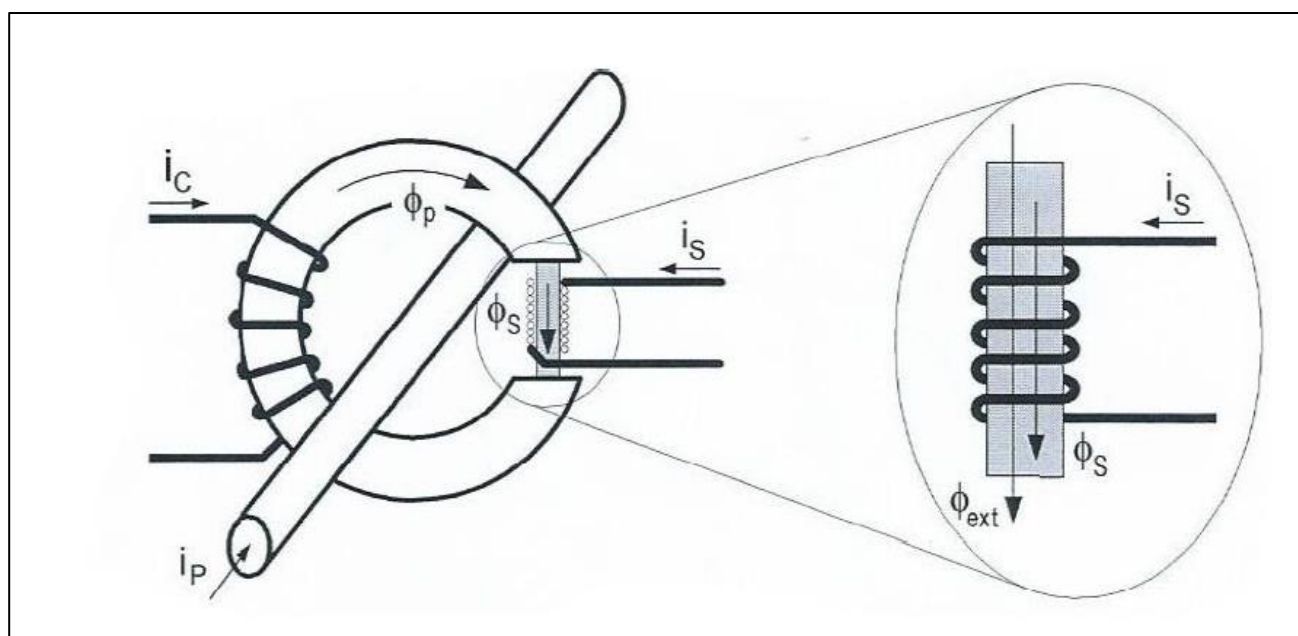


Figure 3- 12 : Principe d'un capteur fluxgate

- ❖ D'autres technologies de mesure du courant et de la tension sont proposées dans les littératures. Plus particulièrement, [70] propose des capteurs ayant recourt aux fibres optiques pour transmettre la mesure, ce qui lui assure une remarquable tenue en isolation. D'autres capteurs utilisent les composantes électroniques telles que les amplificateurs d'isolation pour assurer l'isolation galvanique. Pour mesurer le courant, [30] propose des technologies basées sur les magnétorésistances qui sont également des capteurs magnétiques à base de matériaux ferromagnétiques.

3.3.2 Les technologies de communication utilisées dans un environnement intelligent [14],[50] :

Un environnement intelligent correspond à un système automatisé dont le fonctionnement est basé sur le traitement en temps réel des paramètres prélevés par les capteurs déployés sur l'environnement étudié. Les données ainsi traitées serviront ensuite d'instructions permettant de commander des actionneurs intelligents. Dans le cas de la gestion d'énergie, ces actionneurs correspondent aux blocs d'électroniques de puissances qui commandent les convertisseurs raccordés aux sources de production d'électricité ou aux charges à alimenter.

Un transit d'informations sous forme de trames ; contenant les identifications des nœuds sources et/ou destinataires, les instructions de commandes, les valeurs de paramètres, les codes de vérification des erreurs de transmission, ainsi que des éléments informatifs tels que les règles de priorisation ou encore les techniques d'encapsulation de données défini par le type de protocole utilisé ; se déroule donc au niveau des infrastructures de communications d'un réseau intelligent. La Figure 3- 13 illustre une arborescence des technologies de communications utilisées dans un SG.

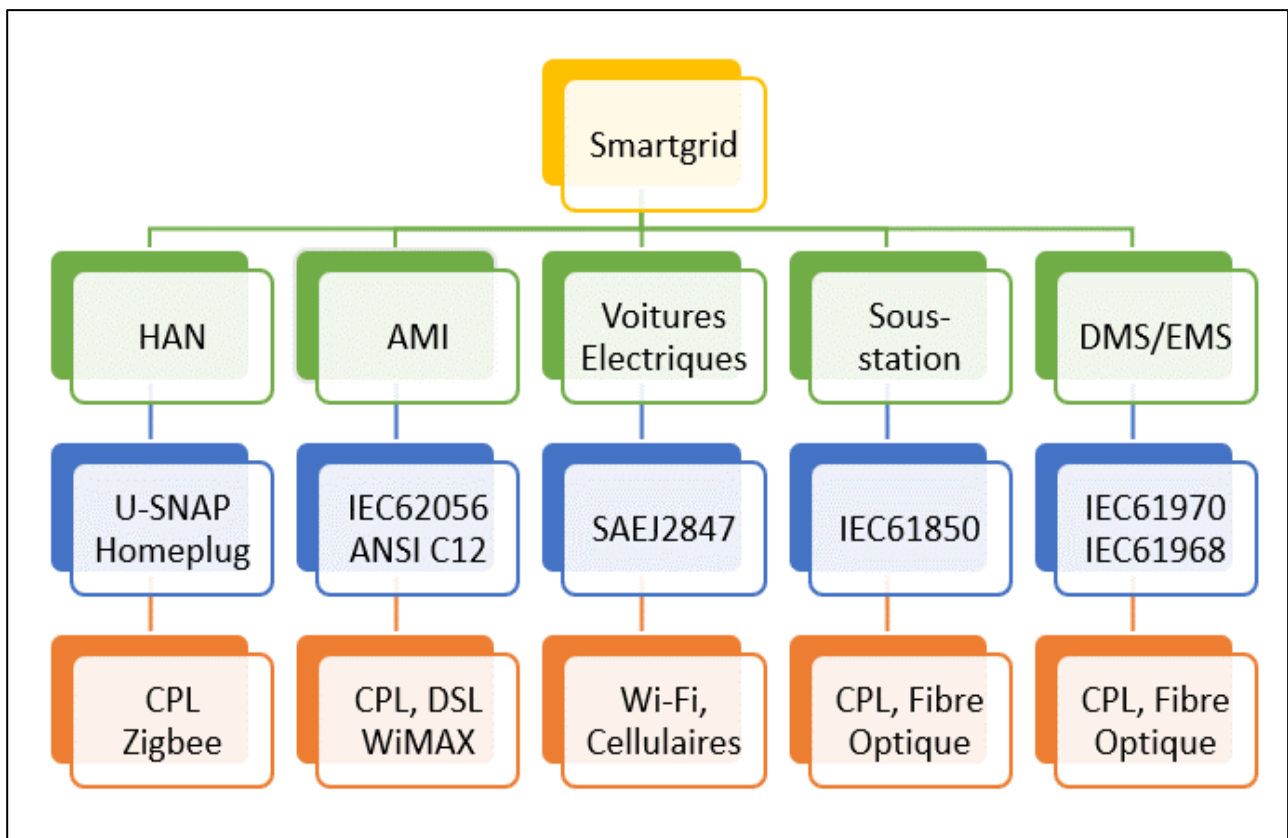


Figure 3- 13 : Les systèmes de communications utilisés dans un SG

Chaque technologie de communication est donc caractérisée par son support physique et par le protocole utilisé. Selon le type d'application, ces technologies sont choisies en fonction du débit, de la portée, et du coût. Dans le cas particulier des voitures électriques, qui ne sont pas raccordées en permanence au réseau, les technologies privilégiées sont celles qui disposent d'une mode de connectivité sans fil. Selon l'étendue du réseau, les technologies de communications peuvent être regroupées en fonction de leurs performances en matière de débit et de portée.

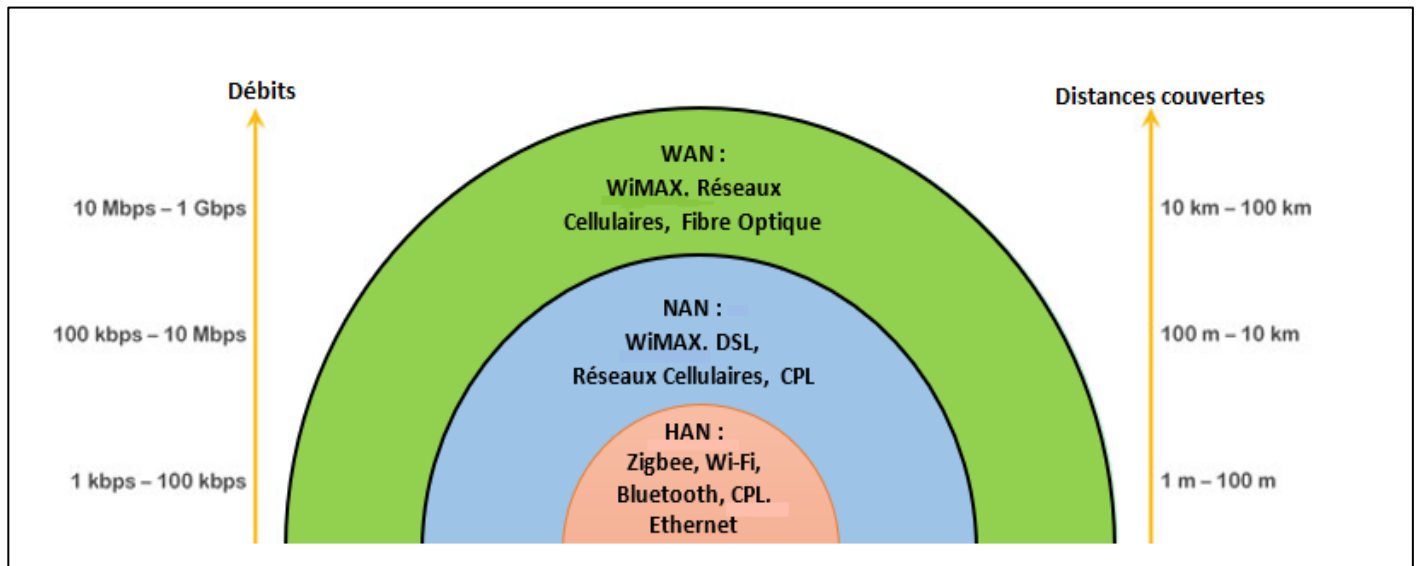


Figure 3- 14 : Comparaison entre les différentes technologies de communication utilisées dans un smartgrid

Les technologies de communications rencontrées dans un micro-réseau de voisinage forment l'AMI (Advanced Metering Infrastructure). L'AMI a pour rôle de collecter les données en provenance des compteurs principaux mesurant les énergies totales consommées ou produites par les foyers du réseau de voisinage. Les données ainsi collectées seront par la suite traitées au niveau des serveurs du gestionnaire du micro-réseau. La figure 3.16 représente les composantes typiques d'un AMI.

Au niveau NAN, les médiums de communication existent sous forme sans fil et sous forme filaire. La transmission de l'information par voie filaire peut être réalisée en utilisant les réseaux de distributions électriques déjà existants en utilisant des adaptateurs CPL. La technique la plus répandue par voie filaire utilise les lignes téléphoniques en cuivre constituant les réseaux DSL. La liaison par fibre optique est une autre alternative plus robuste et plus performante mais avec un coût très élevé des équipements terminaux. Cette technologie est plus privilégiée dans un WAN en raison de sa capacité à transmettre un débit très élevé de l'ordre de 1 Gbps sur de longues distances, mais peut exister au niveau des réseaux de voisinages grâce à l'implantation de réseau FTTH.

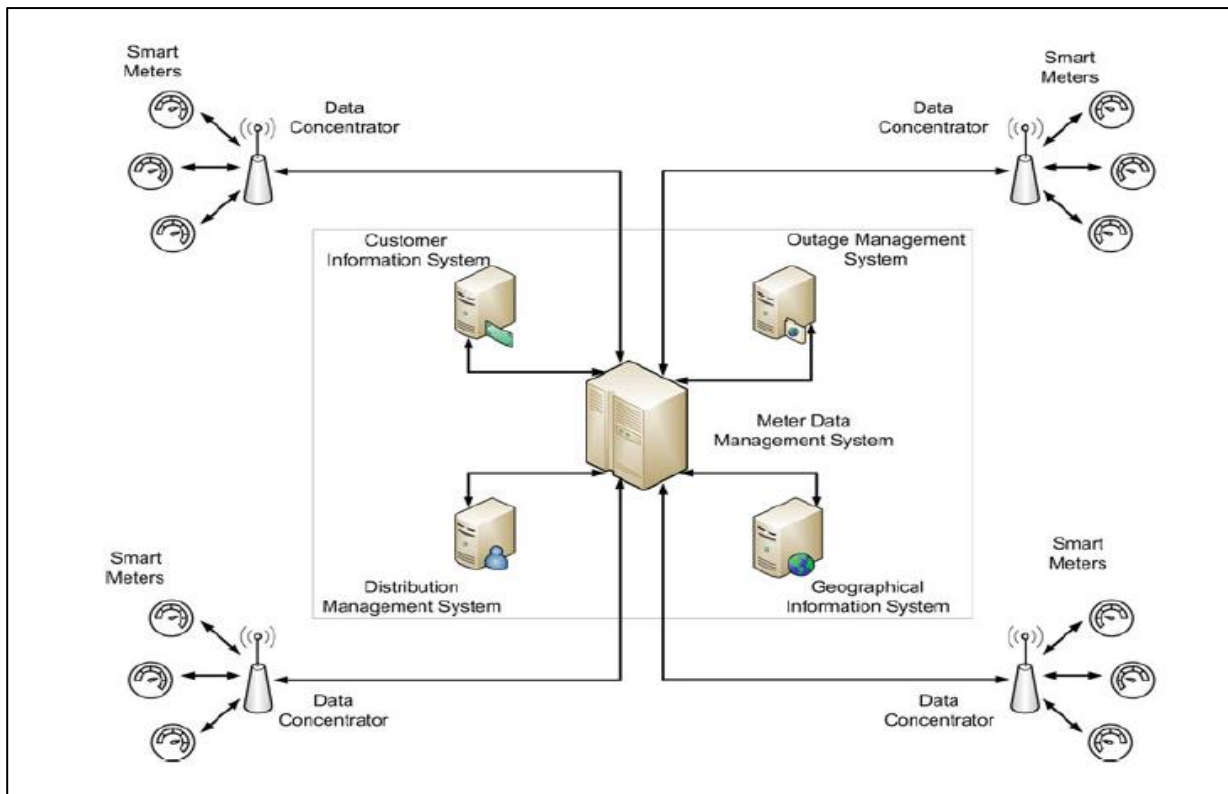


Figure 3- 15 : Les composantes d'un AMI centralisé (Source [33])

Définition 3.6 : FTTH (Fiber To The Home)

Un réseau FTTH, est un réseau de télécommunication physique qui permet l'accès à internet à très haut débit et dans lequel la fibre optique se termine au domicile de l'abonné.

Les systèmes de communications sans fils utilisés à l'échelle métropolitain comprennent le WiMAX et les réseaux de téléphonie mobiles dont les performances s'améliorent au fur et à mesure que de nouvelles technologies se développent depuis le déploiement des technologies GSM ou 2G dans les années 90 jusqu'à aujourd'hui. L'annexe 4 de ce document présente les caractéristiques des différentes générations de technologies de communications déjà déployées.

Actuellement, la 5G est considérée par certains comme la technologie clé qui pourrait permettre de bénéficier des débits de télécommunication mobile de plusieurs gigabits de données par seconde. Avec ces débits potentiels, la 5G vise à répondre à la demande croissante de données avec l'essor des smartphones et objets communicants, connectés en réseau. Les performances atteintes par cette nouvelle génération de technologie conduisent à l'émergence de nouveaux marchés et de nouvelles applications dans les différents domaines tels que la santé, l'e-commerce, la réalité augmentée et les vidéos immersives ou encore la communication des objets dans un environnement intelligent.



Figure 3- 16 : Vision de la 5G

La figure ci-dessus représente les différentes applications réalisables selon la vision de la 5G donnée par [49]. Les SGs font partie des environnements intelligents dans lesquels de nombreux équipements sont connectés à Internet et peuvent prendre des décisions autonomes. Cette interconnexion entre l'internet et les objets, les lieux et environnements physiques est appelée Internet des objets.

Définition 3.7 : Internet des objets ou IoT

L'IoT est un réseau de réseaux qui permet, via des systèmes d'identification électronique normalisés et unifiés, et des dispositifs mobiles sans fil, d'identifier directement et sans ambiguïté des entités numériques et des objets physiques et ainsi de pouvoir récupérer, stocker, transférer et traiter, sans discontinuité entre les mondes physiques et virtuels, les données s'y rattachant.

Les principaux systèmes nécessaires au fonctionnement de l'IoT sont suivants :

1. Les systèmes d'identifications permettant de reconnaître chaque objet de façon unique et de recueillir les données stockées au niveau de l'objet : Ces étiquettes peuvent être physiques (sous formes de radio-étiquettes ou RFID, Codes QR), sous formes de messages (SMS) ou virtuelles (sous formes d'URL).

Définitions 3.8 : Radio-identification ou RFID (de l'anglais radio frequency identification)

C'est une méthode pour mémoriser et récupérer des données à distance en utilisant des marqueurs appelés « radio-étiquettes ». Les radio-étiquettes sont de petits objets qui peuvent être collés ou incorporés dans des objets ou produits et même implantés dans des organismes vivants. Les radio-étiquettes comprennent une antenne associée à une puce électronique qui leur permet de recevoir et de répondre aux requêtes radio émises depuis l'émetteur-récepteur.

Définitions 3.9 : Le code QR (en anglais QR Code, pour Quick Response Code)

C'est un type de code-barres en deux dimensions (ou code matriciel) constitué de modules noirs disposés dans un carré à fond blanc. L'agencement de ces points définit l'information que contient le code.

Définition 3.10 : URL (de l'anglais : Uniform Resource Locator)

Une URL, couramment appelée adresse web, est une chaîne de caractères uniforme qui permet d'identifier une ressource du World Wide Web par son emplacement et de préciser le protocole internet pour la récupérer (par exemple http ou https).

2. Les capteurs utilisés pour l'acquisition des données en temps réel. En plus des capteurs de tensions et de courants présentés dans le paragraphe 3.3.1, d'autres types de capteurs sont utilisés, dans un environnement intelligent, pour recueillir des informations permettant des réaliser des applications visant à améliorer le confort telles que le chauffage en fonction de la météo ou l'éclairage en fonction de l'horaire et de la position du soleil.
3. La connexion des systèmes entre eux repose sur les mêmes couches du modèle OSI utilisées pour accéder aux ressources de l'Internet mais optimisés pour l'IoT. La couche physique est représentée par les médiums de communications mentionnés sur la Figure 3- 14. Cette couche est associée à la couche liaison de données qui définit la méthode de codage et de décodage des trames ainsi que la méthode de contrôle des erreurs de transmissions sur le médium. Une comparaison entre les protocoles utilisées dans les couches supérieures utilisées par l'internet et l'IoT est représentée sur la Figure 3- 17. [17]

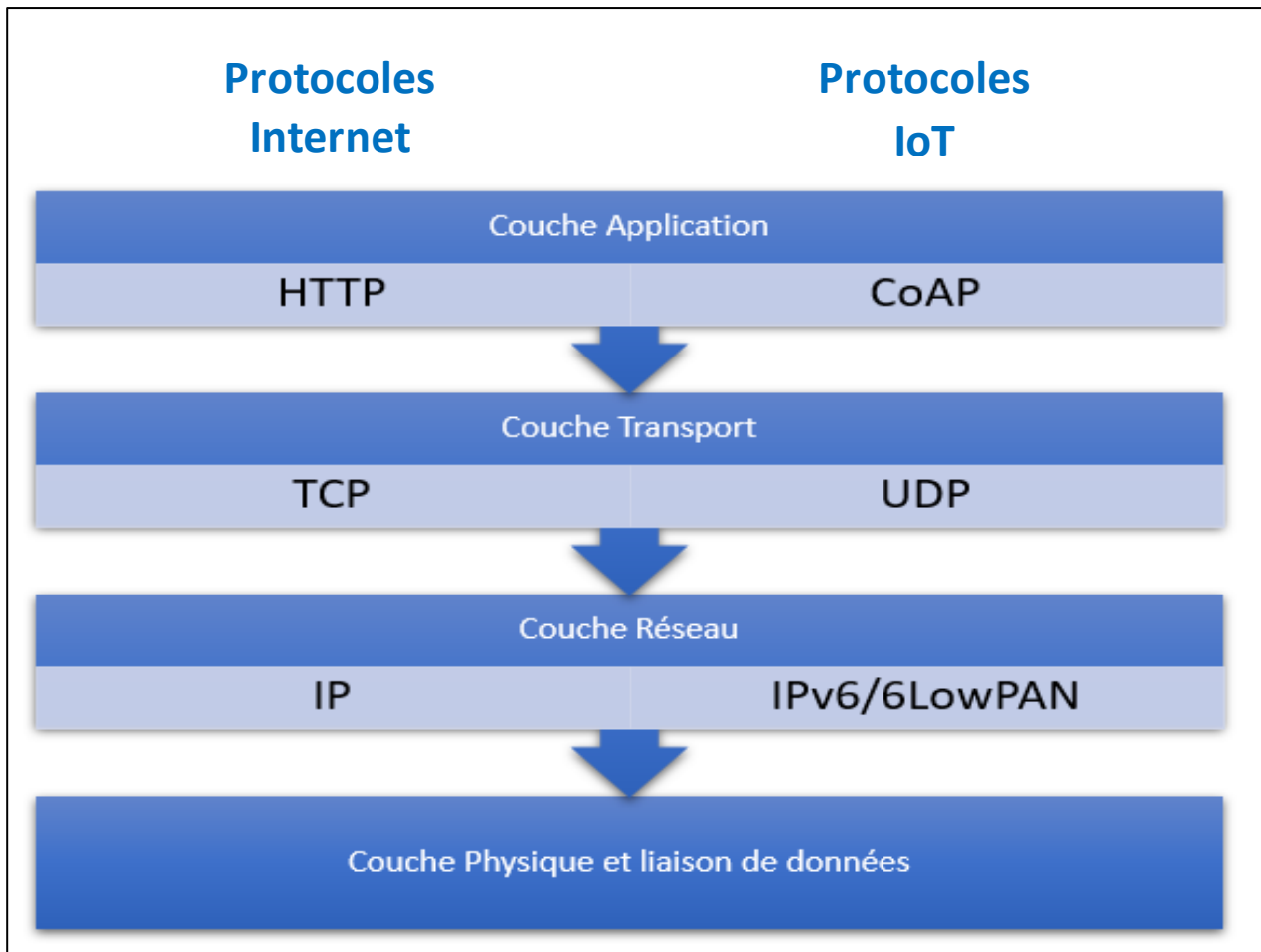


Figure 3- 17 : Comparaisons entre les protocoles utilisés par l'Internet et l'IoT

Définition 3.11 : IPv6/6LowPAN

- IPv6 signifie Internet Protocol version 6 permettant d'attribuer des valeurs d'adresses IP de 128 bits. Il s'agit d'une version améliorée du protocole IPv4 (IP) qui est limité en espace d'adressage avec des adresses de 32 bits.
- 6LowPAN est l'acronyme de IPv6 over Low-Power Wireless Personal Area Networks.

Définition 3.12 : UDP (User Datagram Protocol)

Le rôle de ce protocole est de permettre la transmission de données (sous forme de datagrammes) de manière très simple entre deux entités, chacune étant définie par une adresse IP et un numéro de port. Aucune communication préalable n'est requise pour établir la connexion, au contraire de TCP (qui utilise le procédé de handshaking). UDP utilise un mode de transmission sans connexion.

Définition 3.13 : CoAP (Constrained Application Protocol)

CoAP est un protocole de transfert Web optimisé pour les périphériques et réseaux contraints utilisés dans les réseaux de capteurs sans fil pour former l'Internet des objets.

CoAP s'appuie sur un modèle client-serveur semblable à HTTP, cependant, il traite les échanges de manière asynchrone au travers de datagrammes UDP. Une transmission de données suivant le protocole HTTP nécessite un code de taille conséquente pour des périphériques ne disposant que de 100 ko de mémoire ROM et un usage important des ressources réseau. Une requête CoAP est similaire à une requête HTTP. Elle est envoyée par le client pour demander une action (exemple : GET, POST, PUT ou DELETE) sur une ressource identifiée par une URI.

4. Une architecture d'intégration comprenant les infrastructures logiciels (middleware), les infrastructures d'intégration d'entreprise et de cybersécurité, l'informatique décisionnelle (Business Intelligence) ainsi que les serveurs d'applications et entrepôts de données. L'architecture simplifiée donnée par [53] sur la Figure 3- 18 utilise des infrastructures de big data comprenant un cluster Hadoop et une base de données NoSQL.

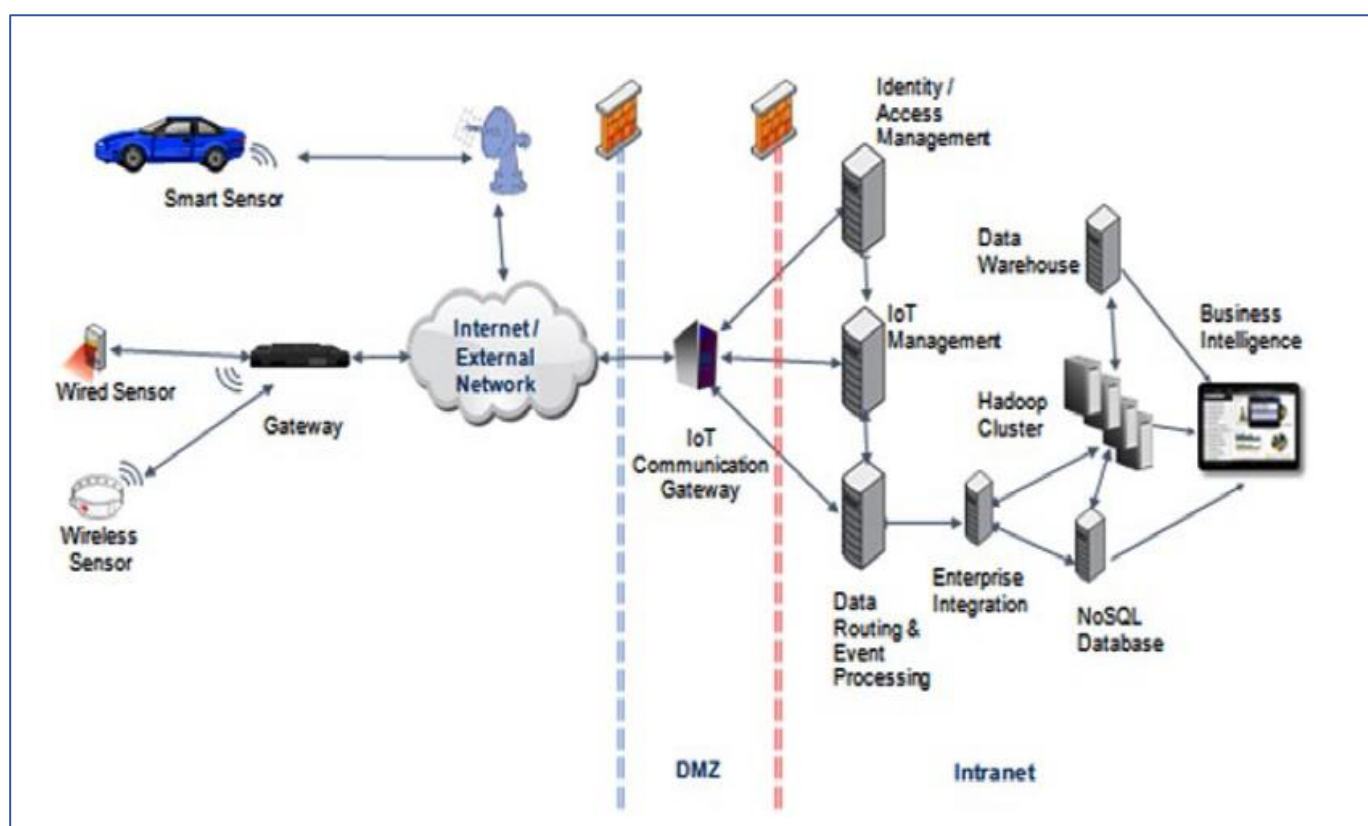


Figure 3- 18 : Architecture simplifiée des composants de l'IoT

Définition 3.14 : Informatique décisionnelle (Business Intelligence)

L'informatique décisionnelle désigne les moyens, les outils et les méthodes qui permettent de collecter, consolider, modéliser et restituer les données, matérielles ou immatérielles, d'une entreprise en vue d'offrir une aide à la décision et de permettre à un décideur d'avoir une vue d'ensemble de l'activité traitée.

Définition 3.15 : Big Data

Le big data, appelé encore les mégadonnées ou les données massives, désigne des ensembles de données devenus si volumineux qu'ils dépassent l'intuition et les capacités humaines d'analyse et même celles des outils informatiques classiques de gestion de base de données ou de l'information.

Définition 3.16 : NoSQL

NoSQL (communément appelé "Not Only SQL") représente un cadre complètement différent de bases de données qui permet un traitement agile et performant des informations à grande échelle. En d'autres termes, c'est une infrastructure de base de données qui a été très bien adaptée aux fortes exigences du Big Data.

Définition 3.17 : Hadoop

Hadoop n'est pas un type de base de données, mais plutôt un écosystème logiciel qui permet un calcul massivement parallèle. C'est un facilitateur de certains types de bases de données distribuées NoSQL, qui peuvent permettre aux données d'être réparties sur des milliers de serveurs avec peu de réduction des performances.

3.3.3 Architecture des appareils électroniques intelligents utilisés dans un micro-réseau de voisinage et dans une application résidentielle :

La gestion de l'énergie dans un micro-réseau associe les fonctionnalités de l'AMI avec la commande à distance des convertisseurs de puissances répartis à travers le réseau. La Figure 3- 19 représente le principe de la commande du courant à la sortie d'un convertisseur DC/DC ou DC/AC pour pouvoir alimenter une charge située à sa sortie. Ce cycle débute par l'acquisition des données à l'aide de compteurs ou capteurs communicants. Les données seront ensuite envoyées sous forme de trames vers le serveur centralisé de l'AMI. L'algorithme développé dans le paragraphe 3.2 est traité au niveau du serveur de DMS. Les consignes de commandes ainsi générées seront par la suite transmises aux circuits de commandes des convertisseurs répartis à travers le réseau.

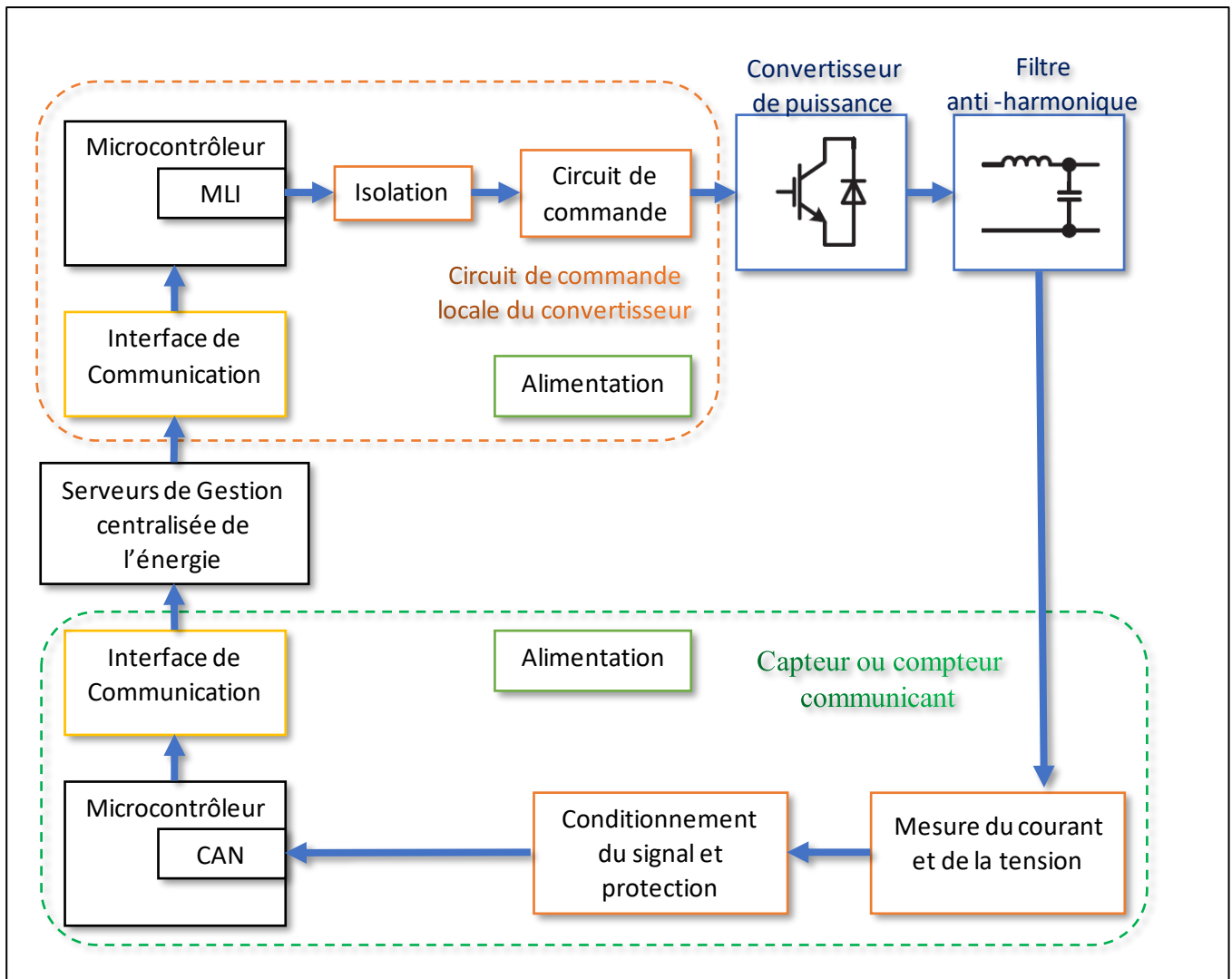


Figure 3- 19 : Chaînes de mesure et de commande d'un convertisseur

Une interopérabilité des technologies communicantes réparties sur un même réseau est donc nécessaire pour pouvoir réaliser cette boucle de commande. Pour pouvoir accéder aux données de consommations individuelles des charges placées dans une résidence disposant de son propre système de gestion de l'énergie interne, le compteur principal devra être à la fois connecté au réseau informatique du NAN mais aussi à son propre réseau HAN. Le même standard de communication devra donc être utilisé par chaque circuit du réseau pour remplir cette condition d'interopérabilité.

Les appareils électroniques intelligents disposent donc de composantes communes telles que le microcontrôleur ou encore l'interface de communication. Dans le cas d'un capteur ou d'un compteur, le module ADC du microcontrôleur intervient dans la traduction d'un niveau de tension proportionnel à une grandeur réelle en une grandeur numérique à partir de laquelle on peut calculer sa valeur réelle. Dans le cas du circuit de commande locale du convertisseur, le module PWM permet de générer des impulsions correspondantes au signaux de commandes à injecter dans les

gâchettes des transistors MOSFET ou IGBT des convertisseurs de puissances mais dont l'amplitude maximale est de 5V.

Les microcontrôleurs modernes intègrent de plus en plus de modules de communications parmi lesquels on peut citer la communication par infrarouge, le RFID, les interfaces sans fils et les interfaces de connexion aux bus filaires tels qu'Ethernet, le bus CAN, le RS232, le RS485... D'autres standards de communication incluant les technologies CPL les plus populaires telles que X10, Homeplug et KNX ainsi que les technologies de communication sans fil les plus populaires telles que Wi-Fi, Zigbee ou encore Bluetooth sont présentées par [11]. Des broches dédiées à l'émission et à la réception de trames séries universelles (UART) peuvent être couplés à un module de communication externe au microcontrôleur pour que celui-ci puisse utiliser les protocoles de communications non intégrés. La Figure 3- 20 représente le diagramme structurel d'un microcontrôleur de la famille PIC32MZ DA.

On s'intéressera plus particulièrement aux ports entrées/sorties disponibles dans ce modèle. Au niveau du « Peripheral Bridge 2 » on retrouve les ports :

- SPI : Serial Peripheral Interface.
- I²C : Inter-Integrated Circuit.
- UART : Universal Asynchronous Receiver Transmitter
- PMP : Parallel Master Port

Ces périphériques sont conçus pour envoyer ou recevoir des messages sous formes de trames en série pour le cas du SPI, I²C et UART. [74] présente les caractéristiques des modules de communications tels que Wi-Fi, Zigbee, Bluetooth, les identificateurs de fréquences radios ainsi que quelques solutions propriétaires. Chaque module présenté dans cette référence dispose de plusieurs interfaces permettant d'effectuer des échanges de données avec au moins l'un de ces trois ports.

Au niveau du « Peripheral Bridge 3 », on retrouve des ports spéciaux tels que :

- Les Timers permettant de lancer des calculs de délais en fonction d'un signal d'horloge.
- Les comparateurs de signaux.
- Les captures d'événements en entrées. (ICx).
- Le CTMU (Charge Time Measurement Unit)

On s'intéressera plus particulièrement aux ports OC et les ports ADC.

Les ports OC ou Output Compare sont utilisés pour générer des impulsions. La modulation de la largeur de l'impulsion fait partie des fonctionnalités prises en charge par ce port (Figure 3- 21).

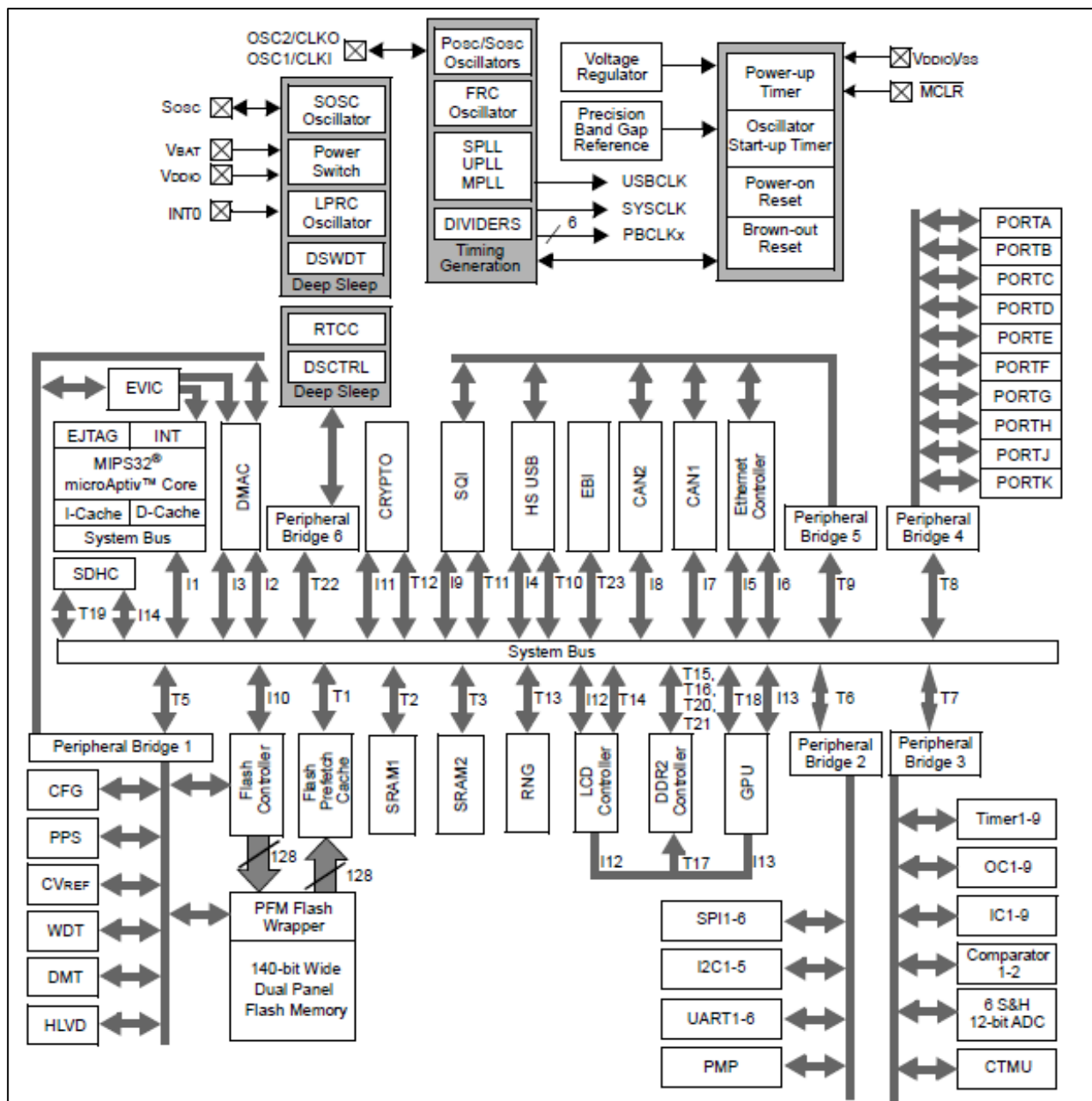


Figure 3- 20 : Diagramme structurel d'un PIC32MZ DA

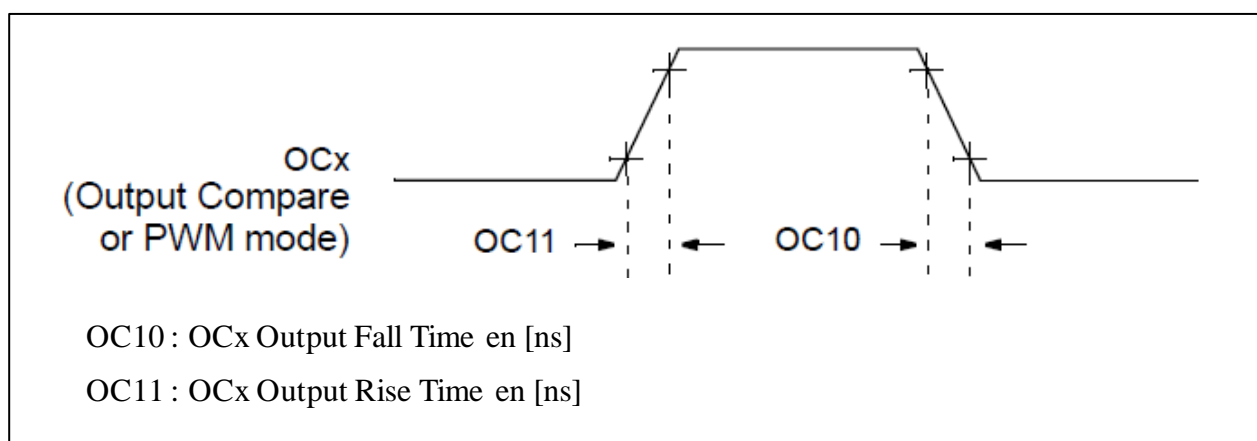


Figure 3- 21 : Caractéristiques du mode MLI à partir des ports OCx

Les ports ADC correspondent aux modules assurant la conversion d'un signal analogique en données numériques.

Le « Peripheral Bridge 4 » est constitué de ports entrées/sorties classiques de type numériques et analogiques. Tandis que le « Peripheral Bridge 5 » comprend les modules de communications les plus usuels tels que :

- L'Ethernet qui est la norme utilisé dans les réseaux informatiques.
- Le High Speed USB qui trouve son utilité dans plusieurs domaines tels que le transfert de données, la commande, l'alimentation et la communication avec des appareils périphériques.
- Le bus CAN qui est généralement utilisé comme bus de transmission dans les réseaux embarqués, une solution domotique basée sur ce type de bus de terrain est également proposée par [9].
- Les modules SQI et EBI sont des interfaces permettant d'accéder à des mémoires externes respectivement de type série et de type parallèle.

La plupart des microcontrôleurs commercialisés actuellement disposent de toutes les fonctionnalités requises pour réaliser un circuit de commande locale ou un compteur/capteur communicant. L'interface de communication dépend du type de médium de communication utilisé. Dans le cas d'un réseau NAN, l'interface de communication est représentée par un modem pour un réseau DSL ou un réseau de téléphonie mobile. Un module Wi-Fi permet de raccorder le circuit à un réseau WiMAX grâce à l'interopérabilité des standards de communication entre ces deux technologies.

Le compteur principal d'une résidence peut être équipé de deux interfaces de communication. Le premier lui permettant d'intégrer l'AMI tandis que le second le relie au réseau HAN. Dans ce cas, le module de communication devra être compatible avec le standard de communication utilisé au niveau du réseau HAN. Le port Ethernet équipée d'une prise RJ45 permet de le raccorder au réseau informatique local tandis qu'un Transceiver CAN est requis pour le raccorder à un réseau utilisant le bus CAN. Les modules de communication sans fil les plus utilisés dans la gestion d'énergie au niveau HAN sont le Wi-Fi et le Zigbee qui dispose d'une architecture plus simplifiée.

En plus du microcontrôleur et du module de communication, chaque circuit électronique intelligent utilise des composants supplémentaires qui dépendent de la nature de l'application. Dans le cas d'un capteur communicant, [63] propose des références de circuits électroniques ainsi des montages typiques pour les capteurs à effet Hall (Figure 3- 22), pour le circuit de conditionnement du signal (Figure 3- 23) et pour le circuit de protection (Figure 3- 24).

L'objectif du circuit de conditionnement du signal est de réduire la valeur de tension à la sortie du capteur à effet Hall à une valeur correspondante aux conditions normales de fonctionnement des ports ADC. Dans le cas de la famille des PIC32MZ DA, la valeur de la tension reçue par les ADC est comprise entre 2,2 V et 3,6 V. La relation entre la tension d'entrée V_s et la tension de sortie V_i de ce circuit est donnée par la formule :

$$V_i = \frac{R7}{R4} \times \frac{R2}{R1} \times V_s + \frac{R4 + R7}{R4} \times \frac{R6}{R6 + R5} \times V_{REF} \quad (3.29)$$

Si $R4 = R5$ et $R6 = R7$, alors cette relation devient :

$$V_i = \frac{R7}{R4} \left(V_{REF} + \frac{R2}{R1} \times V_s \right) \quad (3.30)$$

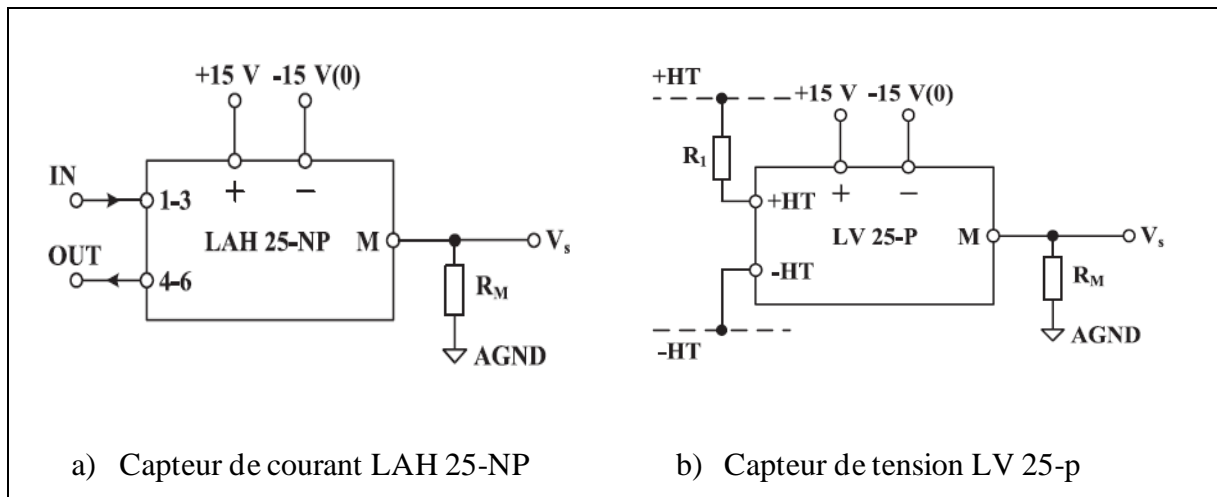


Figure 3- 22 : Références et brochages typiques des capteurs à effet Hall

Le circuit de protection permet de protéger le microcontrôleur dans le cas d'une surtension ou d'une surintensité. Le signal de sortie V_{ip} passe de 1 à 0 lorsque :

$$V_s > \frac{R2}{R1 + R2} V_R \quad (3.31)$$

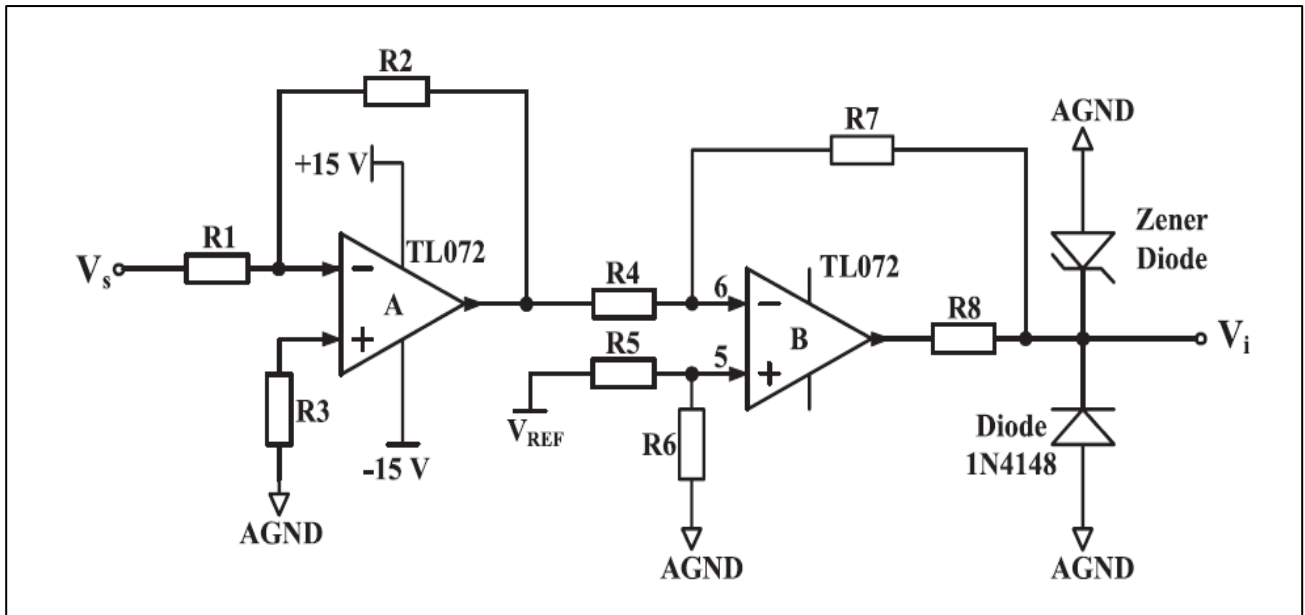


Figure 3- 23 : Exemple de circuit de conditionnement du signal

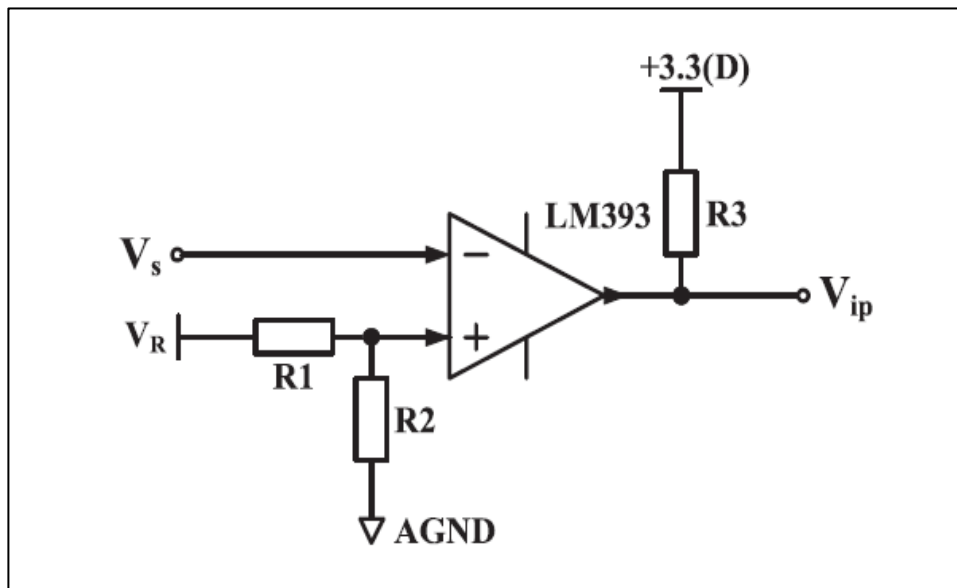


Figure 3- 24 : Exemple de circuit de protection typique

Dans le cas du circuit de commande locale du convertisseur, [63] propose un circuit d'isolation à base d'optocoupleur (Figure 3- 25). Un circuit de conditionnement du signal est également requis pour augmenter l'amplitude des impulsions jusqu'à une valeur de 15 V ou 20 V requise pour commander la gâchette d'un transistor IGBT. La figure 3.24 représente un circuit de commande à base d'un circuit intégré IR2130 assurant le conditionnement des impulsions servant à commander un convertisseur triphasé.

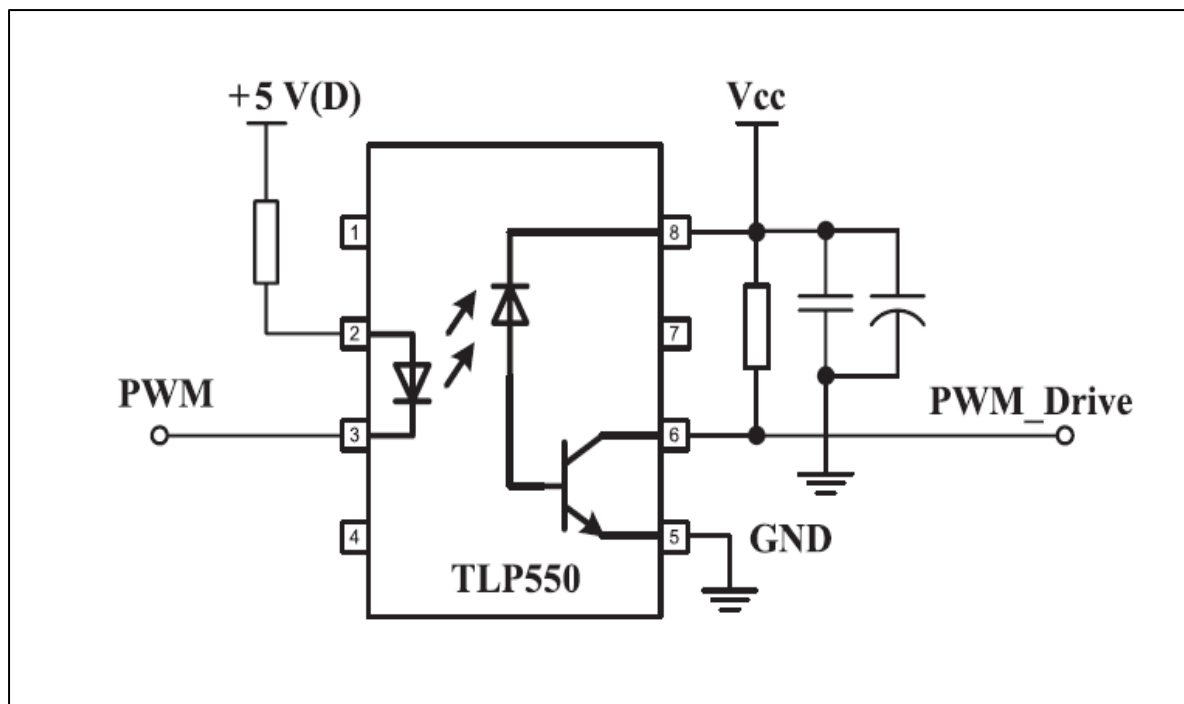


Figure 3- 25 : Circuit d'isolation à base d'optocoupleur TLP550

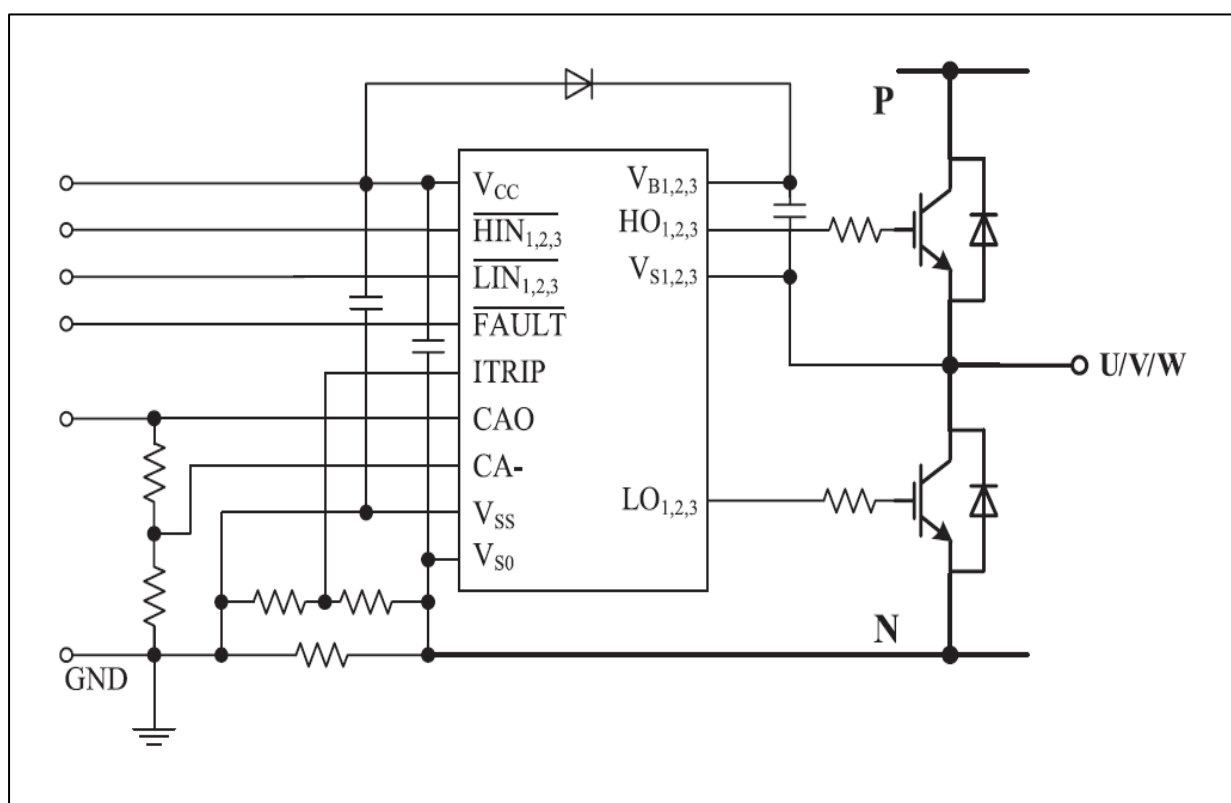


Figure 3- 26 : Circuit de commande typique à base de IR2130

3.4 Conclusion Chapitre 3 :

La gestion de l'énergie dans un micro-réseau intelligent est axée vers l'exploitation optimale de l'énergie produite par les sources de productions d'électricité d'origines renouvelables et vers la minimalisation de la consommation de l'énergie en provenance du réseau de distribution d'électricité public. L'une des fonctionnalités permises dans ce mode de gestion est l'exportation du surplus d'énergie produit par certains consommateurs. Ces derniers sont appelés prosumers dans le cas où cette énergie est vendue aux autres consommateurs suivant un modèle d'architecture en peer-to-peer.

Les dispositifs intelligents tels que les compteurs communicants jouent un rôle primordial en transmettant toutes informations relatives aux transits de courants à destination d'une charge placée derrière lui. Pour recevoir les consignes liées à chaque transaction, chaque appareil intelligent devra opérer avec un standard de communication interopérable avec celui utilisé par le gestionnaire de MG. Les technologies de communications développées récemment permettent de transmettre un volume plus important de données rendant possible la mise en œuvre de l'Internet des objets qui se base sur des protocoles optimisés et qui vise à raccorder un nombre très important d'objets connectés.

Les apports personnels dans ce mémoire constituent à :

- ❖ La proposition d'un algorithme de gestion de l'énergie qui priorise la consommation de l'énergie produite à base d'énergie renouvelable mais en même temps assure la déconnection des charges non supportées.
- ❖ La proposition d'une architecture de réseau en peer-to-peer qui par le biais de l'algorithme de gestion de l'énergie permet l'injection du surplus d'énergie produit par un foyer producteur (prosomateur) vers un foyer consommateur qui dans ce cas dispose d'un accès à l'électricité à un tarif concurrentiel par rapport celui des services publics.
- ❖ L'introduction aux technologies et standards de communications les plus récentes permettant de réaliser des architectures d'objets connectés et d'assurer leur interopérabilité dans un cadre d'application de l'IoT.
- ❖ La proposition d'une architecture de systèmes automatisées comprenant une chaîne de mesure à partir de laquelle on peut réaliser un Smart Meter, un contrôleur de micro-réseau au niveau duquel sera exécuté l'algorithme de gestion de l'énergie, une chaîne de commande conditionnée pour commander les circuits de puissances des convertisseurs utilisés pour le couplage des sources et des charges au MG.

Chapitre 4 – Simulation d'un convertisseur DC-DC en demi-pont commandé en mode glissant et de l'algorithme de gestion de l'énergie

4.1 Caractéristiques des circuits typiques rencontrés dans les réseaux résidentiels :

4.1.1 Caractéristiques des charges et technologies DC :

L'algorithme développé dans le chapitre précédent permet au système de gestion de l'énergie du domaine d'agir sur les charges en les alimentant avec l'énergie disponible ou en les isolant lorsque leurs besoins énergétiques ne peuvent pas être satisfaits à un moment donné. Dans certains cas, l'énergie consommée par un appareil peut être commandée individuellement à l'aide de l'électronique de puissance comme dans la commande de la luminosité des dispositifs d'éclairage ou de la température des appareils dont les principes de fonctionnement sont basés sur l'échauffement par effet Joule.

Le Tableau 4- 1 récapitule les principales caractéristiques des appareils typiques utilisées dans un réseau résidentiel. On s'intéressera plus particulièrement :

- A la puissance consommée : Cette puissance devra être communiquée par la charge au contrôleur de domaine.
- A la fréquence d'utilisation journalière : Permettant d'évaluer l'énergie consommée durant une durée bien déterminée.
- Au type de circuit sur lequel la charge est raccordée : Les circuits pouvant être dédiés à un type de charge bien spécifique, ou pouvant supporter plusieurs charges et types de charges simultanément.
- A l'existence de versions fonctionnant en courant continu : A titre d'information sur les avancées technologiques et développement des appareils fonctionnant en DC.

Les technologies telles que les systèmes d'éclairage à base de LED, les radios et autres appareils électroniques ayant existé sous une forme portable fonctionnant avec des piles et batteries sont largement répandus sur le marché sous des formes alimentées directement en DC. Les dispositifs rotatifs tels que les machines à laver, sèche-linges ou ventilateurs existent également en version DC grâce à l'utilisation de moteurs à courant continu. Les équipements électroménagers fonctionnant en DC développés les plus récemment ont été conçus en tant que solutions portables pour camping qui sont alimentées à partir d'une prise pour allume cigare de 12 V DC. On peut rencontrer sur le marché des mini-cuisinières, des fours micro-ondes, des bouilloires ou encore des aspirateurs...

Type d'appareil	Puissance [W]	Fréquence d'utilisation	Type de circuit	Courant continu
Eclairage	10 - 150	5 h/jour	Circuit d'éclairage	OUI en 12 et 24 V DC (Ampoule LED 2-20W)
Réfrigérateur	80 - 350	8 h/jour	Prise de courant normale	OUI en 12 et 24 V DC (70 – 100 W)
Congélateur	650	8 h/jour	Circuit spécialisé	OUI en 12 et 24 V DC (88 W)
Conditionnement d'air	900 - 4000	5 h/jour	Circuit spécialisé	OUI en 24 et 48 V DC (500 - 700 W)
TV en service	100 - 250	4 h/jour	Prise de courant normale	OUI en 12 V DC (15 – 25 W)
TV en mode veille	0,4 - 6	En continue		OUI en 12 V DC (0,5 W)
Ordinateur en service	70 - 360	12 h/jour	Prise de courant normale	Fonctionne avec un courant continu de 12 - 19 V DC à la sortie des blocs d'alimentation et convertisseurs pour ordinateurs portables.
Ordinateur en mode veille	3	En continue		
Radio et Chaîne stéréo	55 - 500	4 h/jour	Prise de courant normale	Fonctionne avec un courant continu après le redressement du courant d'alimentation à la sortie du transformateur interne. On peut rencontrer plusieurs niveaux de tensions continue de +/-22 à +/- 134V DC en fonction des caractéristiques et performances de l'appareil.
Chargeur de téléphone mobile et appareils électroniques	12 - 40	2 h/jour	Prise de courant normale	OUI par un précâblage de prises USB fournissant une alimentation en courant continu de 5 V DC

Tableau 4- 1 : Caractéristiques d'utilisation et compatibilité avec les réseaux DC des appareils utilisés dans un réseau résidentiel

Type d'appareil	Puissance [W]	Fréquence d'utilisation	Type de circuit	Courant continu
Machine à laver	240 - 5000	4 h/jour	Circuit spécialisé	OUI en 12 et 24 V DC (60 – 400 W)
Sèche-linges	2000	1 h/jour	Circuit spécialisé	OUI en 12 et 24 V DC (85 – 310 W)
Cuisinière	2000 - 10000	1 h /jour	Circuit spécialisé (Circuit cuisson)	OUI en 12 et 24 V DC (500 – 800 W) (Solutions portables et kits solaires)
Four micro-ondes	1000 - 1500	0,25 h/jour	Prise de courant normale	OUI en 12 V DC, (110 – 240 W) (Solutions portables pour véhicules)
Cafetière	600	0,25 h/jour	Prise de courant normale	OUI en 12 V DC, (170 W) (Solutions portables pour véhicules)
Bouilloire	300 - 3200	0,25 h/jour	Prise de courant normale	OUI en 12 V DC, (150 W) (Solutions portables pour véhicules)
Aspirateur	800 - 1600	1 h/jour	Prise de courant normale	OUI en 12 V DC, (150 W) (Solutions portables pour véhicules)
Ventilateur	60 - 600	5 h/jour	Prise de courant normale	OUI en 12 V DC, (30 W)
Lave-vaisselle	3000 - 3500	1 h/jour	Circuit spécialisé	
Fer à repasser	1100	0.25 h/jour	Prise de courant normale	
Chauffe-eau	3000 - 4500	5 h/jour	Circuit spécialisé	

Tableau 4-1 : Caractéristiques d'utilisation et compatibilité avec les réseaux DC des appareils utilisés dans un réseau résidentiel (suite)

4.1.2 Caractéristiques des circuits et normes appliquées en basse tension : [72] [75]

En se référant à la norme NF C 15-100 qui définit les règles des installations électriques à basse tension (jusqu'à 1000 V), les types de charges mentionnés dans le sous-paragraphe précédent sont raccordés au réseau en tant qu'élément de terminaison d'un circuit pouvant avoir un ou plusieurs points terminaux. Un circuit est dimensionné en fonction de la puissance totale des charges prévues pour y être connectées. L'objectif de ce dimensionnement est de déterminer la section du conducteur ainsi que les caractéristiques des dispositifs de protections placés en amont du circuit. Le Tableau 4- 2 résume les caractéristiques des principaux circuits utilisés dans un réseau alimentant des charges qui fonctionnent avec un courant alternatif.


Nature du circuit		Section minimale des conducteurs [mm ²]	Courant assigné maximal du dispositif de protection	
			Disjoncteur	Fusible
<i>Circuit d'éclairage</i>	Jusqu'à 08 points d'éclairage	1,5	16 A	10 A
<i>Prise de courant</i>	Jusqu'à 08 socles	2,5	20 A	16 A
<i>Circuits spécialisés</i>		2,5	20 A	16 A
<i>(01 appareil connecté)</i>	Plaque de cuisson, cuisinière	6	32 A	32 A

Tableau 4- 2 : Caractéristiques des principaux circuits rencontrés dans un réseau résidentiel

Les appareils fonctionnant en courant continu sont alimentés avec de plus faibles valeurs de tensions et sont plus économes en énergie par rapport aux appareils alimentés avec un courant de 220 – 230 V AC. La répartition des charges à travers des circuits similaires est établie en fonction de :

- La tension du circuit qui en courant continu peut prendre des valeurs typiques et non restreintes à 12, 24, 48 V DC.
- La longueur du circuit.
- La puissance totale de la charge isolée sur un circuit spécialisé ou d'un groupement de charges pouvant être supportés par un circuit multipoint.

Le dimensionnement du circuit se base sur la formule permettant de déterminer la section du câble :

$$S = \frac{r_0 \times 2L \times I}{\Delta U} \quad (4.1)$$

Avec S : La section du câble en [mm²]

r_0 : La résistivité du matériau

(0,0225 [Ωmm²/m] pour le cuivre, 0,036 [Ωmm²/m] pour l'aluminium)

$2L$: La longueur totale (aller-retour) en [m]

I : Intensité du courant en [A]

ΔU : La chute de tension en [V]

La chute de tension entre l'origine de l'installation et tout point d'utilisation ne doit pas être supérieure à des valeurs spécifiées par la norme en vigueur. Dans le cas d'une installation alimentée par branchement à basse tension, à partir d'un réseau de distribution publique, la norme NFC 15-100 définit les valeurs maximales de 3% pour les points d'éclairage et de 5% pour les autres utilisations. En considérant une valeur de chute de tension de 5% et en choisissant des conducteurs en cuivre, on peut établir les tableaux ci-dessous :

Tension [V]	12	Section en [mm ²]					
Intensité Max	Puissance [W]	0,75	1	1,5	2,5	4	6
0,5	6	20,00	26,67	40,00	66,67	106,67	160,00
1	12	10,00	13,33	20,00	33,33	53,33	80,00
2	24	5,00	6,67	10,00	16,67	26,67	40,00
5	60	2,00	2,67	4,00	6,67	10,67	16,00
10	120	1,00	1,33	2,00	3,33	5,33	8,00
15	180	NA	NA	1,33	2,22	3,56	5,33
20	240	NA	NA	1,00	1,67	2,67	4,00
25	300	NA	NA	NA	1,33	2,13	3,20
30	360	NA	NA	NA	1,11	1,78	2,67

Tableau 4- 3 : Longueur des circuits DC pour une tension de 12 V

Tension [V]	24	Section en [mm ²]					
Intensité Max	Puissance [W]	0,75	1	1,5	2,5	4	6
0,5	12	40,00	53,33	80,00	133,33	213,33	320,00
1	24	20,00	26,67	40,00	66,67	106,67	160,00
2	48	10,00	13,33	20,00	33,33	53,33	80,00
5	120	4,00	5,33	8,00	13,33	21,33	32,00
10	240	2,00	2,67	4,00	6,67	10,67	16,00
15	360	1,33	1,78	2,67	4,44	7,11	10,67
20	480	1,00	1,33	2,00	3,33	5,33	8,00
25	600	NA	1,07	1,60	2,67	4,27	6,40
30	720	NA	NA	1,33	2,22	3,56	5,33

Tableau 4- 4 : Longueur des circuits DC pour une tension de 24 V

Tension [V]	48	Section en [mm ²]					
Intensité Max	Puissance [W]	0,75	1	1,5	2,5	4	6
0,5	24	80,00	106,67	160,00	266,67	426,67	640,00
1	48	40,00	53,33	80,00	133,33	213,33	320,00
2	96	20,00	26,67	40,00	66,67	106,67	160,00
5	240	8,00	10,67	16,00	26,67	42,67	64,00
10	480	4,00	5,33	8,00	13,33	21,33	32,00
15	720	2,67	3,56	5,33	8,89	14,22	21,33
20	960	2,00	2,67	4,00	6,67	10,67	16,00
25	1200	1,60	2,13	3,20	5,33	8,53	12,80
30	1440	1,33	1,78	2,67	4,44	7,11	10,67

Tableau 4- 5 : Longueur des circuits DC pour une tension de 48 V

De nouvelles configurations de circuits peuvent être envisagées avec des conducteurs de sections 0,75 ou 1 mm². Un circuit peut être soit dédiée à l'alimentation d'une charge de puissance élevée soit à l'alimentation d'un groupe de charges de faibles puissances. En plus des circuits de commandes permettant de contrôler chaque convertisseur DC/DC placé à l'entrée de chaque circuit, certains appareils peuvent être commandés individuellement grâce à des commandes tout ou rien ou des variateurs de tensions et d'intensités. Pour pouvoir transmettre les consignes de commandes au niveau de ces charges, les systèmes domotiques typiques basés sur l'utilisation de bus de terrains présentent des architectures utilisant deux types de circuits bien distincts :

- Un circuit à courant faible de l'ordre de 12 V DC (cas du bus CAN) servant à alimenter les circuits électroniques associés aux capteurs, actionneurs et unités de traitements des informations nécessitant un isolement galvanique par rapport au courant d'alimentation. Ce circuit est appelé circuit de commande.
- Un circuit à courant fort de l'ordre de 220 V AC servant à alimenter les différentes charges. Ce circuit est appelé circuit de puissance.

Définition 4.1 : Bus de terrain

Le bus de terrain est un système de réseau industriel utilisé pour le contrôle distribué en temps réel. Il relie les automates aux composants qui effectuent réellement le travail, tels que les capteurs, les actionneurs, les moteurs électriques, les voyants de console, les interrupteurs, les vannes et les contacteurs.

4.1.3 Technologies et standards de communications compatibles DC :

La domotique vise à apporter des solutions techniques pour répondre aux besoins de confort (gestion d'énergie, optimisation de l'éclairage et du chauffage), de sécurité (alarme) et de communication (commandes à distance, signaux visuels ou sonores, etc.) que l'on peut retrouver dans les maisons, les hôtels, les lieux publics... La plupart de ces applications nécessitent soit le déploiement d'un circuit à courant faible, soit l'utilisation de technologies à communication sans fils pour être opérationnels.

La norme NF C 15-100 a pour objectif de fournir les données de dimensionnement adéquates pour garantir le confort d'utilisation des usagers au présent, mais aussi d'anticiper les éventuelles évolutions des besoins dans le futur. Le guide UTE C 90-483 se portant sur le câblage résidentiel des réseaux de communications constitue un complément incontournable de la norme NF C 15-100 qui impose ; pour un logement neuf ; le précâblage des prises de communication et l'installation d'une gaine technique logement (GTL) qui regroupe en un seul emplacement toutes les arrivées des réseaux de puissances et de communication. Le réseau de communication ainsi constitué est encore appelé réseau VDI.

Définition 4.2 : Réseau VDI

Le réseau VDI est une alternative physique au Wi-Fi permettant d'envoyer le signal téléphonique, Internet, la télévision ou encore le réseau informatique local en provenance d'un boîtier VDI pour être distribué dans les bâtiments par des prises RJ45. Le boîtier VDI comprend des modules de brassage permettant de gérer toutes les connexions réseaux à courant faibles dans un seul tableau.

Les différents supports multimédias tels que télévisions, chaîne Hi-Fi, caméras numériques ou encore les ordinateurs peuvent être raccordés au réseau VDI par l'intermédiaire de leur port Ethernet. Certains appareils plus récents sont compatibles avec la technologie PoE (Power Over Ethernet) et peuvent être alimentés directement à partir d'un câble Ethernet auquel on a alloué deux paires parmi les quatre qu'il dispose (Figure 4- 1). L'alimentation électrique par câble Ethernet permet de faire passer ***une tension de 48 [V] jusqu'à 13 [W]*** de puissance électrique suivant la norme **IEEE 802.3af (PoE)** en plus des données allant de 100 [Mbps] à 1 [Gbps]. Il est possible d'utiliser une puissance comprise ***entre 24 et 30 [W]*** si l'équipement fournissant l'alimentation et le périphérique répondent tous les deux à la norme **IEEE 802.3at (PoE+)**. Le standard **IEEE P802.3bt**, également dénommé **4PPoE** (4-Pair Power over Ethernet) utilise les quatre paires d'un câble Ethernet, cette configuration permet de véhiculer une puissance électrique allant ***jusqu'à 90 [W]***. [68]

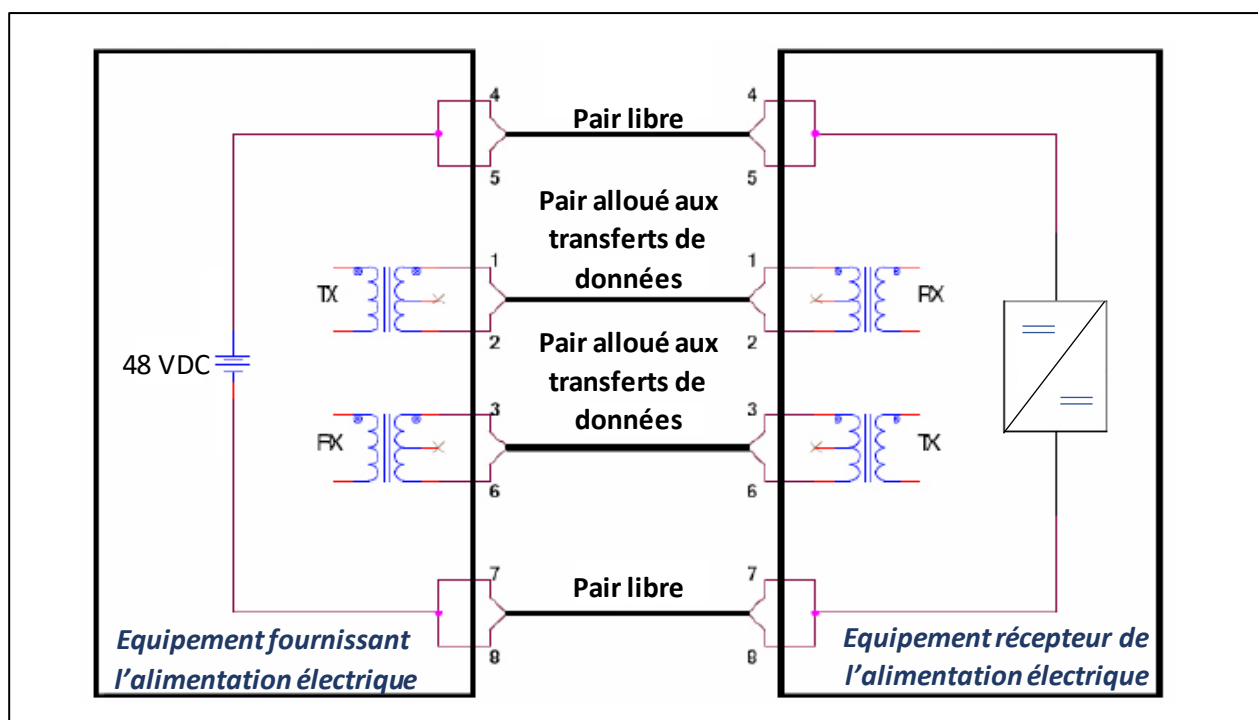


Figure 4- 1 : Principe du transfert de l'alimentation suivant la norme PoE

Il est possible d'alimenter plusieurs appareils à partir d'un switch PoE. La consommation énergétique d'un switch à 12 ports alimenté par un courant alternatif de 220 [V] pouvant délivrer jusqu'à 15,4 [W] chacun est d'environ 200 [W] lorsqu'ils sont tous utilisés. Il est également possible de raccorder des charges individuelles par le biais d'un injecteur PoE, d'un ordinateur ou encore d'une unité d'alimentation (onduleur, coffret pour batteries rackables...) disposant d'un port RJ45. Des technologies similaires ont été développées pour le port USB qui peut également exister sous forme de prise murale, de commutateur, d'adaptateur, de port de sortie d'un ordinateur ou celui d'une unité d'alimentation.

La nouvelle norme USB type-C est introduite avec l'USB 3.0 en août 2014. Avec une modification de l'aspect physique du port (voir Annexe 4), il est possible d'inverser son sens. Outre cet aspect pratique, l'USB type-C est compatible avec l'USB Power Delivery et grâce à la technologie DisplayPort ce type de port peut transmettre des signaux de type audio et vidéo.

Définition 4.3 : USB Power Delivery

Il s'agit d'une fonctionnalité du port USB type-C permettant de délivrer jusqu'à 100 W de puissance sur une tension maximale de 20 V au travers du câble USB, tout en maintenant la communication.

Lors de la connexion, les deux périphériques USB négocient la puissance à fournir. Chaque port USB indique les tensions et intensités avec lesquelles il est compatible. Les cinq profils suivants peuvent être rencontrés selon les caractéristiques du produit USB :

- Profil 1 : 5 [V] & 2 [A] (10 [W])
- Profil 2 : 5 [V] & 2 [A] et 12 [V] & 1,5 [A] (18 [W])
- Profil 3 : 5 [V] & 2 [A] et 12 [V] & 3 [A] (36 [W])
- Profil 4 : 5 [V] & 2 [A] et 12 [V] & 3 [A] ou 20 [V] & 3 [A] (60 [W])
- Profil 5 : 5 [V] & 2 [A] et 12 [V] & 3 [A] ou 20 [V] & 5 [A] (100 [W])

Chaque charge répondant aux normes PoE et USB type-C peut donc émettre et recevoir des informations sur les lignes allouées aux transferts de données. Cette caractéristique leur permet de bénéficier du plug & play et d'être reconnu automatiquement par le système de gestion du domaine. Pour les autres types de charges, ces lignes de communications doivent être soit matérialisées par un bus de terrain, soit substituées par des modules de communications sans fils par ondes radios ou par infrarouge. Les codeurs CPL constituent une alternative permettant d'envoyer les informations sur les lignes de distribution de l'alimentation électrique du bâtiment. La Figure 4- 2 illustre les différentes architectures de circuits pouvant exister dans un micro-réseau à courant continu.

On peut rencontrer les cinq types de circuits suivants :

- ① Un circuit dédié alimentant une charge fonctionnant en régime alternatif.
- ② Un circuit alimentant plusieurs charges fonctionnant en régime alternatif. Cette catégorie regroupe le réseau d'éclairage ainsi que les prises de courants. En adoptant des charges DC compatibles avec l'USB Power Delivery (ou avec la norme PoE), il est possible de réaliser un réseau hybride par l'installation de prises USB (ou d'injecteurs PoE).
- ③ Un circuit dédié alimentant une charge fonctionnant en régime continu. Plusieurs valeurs de tensions peuvent coexister dans un micro-réseau DC.
- ④ Un circuit alimentant plusieurs charges fonctionnant en régime continu. Des convertisseurs DC/DC intermédiaires ainsi que plusieurs niveaux de tensions peuvent coexister dans un même circuit. Des lignes dédiées aux transports de données peuvent être incluses dans le même câble utilisé pour le transport de l'alimentation électrique.

Un réseau de charges connectées en étoile, compatibles avec une norme spécifique telle que PoE (ou USB type-C).

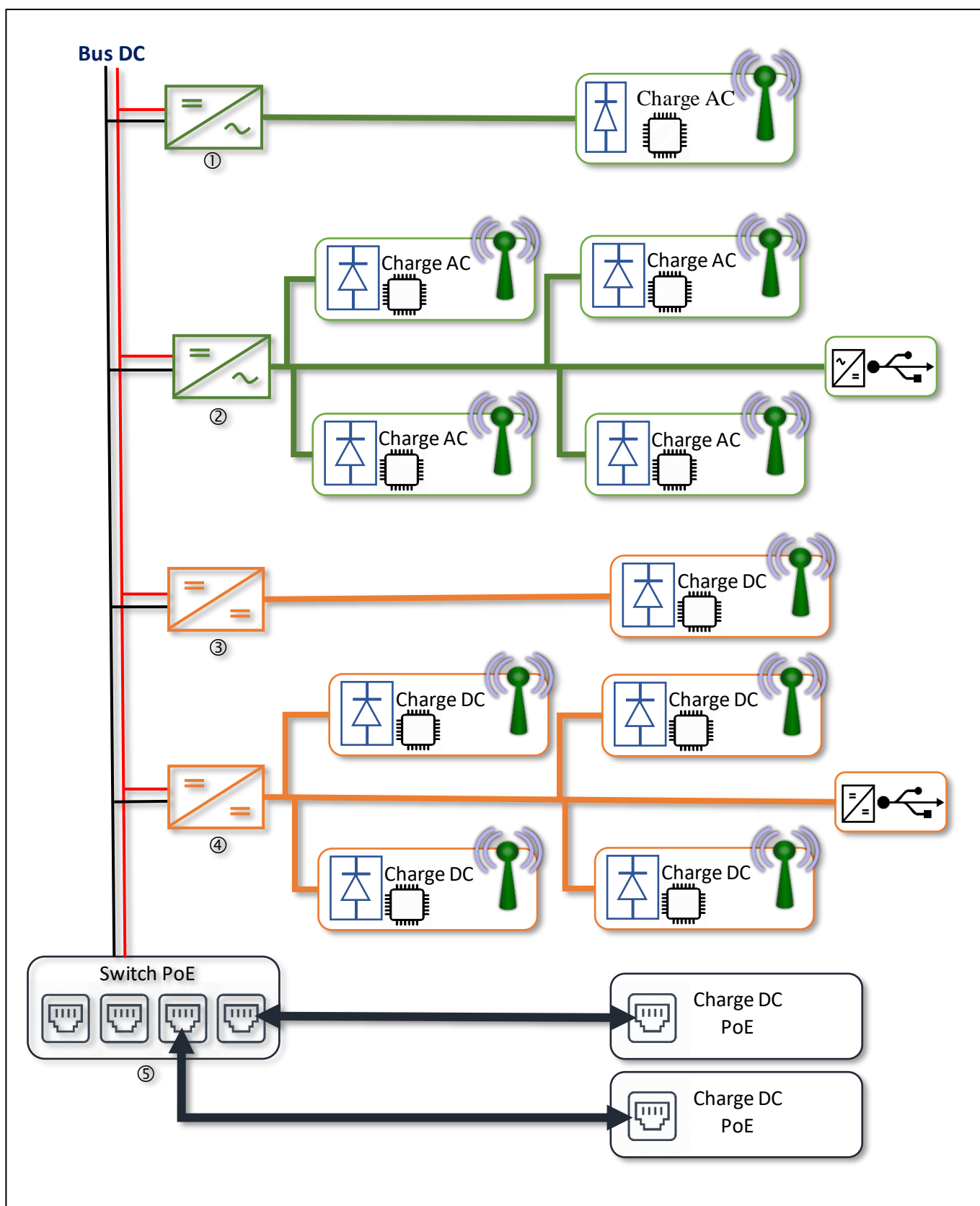


Figure 4- 2 : Architecture des différents circuits existants dans un micro-réseau DC



: Désigne que la charge dispose d'un module de traitement de l'information interne.



: Désigne que la charge dispose d'un module de communication pouvant être soit par voie filaire courant faible, soit sans fils, soit par courant porteur.



: Désigne que la charge peut être commandée soit par des commandes tout ou rien, soit par des variateurs.



: Désigne une (ou plusieurs) prise(s) USB



: Désigne un port Ethernet

4.2 Méthodologie de commande des convertisseurs DC-DC :

4.2.1 Choix du convertisseur DC-DC :

Comme il a été développé dans le chapitre 2, plusieurs topologies d'alimentations à découpages peuvent être utilisées pour réaliser des convertisseurs DC-DC. On peut distinguer les hacheurs qui peuvent être de type abaisseur de tension appelé encore Buck ou hacheur série, ou élévateur de tension, appelé Boost ou hacheur parallèle. Il existe aussi des hacheurs capables de travailler des deux manières Buck-Boost (hacheur série-parallèle). Le principal inconvénient des hacheurs est l'absence d'isolation galvanique. L'isolation galvanique est assurée par un transformateur dans le cas des convertisseurs de type flyback, forward ou encore des convertisseurs utilisant les différentes structures de ponts (pont complet, demi-pont, NPC...). Les principales caractéristiques de ces convertisseurs sont récapitulées dans le Tableau 4- 6.

Type	Puissance [W]	Rendement typique	Coût relatif	Tension d'entrée [V]	Isolation	Remarques
Buck	0-1000	75%	1	5-1000	NON	Abaisseur
Boost	0-150	78%	1	5-600	NON	Elévateur
Buck-boost	0-150	78%	1	5-600	NON	Tension de sortie inversée
Flyback	20-200	78%	1	5-600	OUI	Sorties multiples
Forward	30-500	78%	1,2	5-600	OUI	Sorties multiples
Demi-pont	150-1000	72%	1,9	50-1000	OUI	
Pont complet	500-5000	69%	>2	50-1000	OUI	
NPC	>1000		>2		OUI	

Tableau 4- 6 : Caractéristiques des principaux convertisseurs DC-DC

Ces convertisseurs utilisent la technique de la modulation de l'impulsion qui permet, en fonction du cycle de service d'un élément de commutation, de bloquer le flux d'énergie de l'entrée à la sortie et ainsi réaliser une régulation de tension. Les avantages de ces convertisseurs incluent la réduction significative de l'utilisation des transformateurs et des composants de stockage d'énergie. Étant donné que les convertisseurs à découpage peuvent fonctionner à des fréquences élevées, des petits transformateurs avec un noyau en ferrite peuvent être utilisés. Cependant, il existe certains inconvénients comme l'augmentation du bruit, qui est présent à la fois à l'entrée et à la sortie de l'alimentation, en raison des actions de commutations des dispositifs à semi-conducteurs. De plus, le circuit de commande utilisé est beaucoup plus complexe par rapport aux régulateurs de tensions linéaires.

L'utilisation d'un convertisseur DC-DC présentant une structure en demi-pont convient à la plage de puissance requise pour alimenter des circuits alimentant des charges ou groupements de charges DC décrits dans le Tableau 4- 1. La figure 4.3 représente les configurations typiques applicables pour l'alimentation des charges. On peut constater qu'en actionnant alternativement les transistors S_1 et S_2 , la tension à l'entrée du transformateur correspond à la moitié de la tension injectée V_{in} . Compte tenu de cette réduction de tension, une configuration en pont complet est plus adéquate pour des applications en élévateur de tension (cas des sources) ainsi que pour des applications bidirectionnelles (cas des systèmes de stockages et charges pouvant fournir une source d'alimentation).

4.2.2 Modélisation des convertisseurs commandés par modulation de la largeur de l'impulsion [21][34]:

En utilisant un transformateur idéal avec un rapport de transformation égal à $1/n$, la fonction de transfert en tension du convertisseur demi-pont a pour expression :

$$M_{VDC} = \frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{D}{n} \text{ avec } D \leq 0,5 \quad (4.2)$$

Avec

$$D = \frac{\tau}{T} \quad (4.3)$$

Où : D : Est le cycle de travail de l'organe commande.

τ : Est la durée moyenne des impulsions commandant les actionneurs S_1 et S_2 durant une période T .

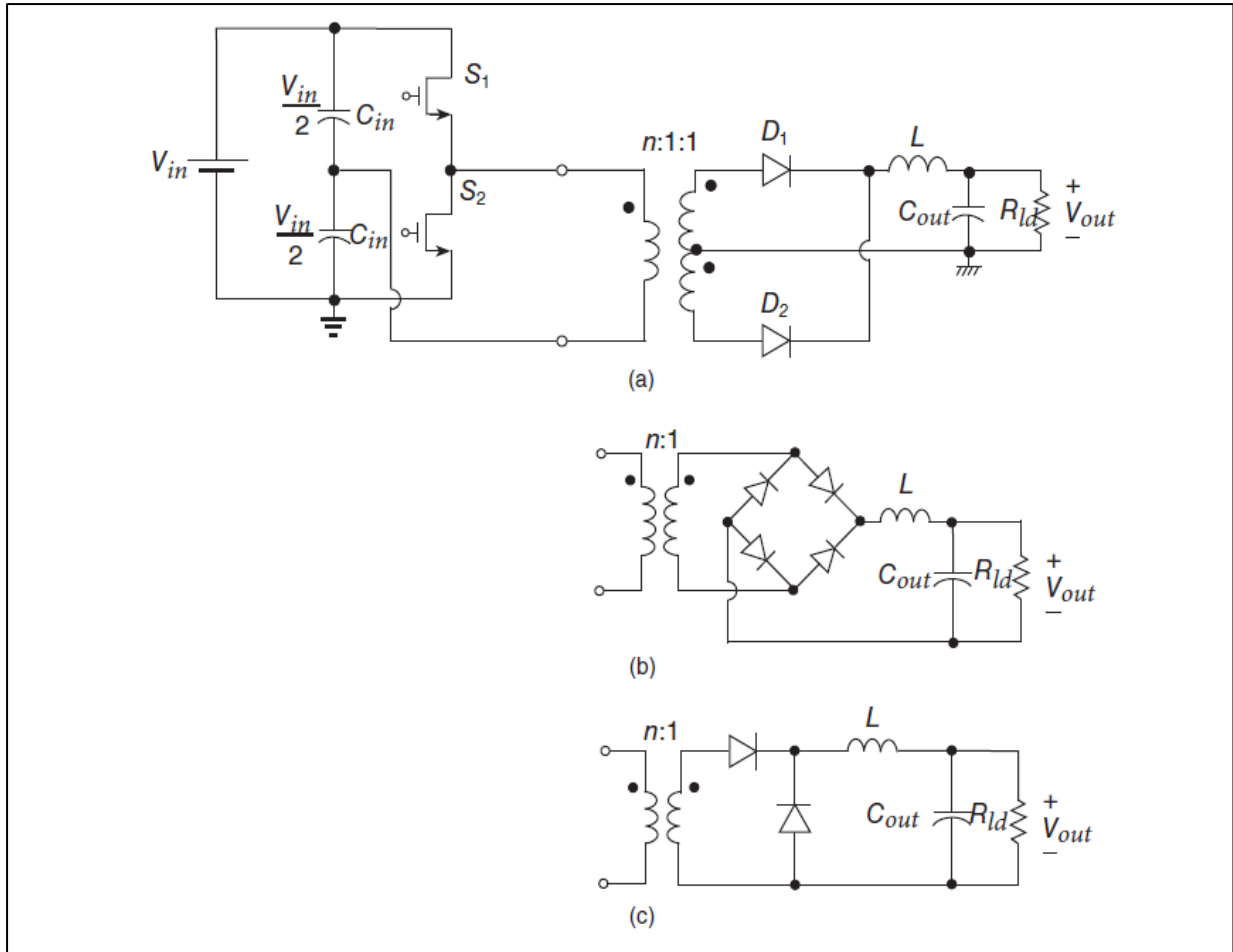


Figure 4- 3 : Les configurations typiques d'un convertisseur DC-DC en demi-pont, a) Avec un redresseur pleine onde, b) Avec un redresseur en pont de Graetz, c) Avec un redresseur en demi-pont.

Démonstration 4.1 :

♣ En donné qu'un transformateur fonctionne avec un courant alternatif, la structure en demi-pont, en plus de faire varier la valeur moyenne de la tension de sortie aura pour rôle de varier la tension continue à son entrée, en une tension alternative de période T.

Durant l'intervalle de temps $0 < t \leq \tau$ avec $\tau \leq 0,5T$:

S_1 est fermé et S_2 ouvert. La tension aux bornes de l'inductance L est donné par :

$$v_L(t) = \frac{V_{in}}{2n} - V_{out} = L \frac{di_L(t)}{dt}$$

Le courant à travers l'inductance L a pour expression :

$$i_L(t) = \frac{1}{L} \int_0^t v_L(t) dt + i_L(0) = \frac{1}{L} \int_0^t \left(\frac{V_{in}}{2n} - V_{out} \right) dt + i_L(0)$$

$$i_L(t) = \frac{\frac{V_{in}}{2n} - V_{out}}{L} t + i_L(0)$$

La valeur maximale est atteinte lorsque $t = \tau$:

$$i_{LMAX} = \frac{\frac{V_{in}}{2n} - V_{out}}{L} \tau + i_L(0)$$

Durant l'intervalle de temps $\tau < t \leq 0,5T$:

S_1 et S_2 sont ouverts, les diodes placées sur le circuit secondaire deviennent passantes rendant possible le passage d'un courant à travers le circuit fermé. La tension aux bornes de l'inductance est donnée par :

$$v_L(t) = -V_{out} = L \frac{di_L(t)}{dt}$$

Le courant à travers l'inductance a pour expression :

$$i_L(t) = \frac{1}{L} \int_{\tau}^t v_L(t) dt + i_L(\tau) = \frac{1}{L} \int_{\tau}^t -V_{out} dt + i_L(\tau)$$

$$i_L(t) = -\frac{V_{out}}{L} (t - \tau) + i_L(\tau)$$

La valeur minimale est atteinte lorsque $t = 0,5T$

$$i_{Lmin} = -\frac{V_{out}}{L} (0,5T - \tau) + i_L(\tau)$$

En développant $i_L(\tau)$, on obtient :

$$i_{Lmin} = -\frac{V_{out}}{L} (0,5T - \tau) + \frac{\frac{V_{in}}{2n} - V_{out}}{L} \tau + i_L(0)$$

Pour chaque période, on peut affirmer que $i_L(0) = i_{Lmin}$, finalement, on obtient l'égalité :

$$\left(\frac{V_{in}}{2n} - V_{out} \right) \tau = V_{out} (0,5T - \tau)$$

Compte tenu de 4.3, on obtient :

$$M_{VDC} = \frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{\tau}{2n \times 0,5T} = \frac{D}{n} \text{ avec } D \leq 0,5 \text{ (ce qui vérifie 4.2)}$$

Durant l'intervalle de temps $0,5T < t \leq T$:

S_1 est ouvert et S_2 fermé, un courant négatif de durée τ sera traverser le transformateur avant d'être redressé par les diodes. En utilisant les mêmes raisonnements que précédemment, le courant traversant l'inductance vaut :

$$\begin{cases} i_L(t) = \frac{\frac{V_{in}}{2n} - V_{out}}{L} (t - 0,5T) + i_{Lmin} \text{ pour } 0,5T < t \leq 0,5T + \tau \\ i_L(t) = -\frac{V_{out}}{L} (t - \tau) + i_{LMAX} \text{ pour } 0,5T + \tau < t \leq T \end{cases}$$

Avec

$$i_L(0,5T + \tau) = i_{LMAX} \text{ et } i_L(T) = i_{Lmin}$$

On peut également vérifier l'équation 4.2.



En ramenant la valeur moyenne du cycle de travail D à sa valeur moyenne sur une période T , l'équation 4.2 sera équivalent à :

$$M_{VDC} = \frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{D}{2n} \text{ avec } D \leq 1 \quad (4.4)$$

Le courant circulant à travers S_1 a pour valeur :

$$i_{S_1}(t) = \begin{cases} \frac{I_{out}}{2n} \text{ pour } 0 < t \leq D.T \\ 0 \text{ pour } D.T < t \leq T \end{cases} \quad (4.5)$$

Le courant absorbé à l'entrée du convertisseur est obtenu à partir de la relation :

$$I_{in} = \frac{1}{T} \int_0^{D.T} i_{S_1}(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^{D.T} \left(\frac{I_{out}}{2n} \right) dt = \frac{D \cdot I_{out}}{2n} \quad (4.6)$$

Il en résulte la fonction de transfert en courant :

$$M_{IDC} = \frac{I_{out}}{I_{in}} = \frac{2n}{D} \quad (4.7)$$

Les diverses expressions du rendement qui suivent sont valables à la fois pour des convertisseurs avec ou sans pertes :

$$\eta_{convert} = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{out} I_{out}}{V_{in} I_{in}} = M_{VDC} M_{IDC} = \frac{2nV_{out}}{DV_{in}} \quad (4.8)$$

La fonction de transfert par rapport au cycle de travail D peut également être déduite de cette égalité :

$$\frac{V_{out}}{D} = \eta_{convert} \frac{V_{in}}{2n} \quad (4.9)$$

L'ensemble constitué par la structure en demi-pont ainsi que le transformateur peut donc être vu comme étant un gain proportionnel de valeur $K_{convert}$

$$K_{convert} = \eta_{convert} \frac{V_{in}}{2n} \quad (4.10)$$

Notre objectif est la réalisation d'un convertisseur commandable permettant de garantir une alimentation stable de charges DC. Une structure de convertisseur en demi-pont permet de commander la tension de sortie en agissant sur le cycle de travail D. Les paramètres de sortie commandables dans ce type de convertisseur sont la tension ainsi que le courant à la sortie tels que :

$$\begin{aligned} V_{out}(t) &= v_{C_{out}}(t) \\ I_{out}(t) &= i_L(t) - i_{C_{out}}(t) \end{aligned} \quad (4.11)$$

Le schéma bloc du système de contrôle du cycle de travail D est représenté sur la figure ci-dessous.

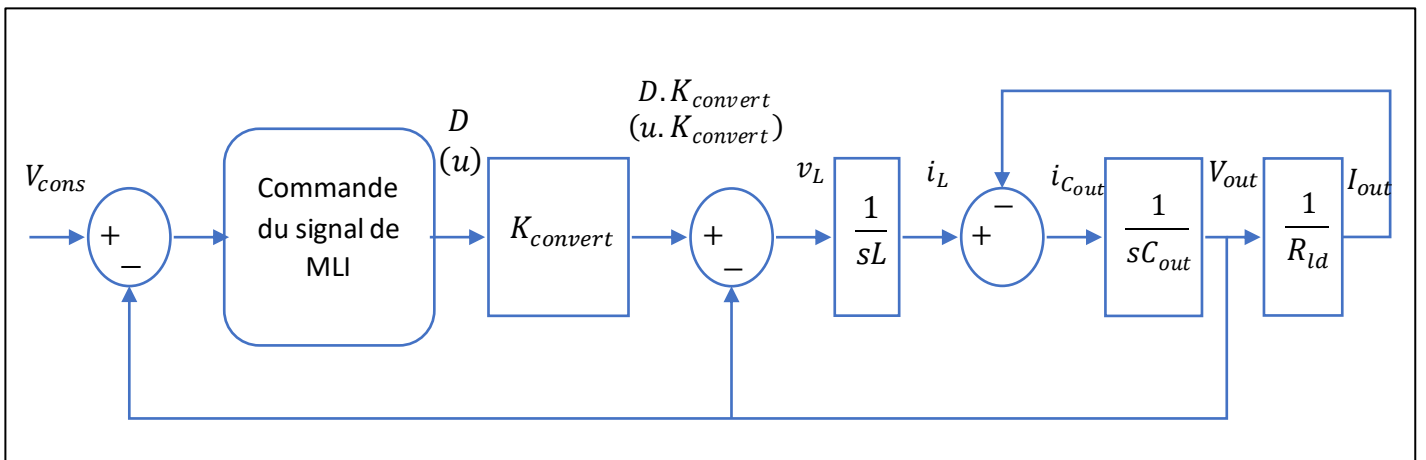


Figure 4- 4 : Schéma-bloc de la boucle de régulation de tension à la sortie du convertisseur

Les convertisseurs de puissance DC/DC modulés en largeur d'impulsion fonctionnant à une fréquence de commutation élevée sont une classe de systèmes ayant des structures qui varient cycliquement. De tels systèmes sont intrinsèquement non linéaires car la fonction de contrôle implique de faire varier les durées relatives des structures constituantes. Les pratiques de conception existants utilisent principalement des stratégies de commande en mode tension et en mode courant qui sont basées sur un petit signal linéaire

Le contrôle en mode glissant (SMC) est une méthode de contrôle non linéaire qui est particulièrement bien adaptée aux convertisseurs de puissance DC/DC fonctionnant avec des sources d'alimentation et des charges qui varient largement et de manière non linéaire. Cette méthode offre des performances de contrôle rapides et stables de façon constante. De plus, parmi toutes les techniques de commande non linéaire existantes, cette commande est sans doute de loin la plus pratique à mettre en œuvre en raison de sa simplicité et de son faible coût.

Définition 4.4 : Le contrôle en mode glissant (en anglais, Sliding Mode Control ou SMC)

Le SMC est une méthode de contrôle non linéaire qui modifie la dynamique d'un système non linéaire en appliquant un signal de contrôle discontinu (ou plus rigoureusement, un signal de contrôle à valeur définie) qui force le système à "glisser" le long d'une coupe transversale du comportement normal du système.

En particulier, les contrôleurs SM basés sur la MLI à fréquence fixe peuvent être facilement mis en œuvre sous forme numérique en utilisant des microcontrôleurs bon marché, des processeurs de signaux numériques (DSP) ou des circuits logiques programmables sur site (FPGA), ou sous forme analogique en utilisant quelques composants discrets simples.

Définition 4.5 : Un microcontrôleur

Un microcontrôleur est un circuit intégré qui rassemble les éléments essentiels d'un ordinateur : processeur, mémoires (mémoire morte et mémoire vive), unités périphériques et interfaces d'entrées-sorties.

Définition 4.6 : Un processeur de signaux numériques (en anglais Digital Signal Processor (DSP))

Un DSP est un microprocesseur optimisé pour exécuter des applications de traitement numérique du signal (filtrage, extraction de signaux...) le plus rapidement possible.

Définition 4.7 : FPGA (Field-programmable Gate Array)

Un FPGA est un circuit intégré conçu pour être configuré par un client ou un concepteur après sa fabrication d'où le terme "programmable par l'utilisateur".

4.2.3 Dimensionnement du contrôleur hystérétique en mode glissant :

a. Principe de la méthode [16],[39],[42]:

Considérons un système incertain de premier ordre modélisé par :

$$\dot{x}(t) = ax(t) + bu(t) + \rho(x, t) \quad (4.12)$$

Où $x(t) \in \mathbb{R}$: est une variable d'état du système.

$u(t) \in \mathbb{R}$: est l'entrée de commande.

a et b : des constantes non nulles.

$\rho(x, t)$: représente une incertitude dont on connaît les valeurs limites.

En général, les applications typiques utilisant la technique du SMC ont pour objectif d'obtenir une valeur de sortie convergeant vers zéro. Donc, pour stabiliser un système incertain décrit par l'équation 4.9, on peut appliquer une loi de commande telle que : si $x(t) > 0$ alors $\dot{x}(t)$ doit être négatif et vice versa. Considérons la commande suivante :

$$u(t) = -b^{-1} \left(a \cdot x(t) + Q \cdot \text{sign}(x(t)) \right) \quad (4.13)$$

Où $\text{sign}(\cdot)$: est la fonction signe

Q : est choisie à partir de la relation suivante.

$$|\rho(x, t)| \leq Q \quad (4.14)$$

En substituant l'expression de la commande $u(t)$ dans 4.9, on obtient :

$$\dot{x}(t) = -Q \cdot \text{sign}(x(t)) + \rho(x, t) \quad (4.15)$$

Le système ainsi obtenu aura pour sortie des valeurs qui commutent autour de la ligne $x(t) = 0$. Cette ligne est appelée surface de glissement et est généralement notée par s . Pour un système d'ordre supérieur à 1 :

$$s(x, t) = c^T x(t) \quad (4.16)$$

Si la fréquence de commutation est très élevée (à une fréquence infinie plus précisément), alors la sortie $x(t) = 0$ peut être maintenu de manière cohérente.

L'autre approche pour analyser le mouvement en mode glissant, qui est largement acceptée par la communauté, est le contrôle équivalent. Dans cette approche, le contrôle discontinu (qui apporte le mode glissant $s(x,t) = 0$) est remplacé par un contrôle linéaire. Le contrôle linéaire est appelé contrôle équivalent et est obtenu en fixant $\dot{s}(x,t) = 0$ pour le système nominal.

En pratique, en raison de la fréquence de commutation finie, des imperfections de commutation et de la présence d'une dynamique non modélisée, le mode glissant idéal n'est pas possible. La trajectoire de l'état est comprise dans une couche limite autour définie autour de $s(x,t) = 0$. Le contrôle équivalent se traduit donc comme étant la moyenne du contrôle discontinu qui se produit à haute fréquence pour garantir que $s(x,t) = 0$.

L'objectif du contrôle en mode glissant est d'assurer un mouvement de glissement en temps fini à partir d'une condition initiale arbitraire. Comme nous l'avons observé dans le cas d'un système du premier ordre où la surface de glissement est $s(x,t) = x(t)$, les signes de $s(x,t)$ et $\dot{s}(x,t)$ doivent être opposés pour garantir une durée finie. Dans le cas d'un système généralisé à l'ordre n , les conditions suivantes doivent être remplies :

$$\begin{cases} \lim_{s \rightarrow 0^+} \dot{s}(x,t) < 0 \\ \lim_{s \rightarrow 0^-} \dot{s}(x,t) > 0 \end{cases} \quad (4.17)$$

b. Commande hystérétique en mode glissant :

Dans une MLI, le générateur d'impulsions délivre à sa sortie deux états possibles. Ce type de commande est appelé commande hystérétique ou commande bang-bang.

Définition 4.8 : Commande hystérétique, commande bang-bang.

Une commande hystérétique est un contrôleur à retour d'état qui bascule brusquement entre deux états.

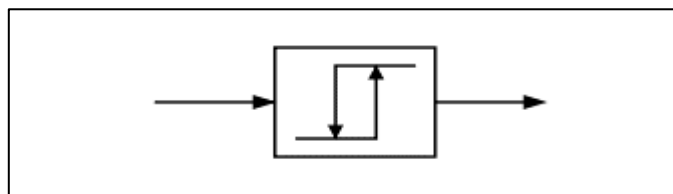


Figure 4- 5 : Symbole d'une commande hystérétique

La loi de commande d'une commande hystérétique peut s'écrire :

$$u = \frac{1}{2}(1 + \text{sign}(s)) \quad (4.18)$$

A partir de la figure 4.4, on peut définir comme paramètre d'entrée du contrôleur hystérétique l'erreur de tension définie par : $x_1 = V_{ref} - V_{out}$. Par analogie au correcteur PID classique, la dérivée ainsi que l'intégrale de cette erreur constituent également utilisées comme éléments d'entrées pour le contrôleur hystérétique. Ce qui nous amène au vecteur d'état suivant :

$$x(t) = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ref} - V_{out} \\ \frac{d(V_{ref} - V_{out})}{dt} \\ \int (V_{ref} - V_{out}) dt \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{V_{out}}{R_{ld} C_{out}} + \int \frac{V_{out} - u \cdot K_{convert}}{L \cdot C_{out}} dt \\ \int x_1 dt \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

Le diagramme représentant le contrôleur hystérétique traitant ce vecteur d'état est représenté sur la figure ci-dessous.

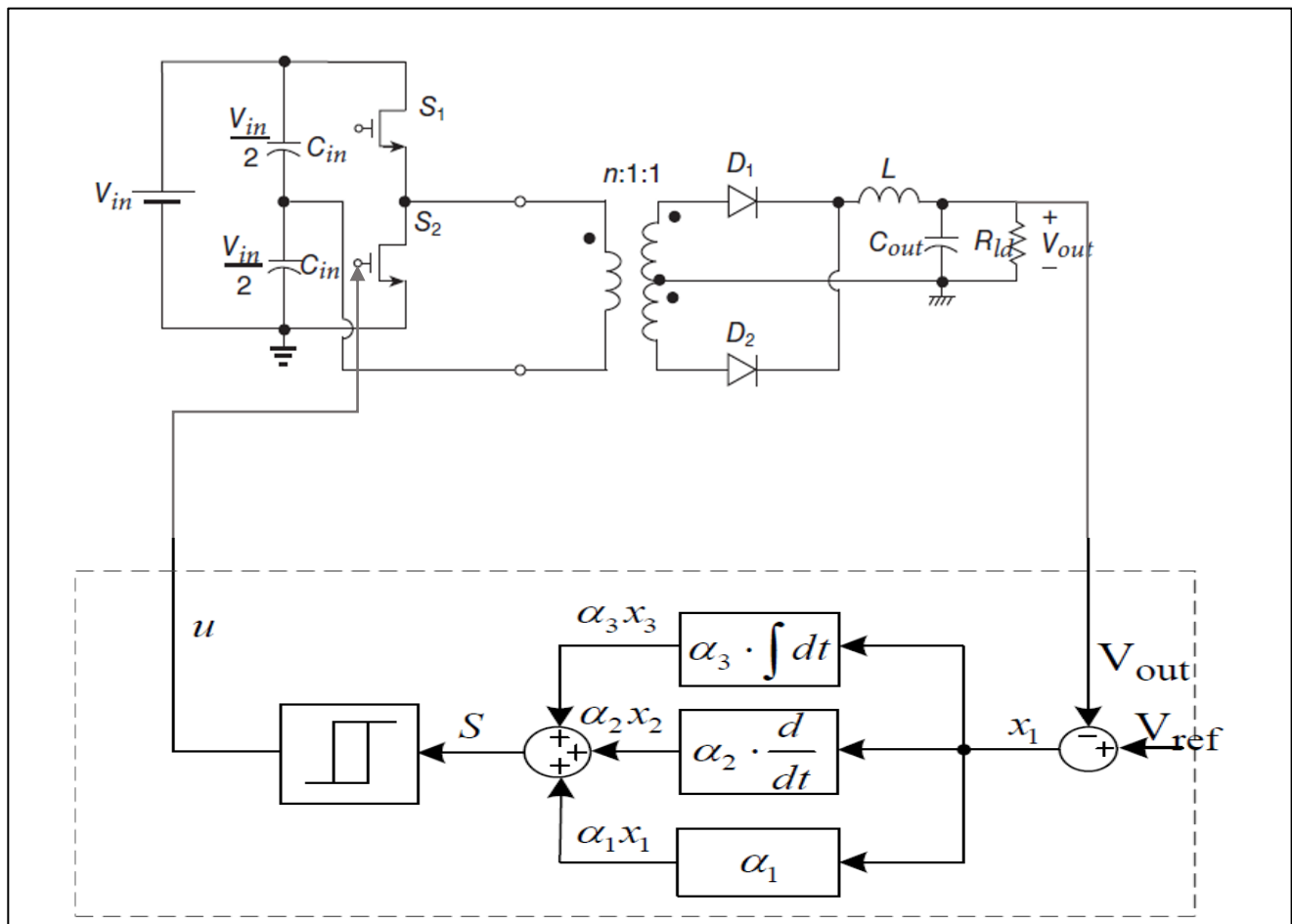


Figure 4- 6 : Commande hystérétique en mode glissant utilisée pour la commande d'un convertisseur DC-DC utilisant une structure en demi-pont

On en déduit le plan de glissement :

$$s = \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \alpha_3 x_3 = c^T x(t) \quad (4.20)$$

En dérivant, on obtient :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{x}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{R_{ld} C_{out}} & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{K_{convert}}{L \cdot C_{out}} \\ 0 \end{bmatrix} u + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{V_{out}}{L \cdot C_{out}} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

Cette équation est de la forme $\dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) + D$, la commande équivalente $u_{\acute{e}q}(t)$ est obtenue en résolvant $\dot{s} = 0$:

$$\dot{s} = c^T Ax + c^T Bu_{\acute{e}q}(t) + c^T D = 0 \quad (4.22)$$

$$u_{\acute{e}q} = -[c^T B]^{-1} c^T [Ax + D] \quad (4.23)$$

$$u_{\acute{e}q} = \frac{1}{K_{convert}} \left(L \left(\frac{1}{R_{ld} C_{out}} - \frac{\alpha_1}{\alpha_2} \right) i_{C_{out}} + \frac{\alpha_3 L \cdot C_{out}}{\alpha_2} (V_{ref} - V_{out}) + V_{out} \right) \quad (4.24)$$

c. Détermination des coefficients du contrôleur :

La réponse dynamique du contrôleur en mode glissant est décrite comme suit :

$$\alpha_1 x_1 + \alpha_2 \frac{dx_1}{dt} + \alpha_3 \int x_1 dt = 0 \quad (4.25)$$

A partir de cette équation différentielle, on peut obtenir une équation standard de second ordre :

$$\ddot{x}_1 + 2\zeta\omega_n\dot{x}_1 + \omega_n^2 x_1 \quad (4.26)$$

Où $\omega_n = \sqrt{\frac{\alpha_3}{\alpha_2}}$: Représente la pulsation propre.

$\zeta = \frac{\alpha_1}{2\sqrt{\alpha_2 \alpha_3}}$: Représente le facteur d'amortissement.

Lorsque $0 \leq \zeta \leq 1$ la constante de temps T_s est obtenue par la relation :

$$T_s = \frac{1}{\zeta\omega_n} = 2 \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \quad (4.27)$$

On obtient :

$$\frac{\alpha_1}{\alpha_2} = \frac{2}{T_s} \quad (4.28)$$

$$\frac{\alpha_3}{\alpha_2} = \frac{1}{T_s^2 \zeta^2} \quad (4.29)$$

A partir de l'équation 4.21, on peut définir des constantes K_1 et K_2 , tels que :

$$u_{eq} = \frac{1}{K_{convert}} (K_1 \cdot i_{C_{out}} + K_2 (V_{ref} - V_{out}) + V_{out}) \quad (4.30)$$

Avec :

$$\begin{cases} K_1 = L \left(\frac{1}{R_{ld} C_{out}} - \frac{\alpha_1}{\alpha_2} \right) = L \left(\frac{1}{R_{ld} C_{out}} - \frac{2}{T_s} \right) \\ K_2 = \frac{\alpha_3 L \cdot C_{out}}{\alpha_2} = \frac{L \cdot C_{out}}{T_s^2 \zeta^2} \end{cases} \quad (4.31)$$

On constate que :

- ❖ La valeur de la constante K_1 est dépendante de la charge R_{ld} . Dans le cas d'un convertisseur placé en amont d'un circuit alimentant plusieurs charges « plug & play » connectés de façon asynchrone et de puissances différentes, R_{ld} et K_1 deviennent des paramètres variables dans le temps. La mise en œuvre d'un contrôleur numérique est dans ce cas plus indiquée par rapport à un contrôleur analogique. La valeur de R_{ld} devra alors être prélevée en temps réel et introduite en tant que paramètre d'entrée du contrôleur.
- ❖ Les variables introduites à l'entrée du contrôleur sont la tension de sortie V_{out} , l'erreur de tension $(V_{ref} - V_{out})$ et le courant à la sortie du condensateur $i_{C_{out}}$.

4.3 Simulations et Résultats :

4.3.1 Simulation 1 : Modèle du convertisseur en demi-pont avec contrôleur hystérétique en mode glissant :

a. Objectif :

Réaliser dans un outil de simulation un modèle du convertisseur DC-DC avec structure en demi-pont commandé par MLI en utilisant une commande hystérétique en mode glissant.

b. Données :

❖ Tensions :

- A l'entrée du convertisseur : $V_{in} = 500$ [VDC].
- Consignes de sorties : $V_{out1} = 12$ [VDC], $V_{out2} = 24$ [VDC], $V_{out3} = 48$ [VDC].

❖ Transformateur idéal :

- Nombre de spires de l'enroulement primaire : $N1 = 300$.
- Nombre de spires de l'enroulement secondaire : $N2 = 75$.

❖ Filtre L-C :

- Inductance : $L = 4.10^{-3}$ [H].
- Condensateur : $C_{out} = 470.10^{-6}$ [F].

❖ Charge :

- Résistance : $R_{ld} = 10$ [Ω].

❖ Contrôleur hystérétique en mode glissant (comportement souhaité) :

- Temps de réponse : $T_s = 0,01$ [s].
- Facteur d'amortissement : $\zeta = 0,8$.

c. Modélisation sous Simulink :

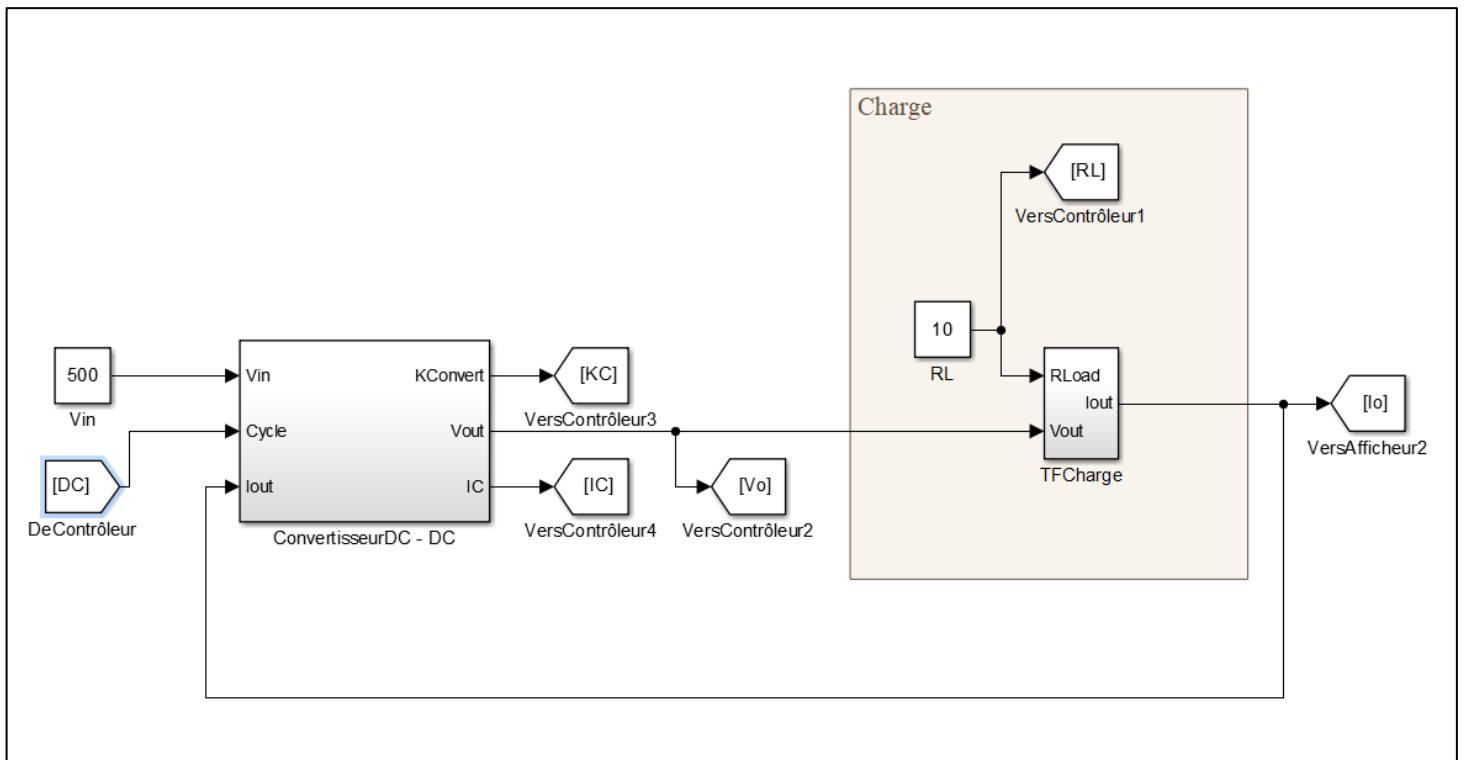


Figure 4- 7 : Modèle du convertisseur DC-DC alimentant une charge d'impédance RL

Les modélisations des sous-systèmes suivants : TFCharge, KConvert, Demi-pont, Transfo, Coef1 et Coef2 sont données dans l'Annexe 5 de ce document. Le cycle de travail obtenu à la sortie du contrôleur en mode glissant sera utilisé comme commande à l'entrée du contrôleur hystérétique. Un générateur d'impulsions représenté sur la *Figure 4- 11* permet d'alternier l'allumage des commutateurs S_1 et S_2 . Un circuit d'essai équivalent au modèle présenté sur la *Figure 4- 7* peut être commandé à partir des signaux MLI1 et MLI2 comme illustré sur la *Figure 4- 12*.

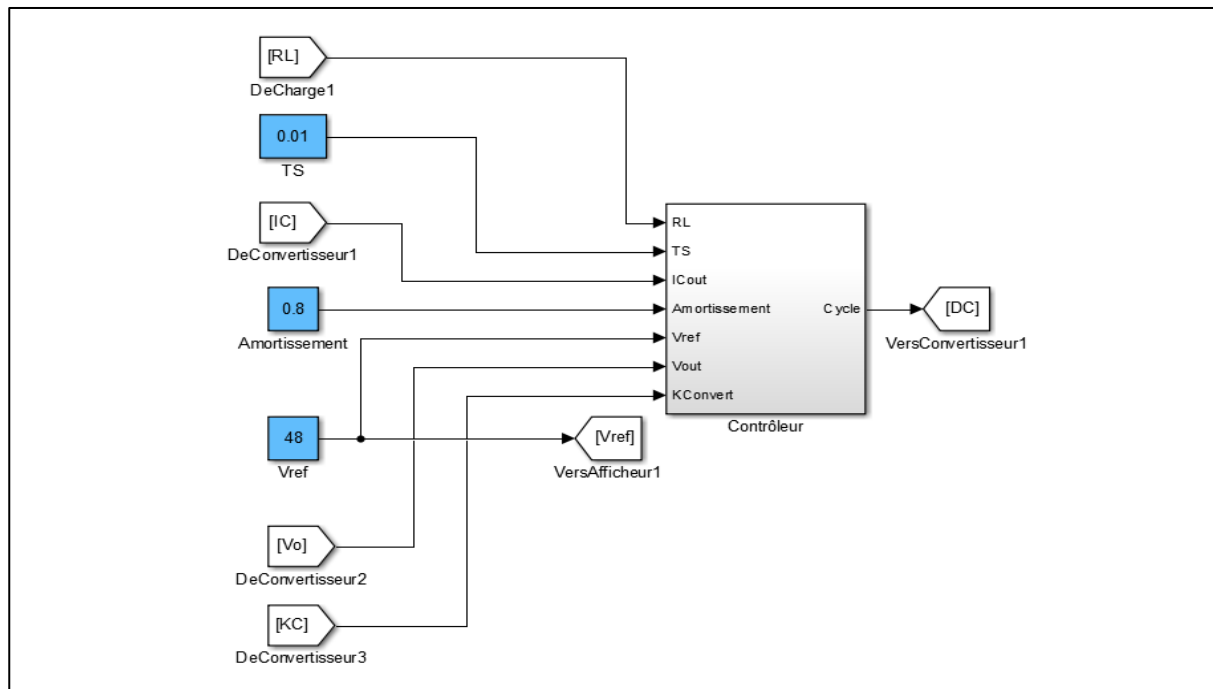


Figure 4- 8 : Modélisation externe du contrôleur en mode glissant

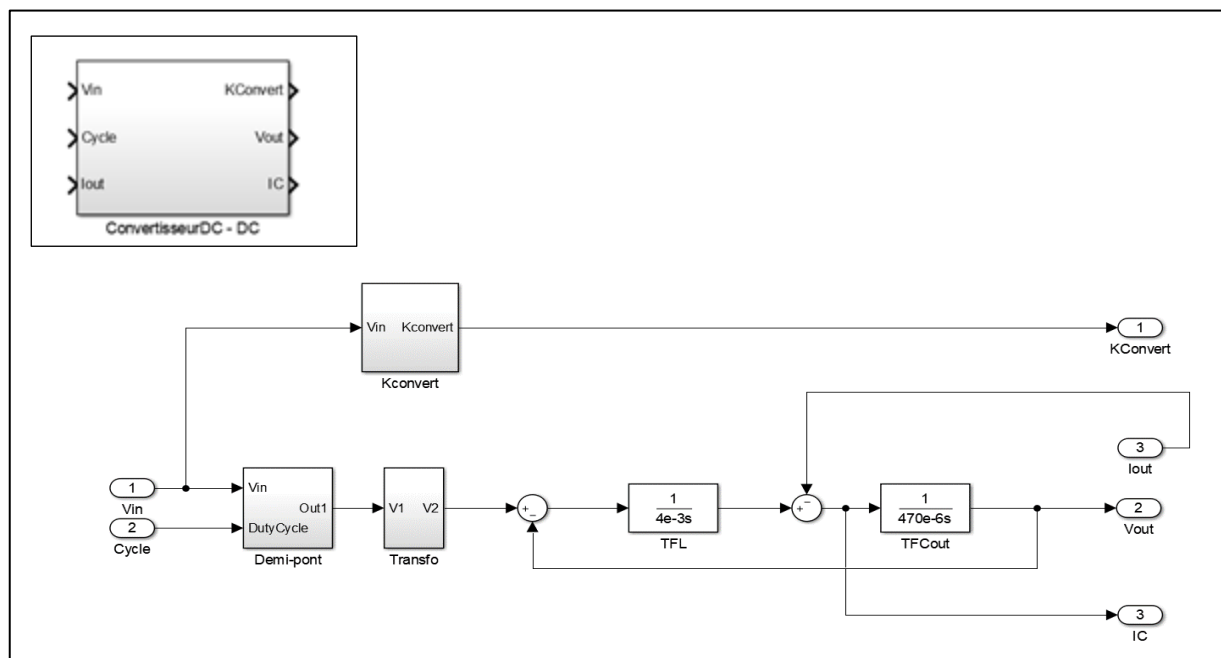


Figure 4- 9 : Modèle du convertisseur DC-DC

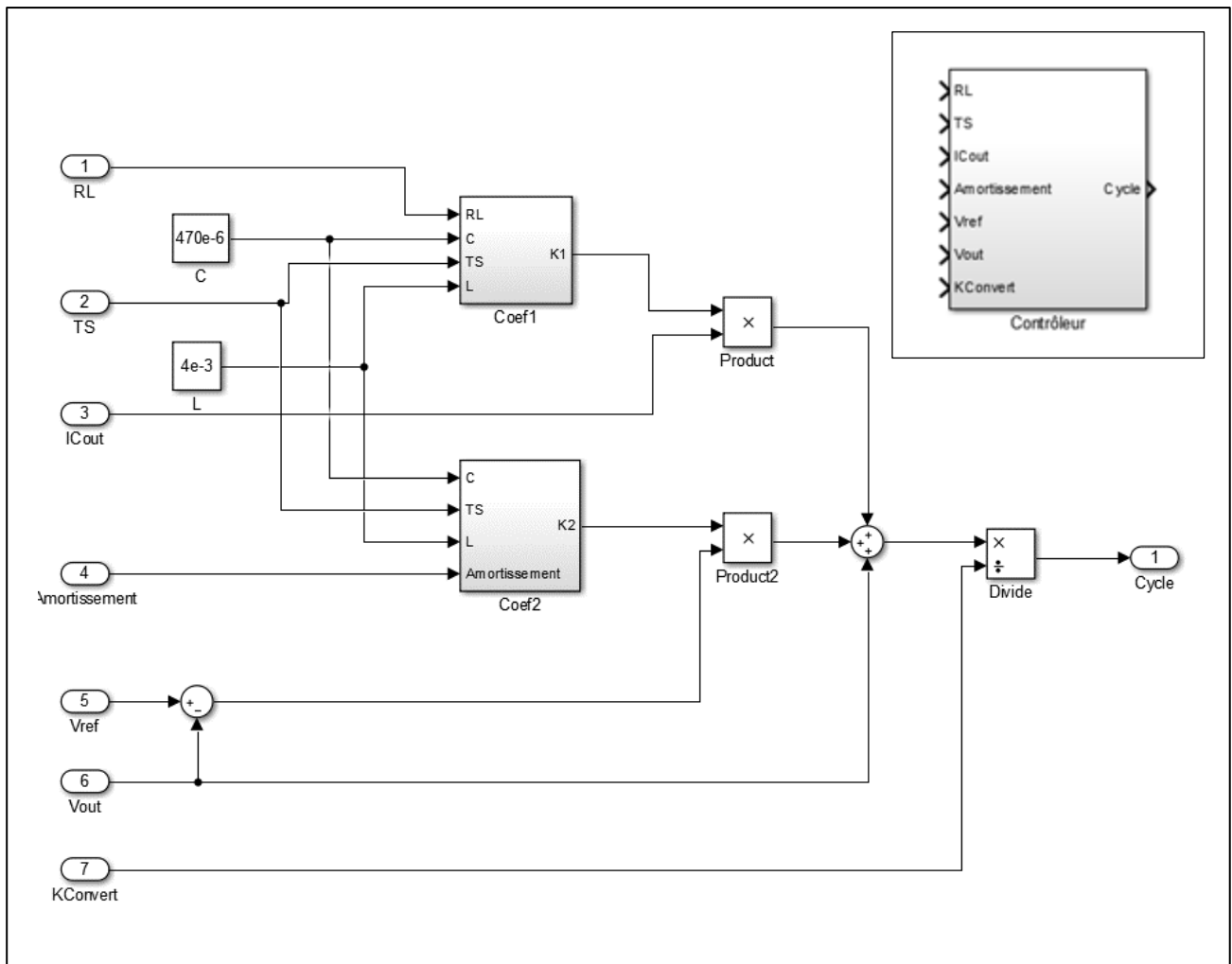


Figure 4- 10 : Modélisation interne du contrôleur en mode glissant

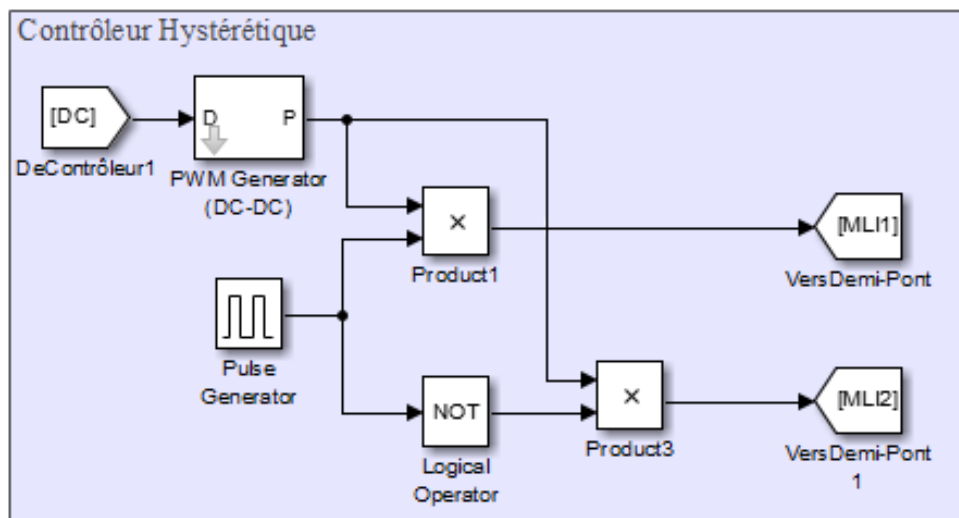


Figure 4- 11 : Modèle du contrôleur hystérétique

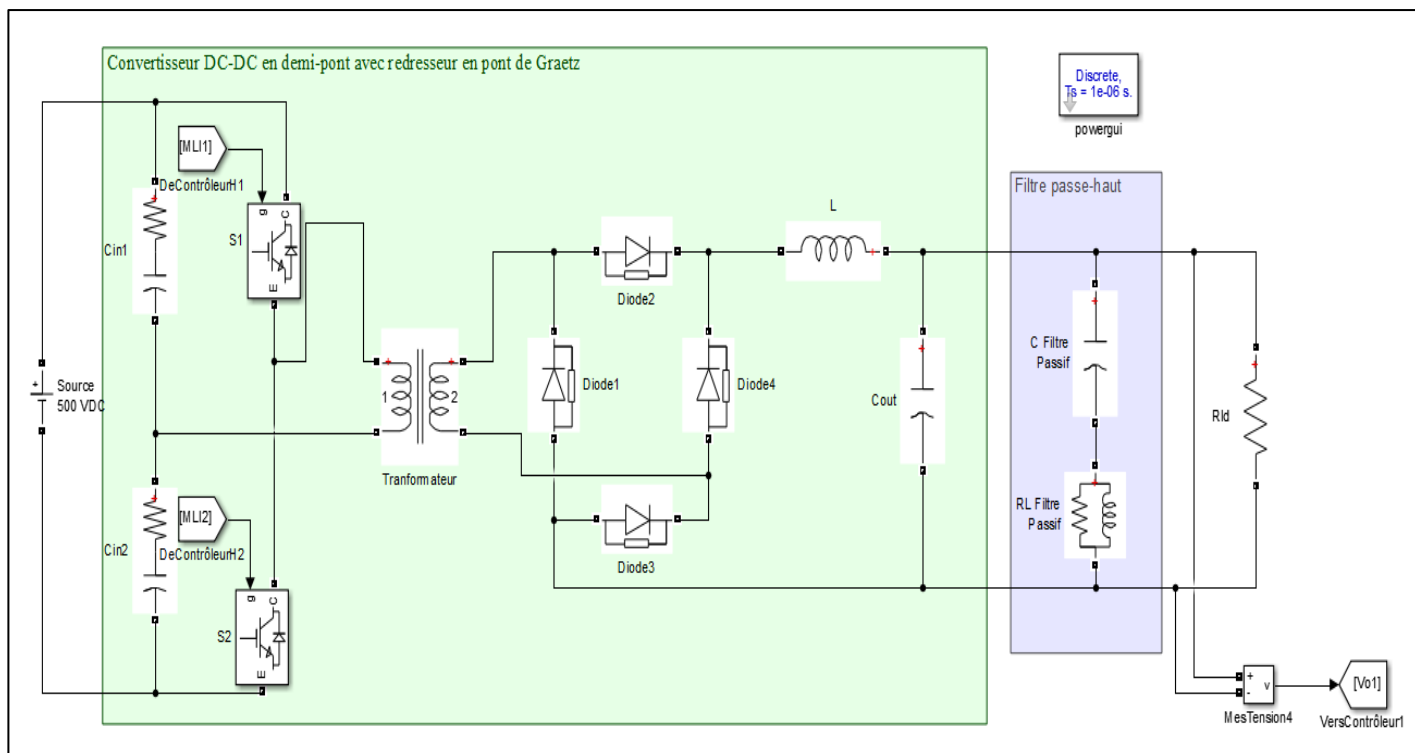


Figure 4- 12 : Modèle du convertisseur DC-DC commandé à partir des signaux MLI1 et MLI2

Les résultats de ces expériences sont représentés sous formes de courbes utilisant les valeurs reçues au niveau des afficheurs 1 et 2.

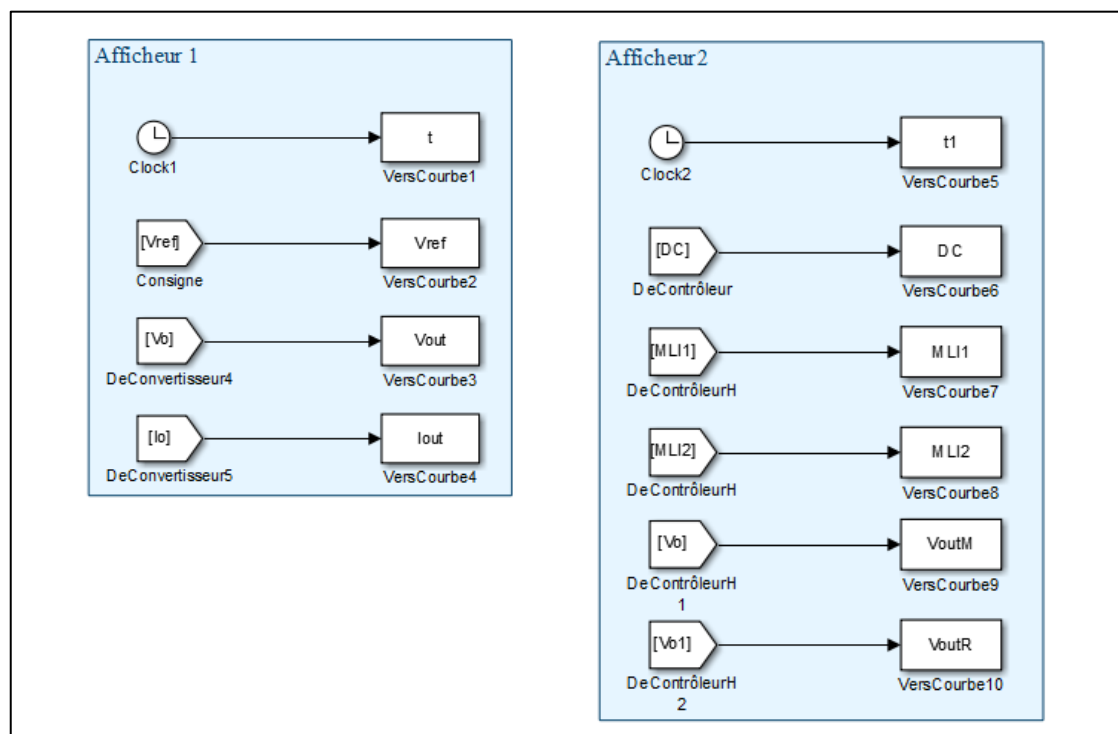


Figure 4- 13 : Acquisition des données utilisées pour le traçage des courbes des résultats 1 à 3

Résultat 1 :

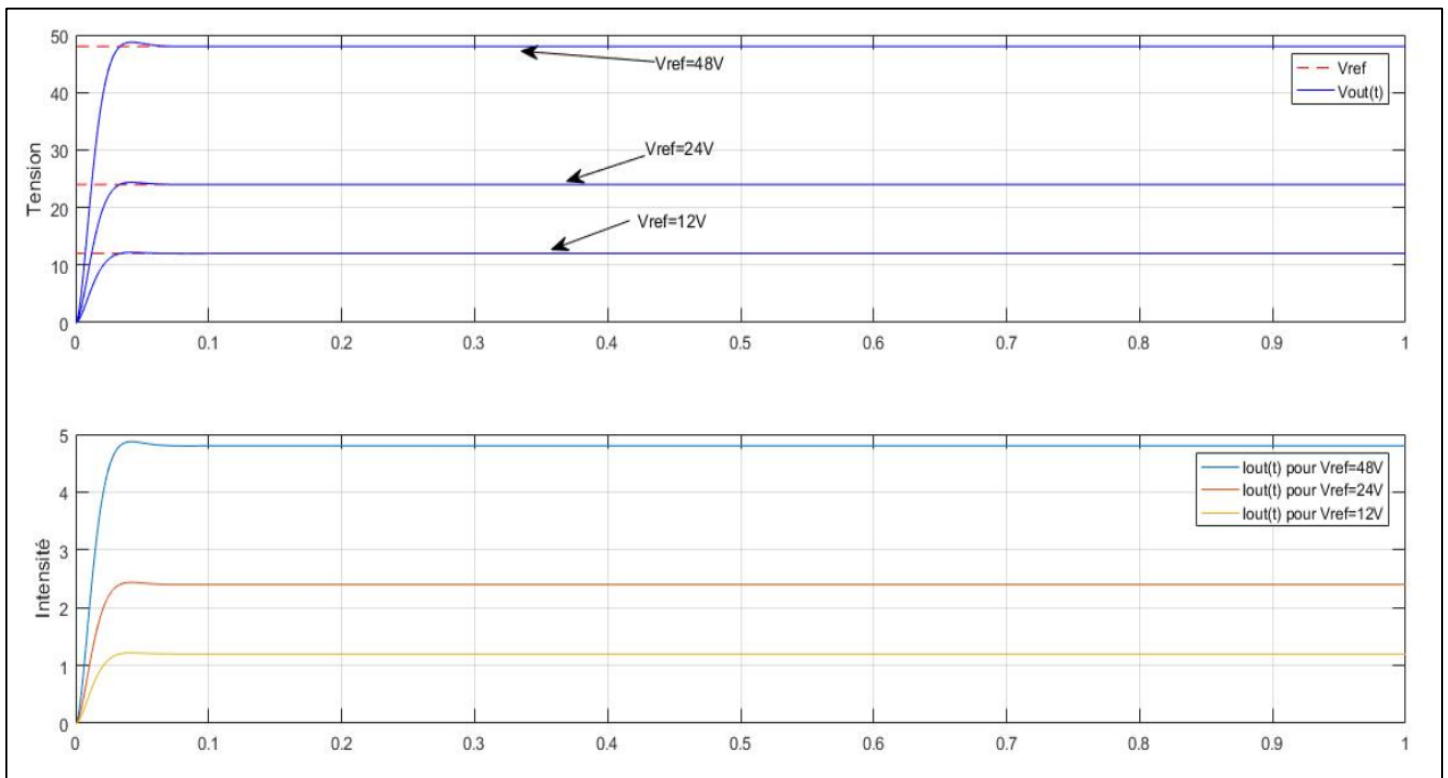


Figure 4- 14 : Résultat 1 - Tensions et intensités mesurées à la sortie du modèle de convertisseur pour des consignes de tensions de 12V, 24 V et 48 V

Résultat 2 :

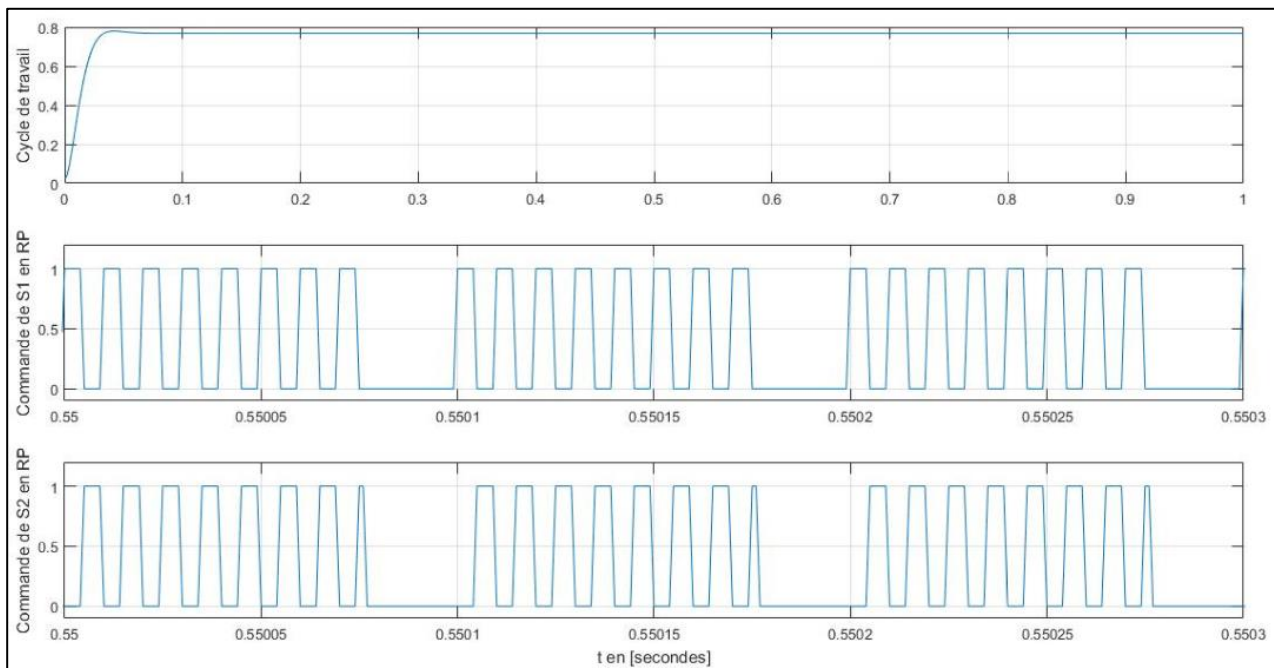


Figure 4- 15 : Résultat 2 - Courbe d'évolution du cycle de travail pour une consigne de tension égale à 48 [V] et sorties du contrôleur hystérétique en régime permanent

Résultat 3 :

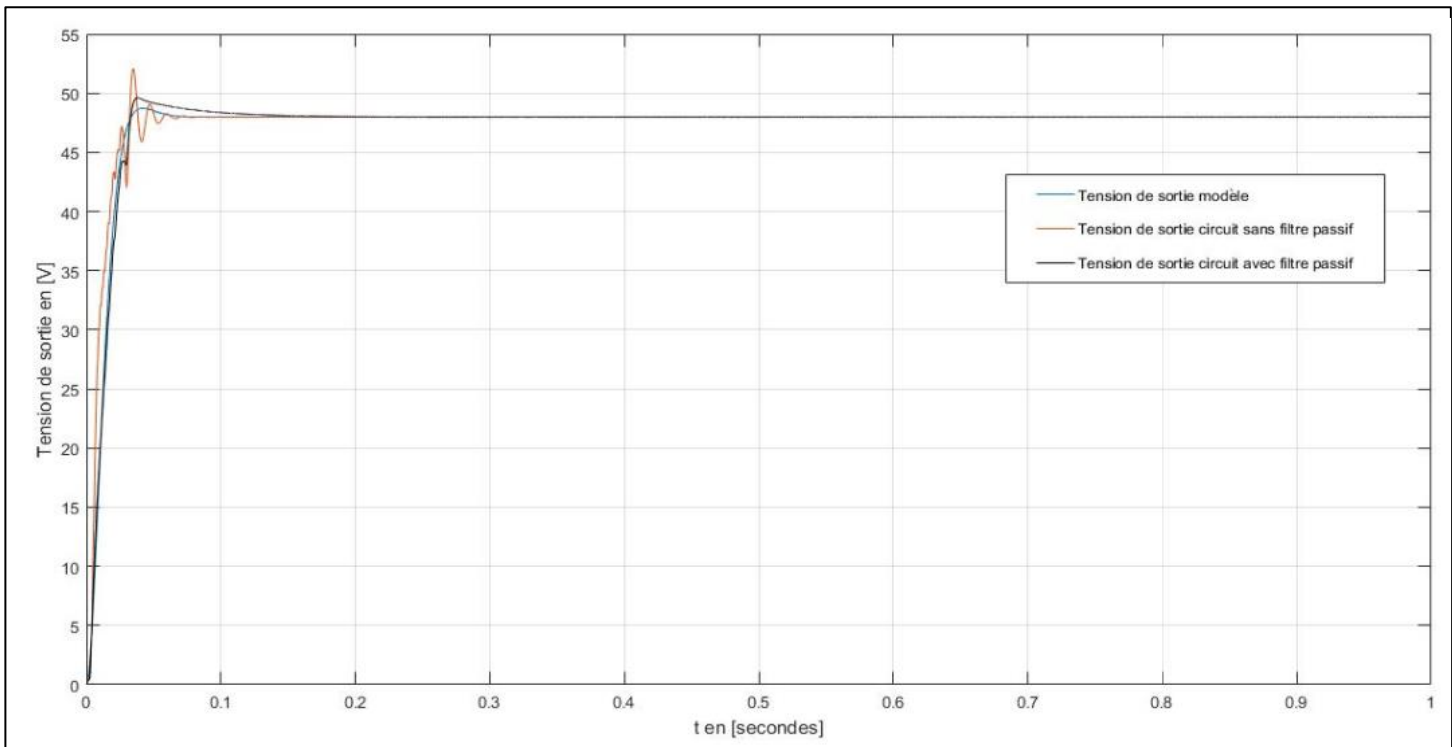


Figure 4- 16 : Résultat 3 - Comparaison des tensions à la sortie du modèle de convertisseur (Figure 4- 7) et du circuit d'essai (Figure 4- 12)

4.3.2 Simulation 2 : Commande d'un convertisseur DC-DC placé en amont d'un circuit alimentant plusieurs charges communicantes et branchées de façon asynchrone

a. Objectifs :

- Présenter une architecture typique des charges communicantes.
- Proposer un modèle de traitement des informations à l'entrée du contrôleur en mode glissant dans le cas où l'impédance totale des charges alimentées par le convertisseur varie avec le temps.
- Proposer un modèle de traitement des informations dans lequel les charges peuvent être connectées ou déconnectées automatiquement par le système.
- Communiquer au système de traitement de l'information la valeur instantanée de la puissance absorbée par le convertisseur.

b. Données :

- ❖ Tension à l'entrée du convertisseur : $V_{in} = 500$ [VDC].
- ❖ Consignes de sorties : $V_{out} = 48$ [VDC].

- ❖ Convertisseur DC-DC : Mêmes caractéristiques que pour la Simulation 1.
- ❖ Contrôleur en mode glissant : Mêmes paramètres que pour la Simulation 1.
- ❖ Charges :

Charges	Puissances [W] Impédance supposée résistive [Ω]	Instants d'allumages souhaités par l'utilisateur	Instants d'allumages imposés par le système.
Charge 1	25 [W], 92,6 [Ω]	3h à 7h 10h à 13h 17h à 20h	La charge peut toujours être alimentée.
Charge 2	40 [W], 57,6 [Ω]	11h à 22h	La charge peut toujours être alimentée.
Charge 3	80 [W], 28,8 [Ω]	6h à 20h	La charge ne peut être alimentée qu'entre 9h et 18h

Tableau 4- 7 : Caractéristiques d'utilisation des charges pour la Simulation 2

c. Modélisation sous Simulink :

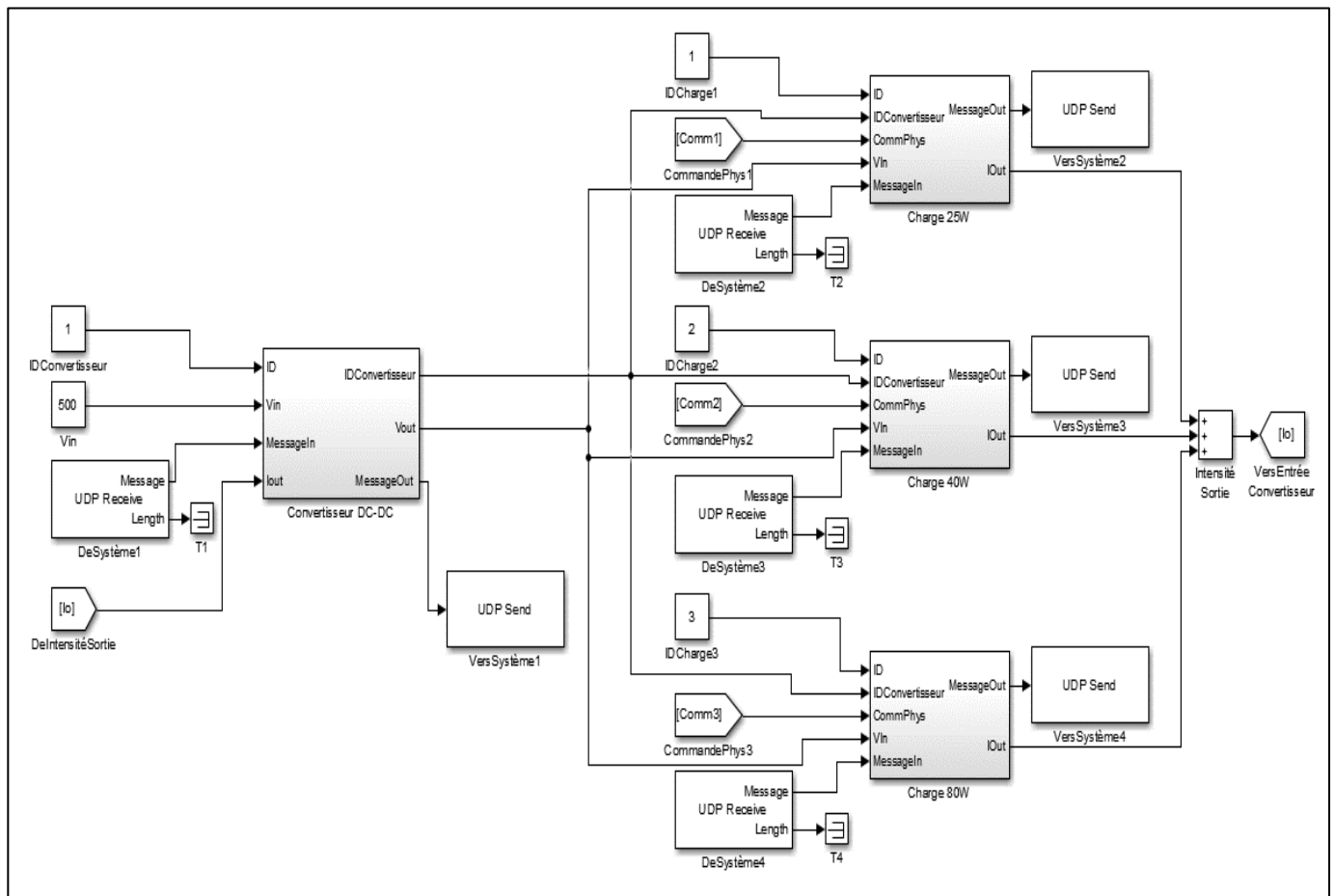


Figure 4- 17 : Modèle d'un circuit constitué d'un convertisseur communicant et de 3 charges communicantes

Les informations communiquées par le convertisseur DC-DC ou par les charges sont transmises sur les lignes de communications sous formes de trames en séries. Chaque appareil communicant dispose de ports de communications représentés sur la Figure 4- 17 par les blocs « UDP Send » pour l'émission des trames et par les blocs « UDP Receive » pour la réception des trames à destination de l'appareil.

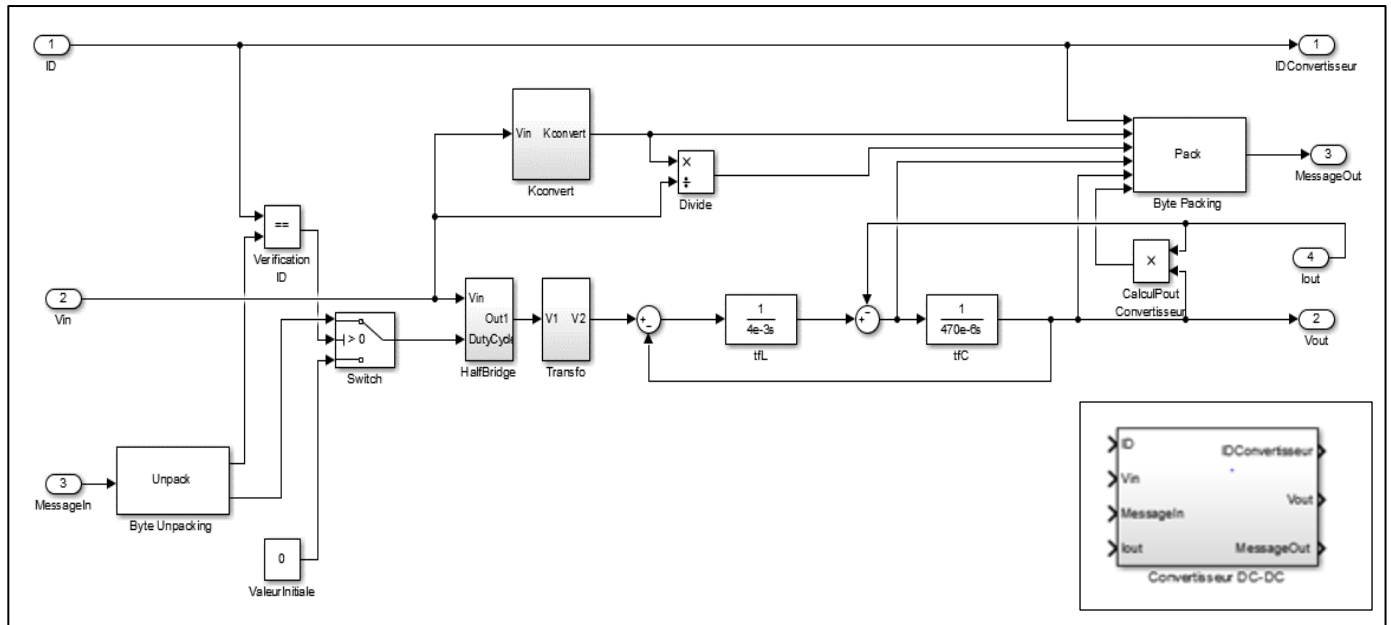


Figure 4- 18 : Modèle du convertisseur communicant

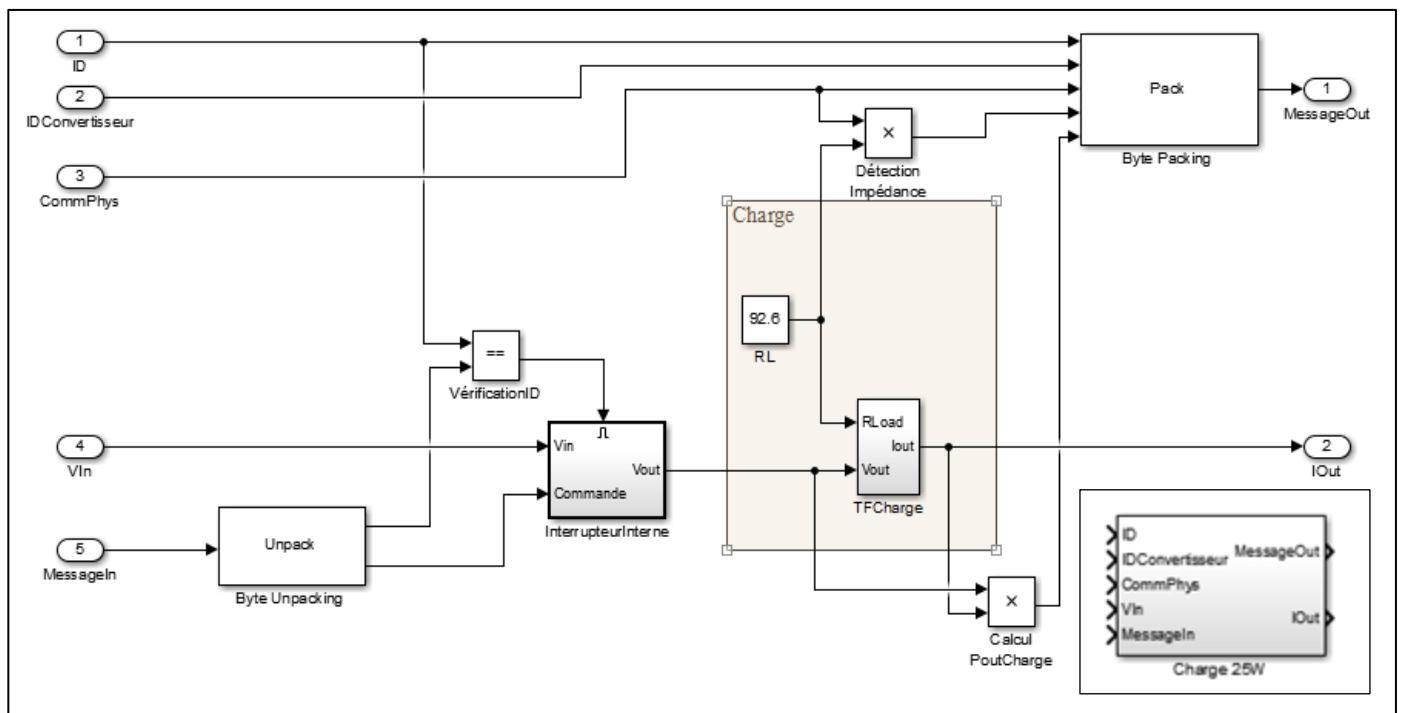


Figure 4- 19 : Modèle d'une charge communicante

Au niveau des serveurs de gestion centralisés du MG, les données reçues seront enregistrées dans sa mémoire dynamique (RAM). [76] Le traitement des trames consiste à décoder le message en identifiant les informations significatives qui le constituent. Chaque information sera ensuite affectée à une adresse ou à une plage d'adresses du RAM en tant que variables dynamiques. Les variables serviront ensuite d'éléments d'entrées pour l'algorithme de traitement équivalent aux modèles représentés sur la Figure 4- 20, la Figure 4- 21 et la Figure 4- 22.

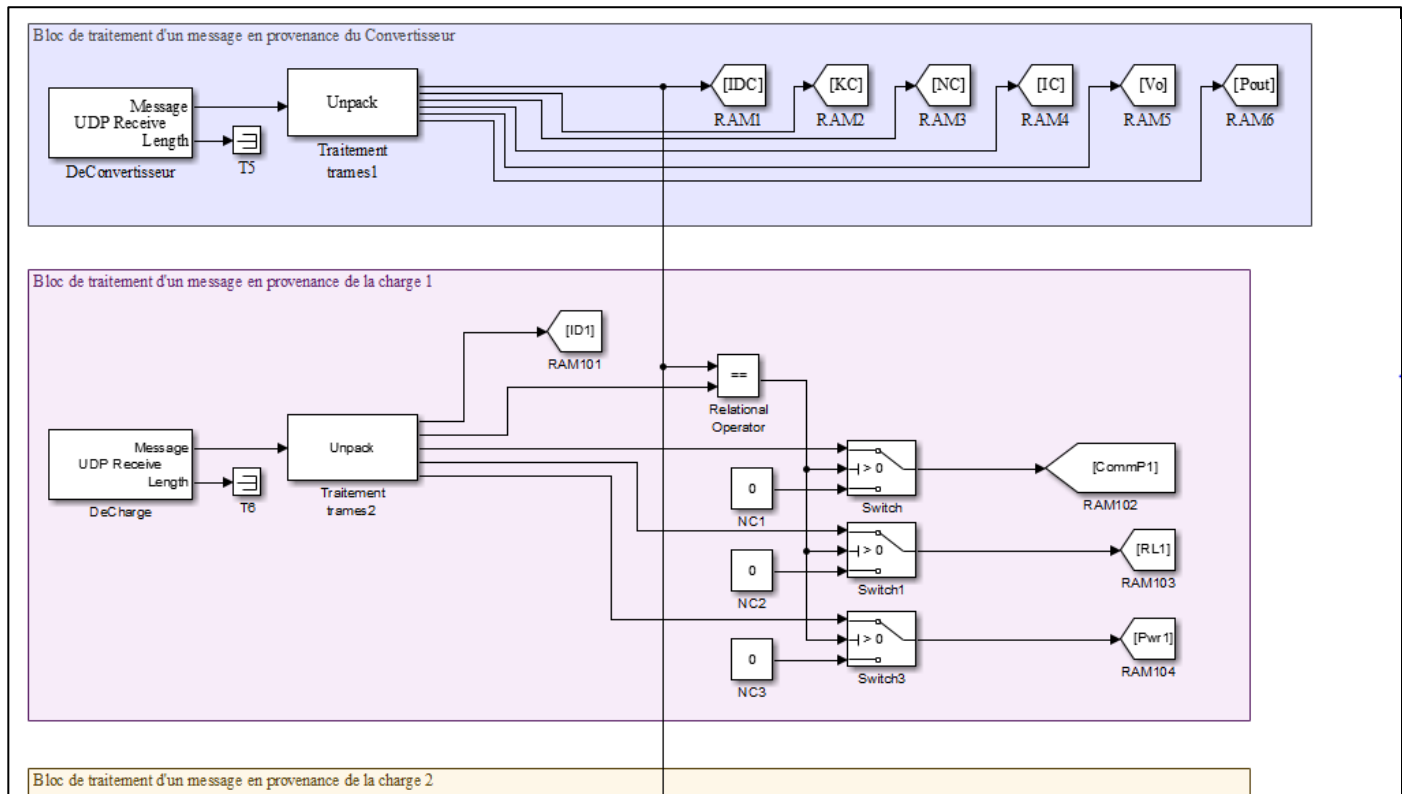


Figure 4- 20 : Modèle de traitement des trames au niveau du serveur de gestion

Les blocs présentés sur la Figure 4- 20 doivent être utilisés autant de fois qu'il existe de convertisseurs et de charges sur le réseau. En réalité, les trames sont reçues successivement par un seul bloc « UDP Receive » et le type de traitement pour chacune d'entre elles dépend d'une commande spécifiée parmi les informations significatives contenues dans la trame. Dans le cas d'une charge « Plug & Play », on peut recourir aux datagrammes permettant de réaliser les actions suivantes :

- ❖ « Joindre » : Pour mettre à jour le statut du signal de commande physique (représenté par CommP1) en passant de l'état 0 à l'état 1. Cette commande permet également de communiquer au système la valeur de l'impédance de la charge qui vient de se connecter (représentée par RL1).

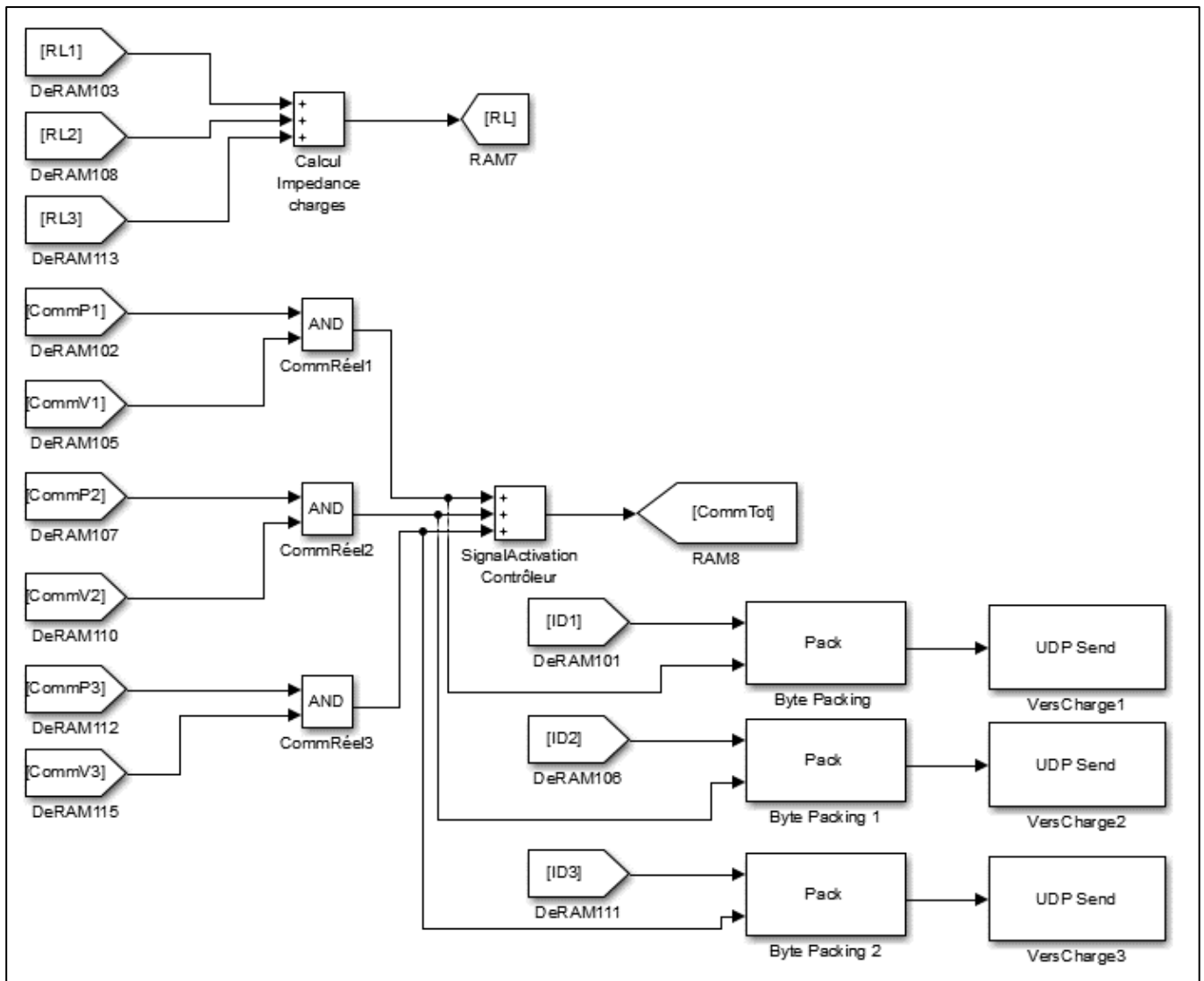


Figure 4- 21 : Modèle de traitement des variables dans le RAM (Impédances et commandes)

- ❖ « Informer » : Pour communiquer au système la valeur de la puissance instantanée consommée par charge lorsqu'elle est connectée (représentée par Pwr1).
- ❖ « Quitter » : Pour mettre à jour le statut du signal de commande physique en passant de l'état 1 à l'état 0.

En se référant au Tableau 4- 5, le statut du signal de commande physique passe à l'état 1 durant les instants d'allumages souhaités par l'utilisateur. Un autre signal de commande « virtuel » peut être spécifié, ce signal correspond aux instants d'allumages imposés par le système. On peut définir des variables CommV1, CommV2 et CommV3 pour chacune des trois charges comme représenté sur la Figure 4- 21.

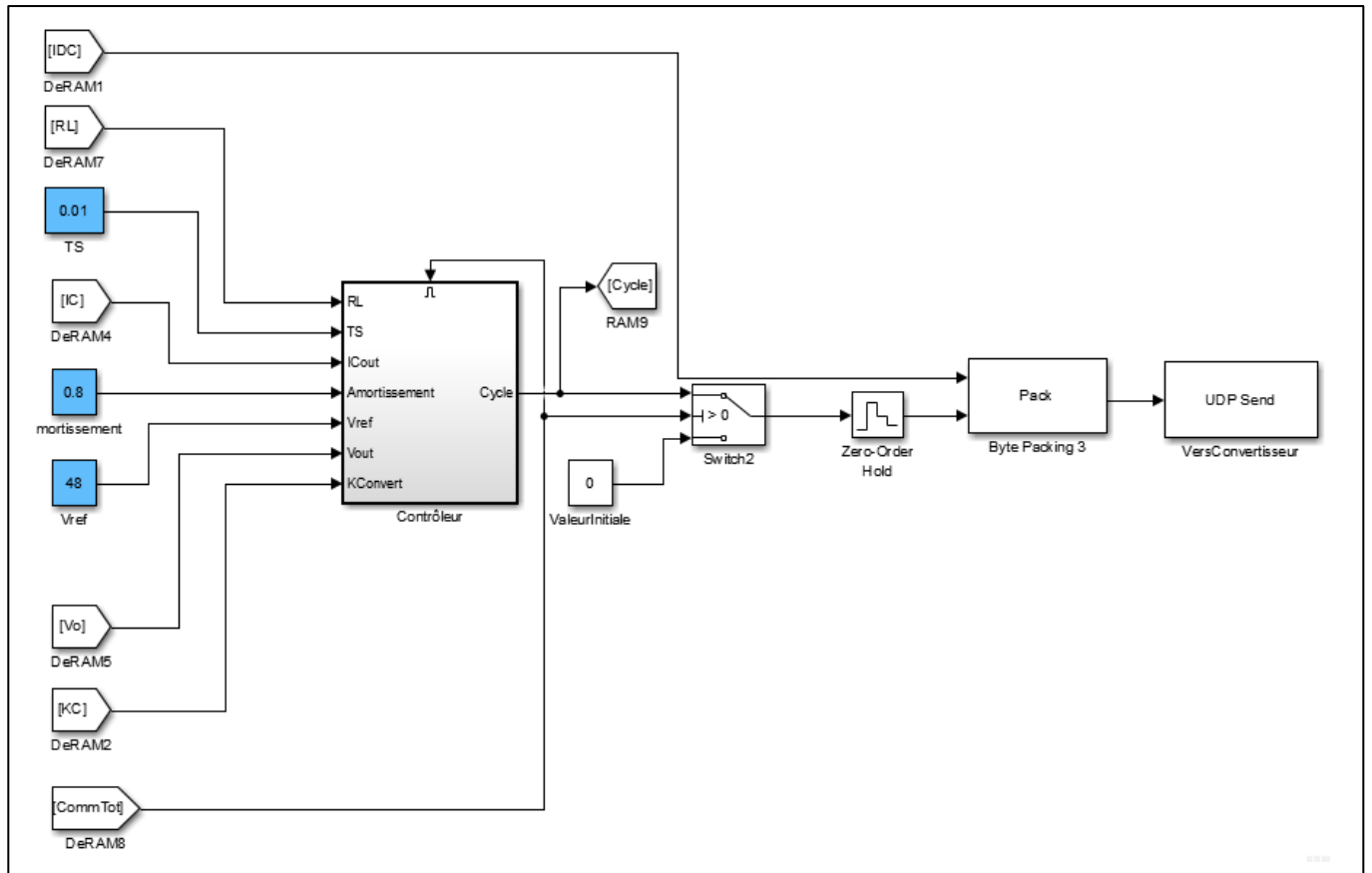


Figure 4- 22 : Modèle du contrôleur en mode glissant et émission de trame vers le convertisseur

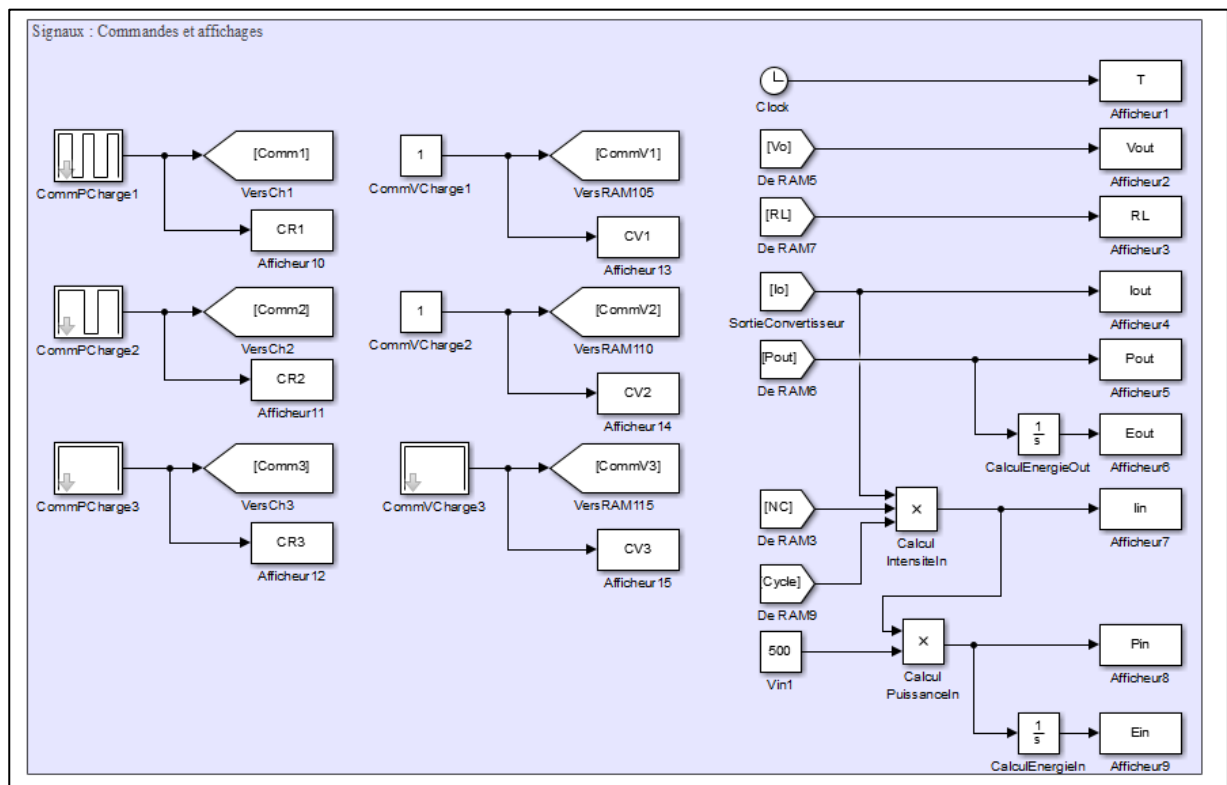


Figure 4- 23 : Modèle d'acquisition des données utilisées pour le traçage des courbes (Résultats 4 à 6)

Résultat 4 :

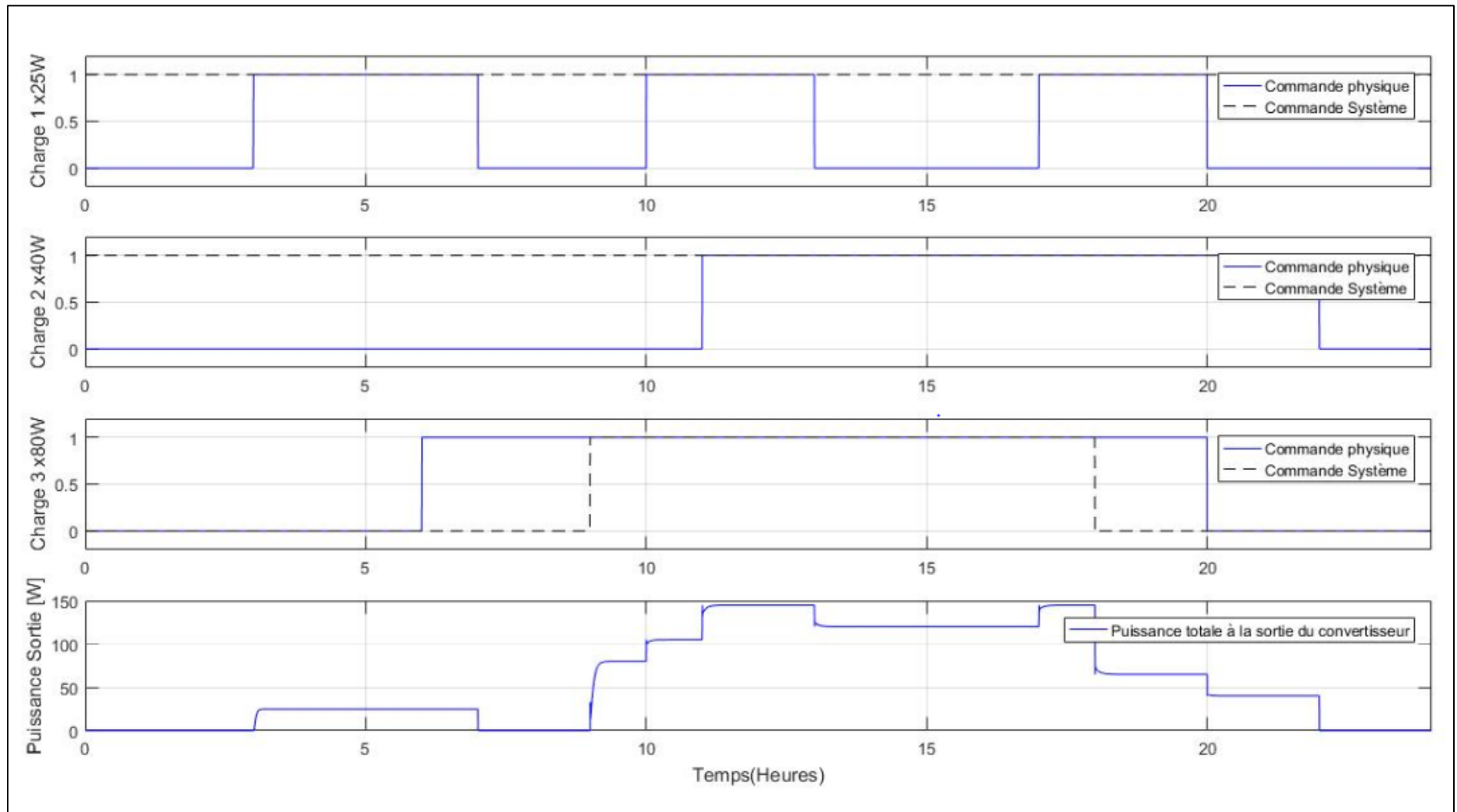


Figure 4- 24 : Résultat 4 - Instructions de commandes appliquées individuellement à chaque charge et puissance totale fournie à la sortie du convertisseur

Résultat 5 :

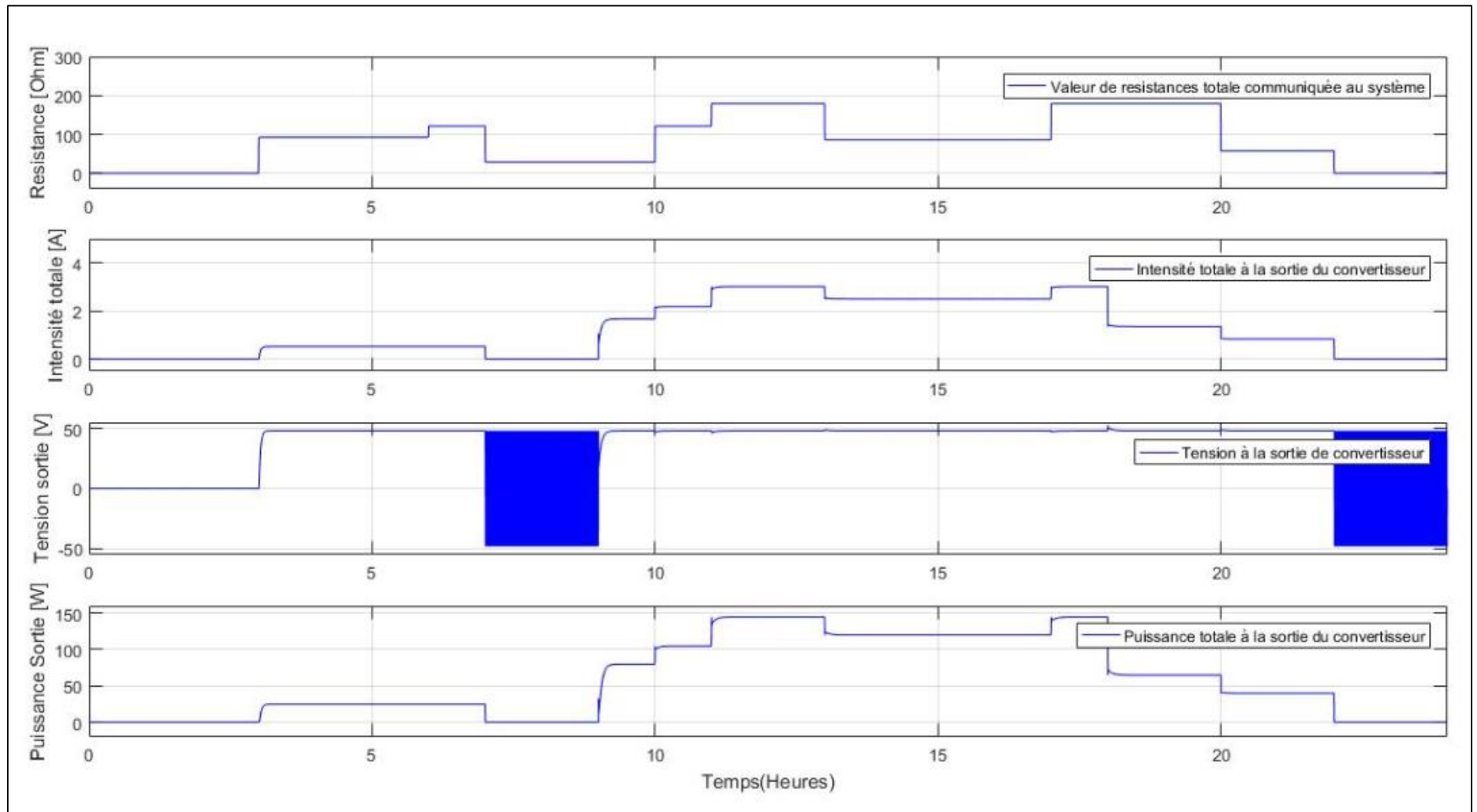


Figure 4- 25 : Résultat 5 - Courbes des paramètres électriques en fonction de la valeur de la résistance totale communiquée au système

Résultat 6 :

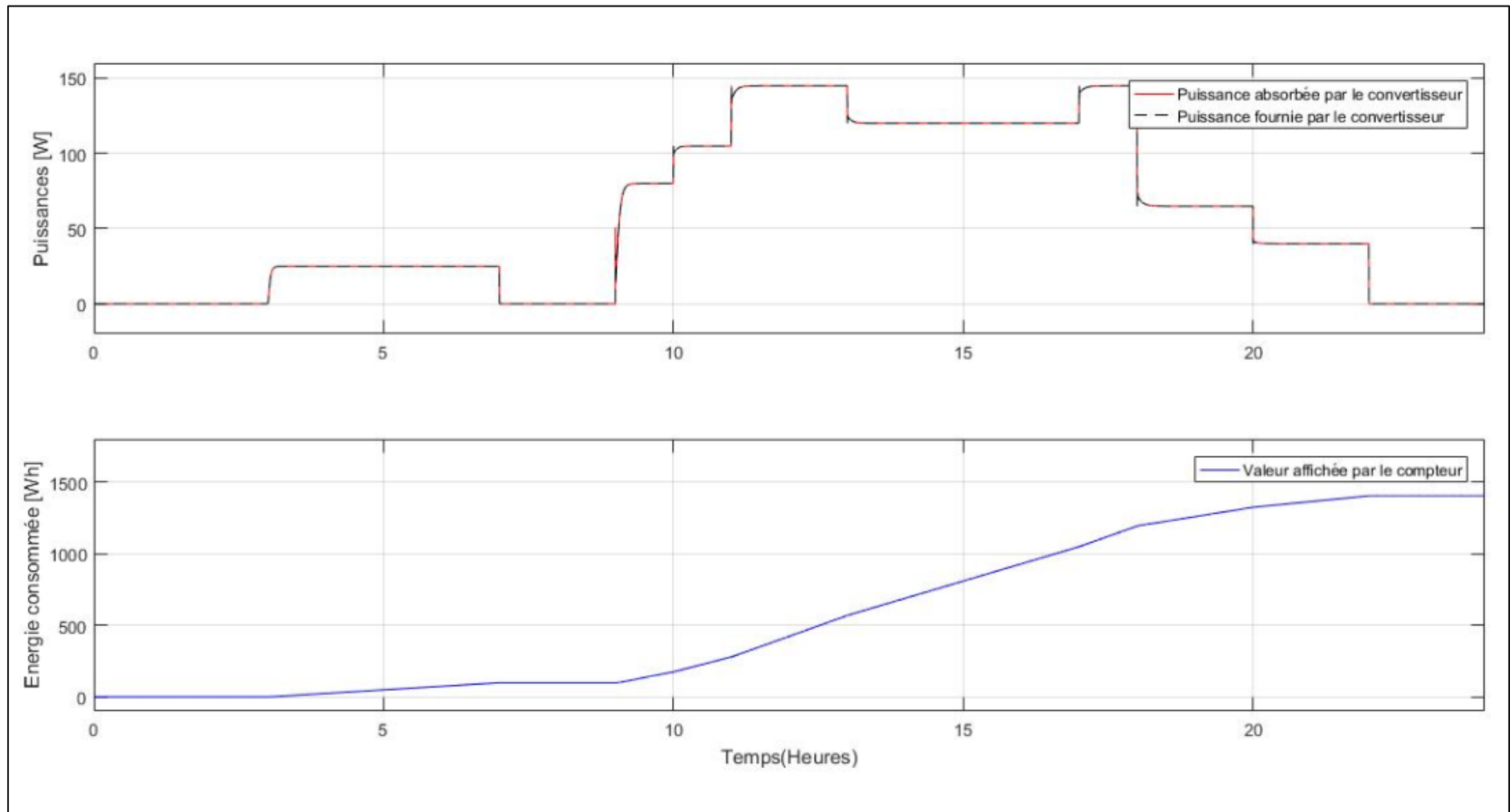


Figure 4- 26 : Résultat 6 - Comparaison entre les puissances absorbées et fournies par le convertisseur et courbe d'évolution de la consommation totale affichée par le compteur.

4.3.3 Simulation 3 : Vérification de l'algorithme de gestion intelligente de l'énergie :

a. Objectifs :

- Calculer en fonction de différents scénarios d'utilisation de l'énergie la répartition de puissances dans une résidence, l'énergie importée et l'énergie exportée.
- Proposer un modèle de tarification dynamique de l'électricité dans un MG utilisant l'architecture pair à pair.

b. Données :

- ❖ Source P1 dans une résidence : Panneaux solaires PV produisant une puissance électrique maximale de 1000 W dans les conditions de crêtes.
- ❖ Caractéristiques des abonnements aux sources P2P (Tableau 4- 8 et Tableau 4- 9) :

Puissances demandées	Heures planifiées	Coûts relatifs par rapport au coût de production du service public
300 W	4 Heures à 9 Heures	0,9
800 W	9 Heures à 17 Heures	0,6
500 W	17 Heures à 22 Heures	0,9 (entre 17 et 20 Heures) 1,8 (entre 18 et 22 Heures)

Tableau 4- 8 : Données Simulation 3 - Quotas et coûts relatifs dans le cas d'un abonnement à un prosomateur

Types de sources	Caractéristiques
Panneaux solaires PV	Puissance électrique produite dans les conditions de crêtes : 2500 W. Même intensité d'ensoleillement reçue par unité de surface que les sources P1 entre 8 Heures et 18 Heures.
Systèmes de stockages par batteries	Peuvent débiter une puissance allant jusqu'à 750 W lorsque les autres sources ne sont pas disponibles.
Groupe électrogène	Produisant une puissance de 4000 W entre 18 et 22 Heures.

Tableau 4- 9 : Données Simulation 3 - Caractéristiques des infrastructures de production d'électricité utilisées par le prosomateur

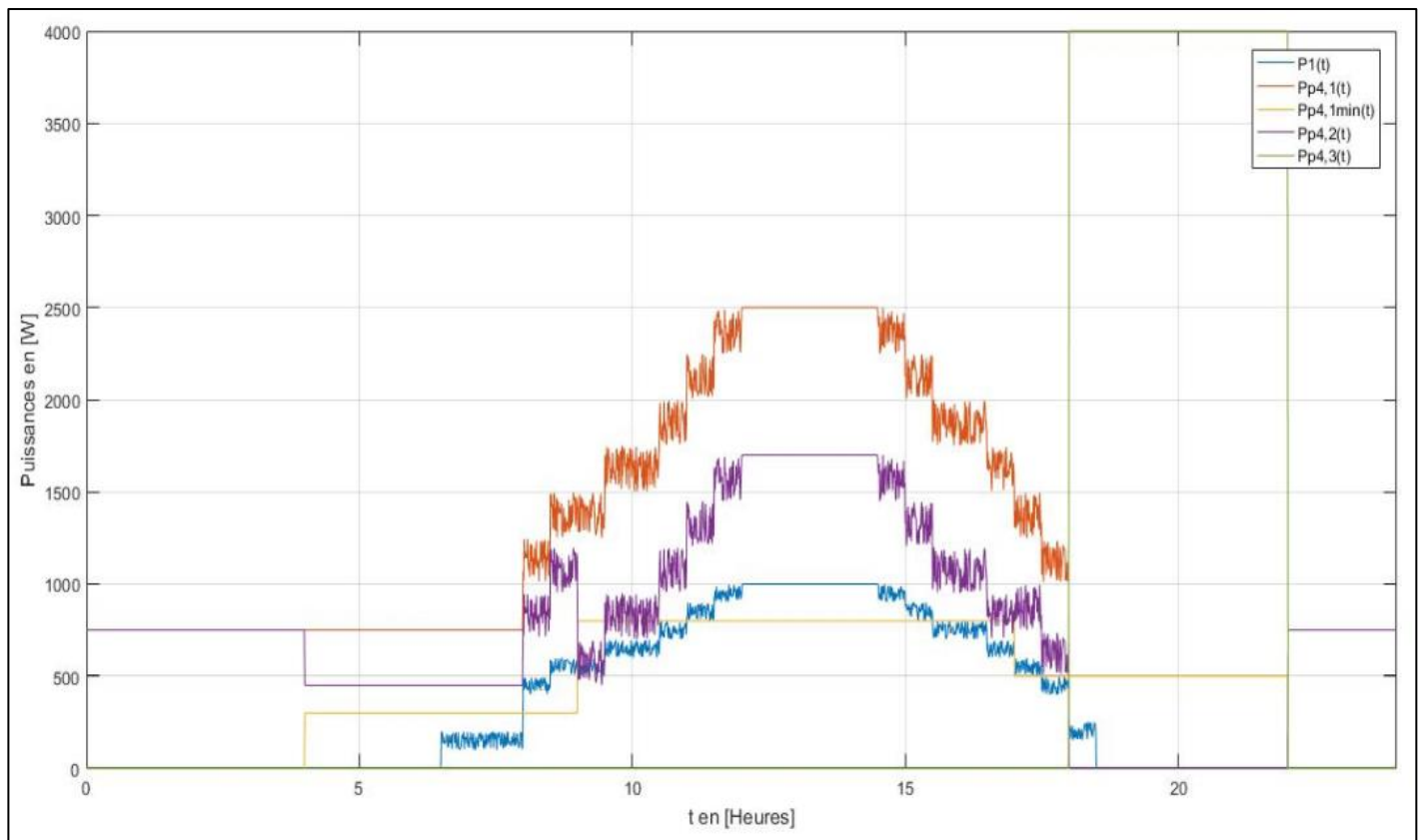


Figure 4- 27 : Comparaison entre la puissance produite par un foyer équipé d'une centrale solaire PV de 1000 [W] et les différents niveaux de puissances disponibles dans le parc de production d'énergie d'un prosomateur

- ❖ Planification des charges : Le Tableau 4- 10 décrit une répartition de charges dans une période de 24 heures. Les charges sont alimentées en DC et leurs caractéristiques correspondent à celles décrites dans le Tableau 4- 1.
- ❖ Systèmes de stockages par batteries :
 - Tension : 48 [V]
 - Capacité : 100 [Ah]
 - Etat de charge initiale : 75 [%]
 - Intensité maximale débitée : 5 [A] (240 [W])
 - Puissance absorbée durant une charge normale : 240 [W]
 - Puissance absorbée durant une charge rapide (lorsqu'un groupe électrogène est allumé) : 480 [W].
- ❖ Groupe électrogène :
 - Puissance produite : 2000 [W]
 - Consommation : 0,5 [l/h] – Coût relatif d'utilisation horaire : 2
 - Heures de fonctionnement : 18 à 19 Heures

ID	Type	Puissance Consommée [W]	Horaires de connexion [Heures]
1	Eclairage	10	4 à 5 et 19 à 22
2	Eclairage	10	4 à 5 et 20 à 22
3	Eclairage	10	4 à 5
4	Eclairage	15	19 à 22
5	Eclairage	15	20 à 23
6	Eclairage	20	20 à 22
7	Réfrigérateur	100	9 à 17
8	Congélateur	80	9 à 17
9	Conditionnement d'air	500	10 à 15
10	Télévision	25	12 à 14 et 18 à 20
11	Télévision	25	19 à 23
12	Ordinateur	45	8 à 12 et 14 à 22
13	Ordinateur	45	10 à 20
14	Chaîne Stéréo	60	8 à 12
15	Chargeurs pour appareils mobiles	5	18 à 20
16	Chargeurs pour appareils mobiles	5	19 à 21
17	Chargeurs pour appareils mobiles	5	19h30 à 21h30
18	Chargeurs pour appareils mobiles	5	17 à 19
19	Machine à laver	200	13 à 17
20	Sèche linges	120	18 à 19
21	Cuisinière	750	11 à 12 et 18 à 19
22	Four micro-ondes	180	18h45 à 19
23	Cafetière	150	5 à 5h15
24	Bouilloire	170	5 à 5h15
25	Aspirateur	150	8 à 9
26	Divers	200	6 à 12 et 15 à 19

Tableau 4- 10 : Données Simulation 3 - Caractéristiques des charges utilisées durant une période de 24 heures

❖ Scénarios de Simulations :

- Scénario 1 : Consommateur traditionnel.
- Scénario 2 : Site isolé avec production solaire sans stockage.
- Scénario 3 : Site isolé avec production solaire avec système de stockage.
- Scénario 4 : Scénario 3 + Activation de groupe électrogène.
- Scénario 5 : Scénario 3 en réseau isolé avec quota d'énergie importé en provenance des prosomateurs.
- Scénario 6 : Scénario 3 avec raccordement au réseau de distribution public.
- Scénario 7 : Scénario 2 et 3 en absence de charges internes.

❖ Programmation : Un extrait du code MATLAB utilisé pour la simulation 3 est donné à l'annexe 6 de ce document.

Résultat 7 :

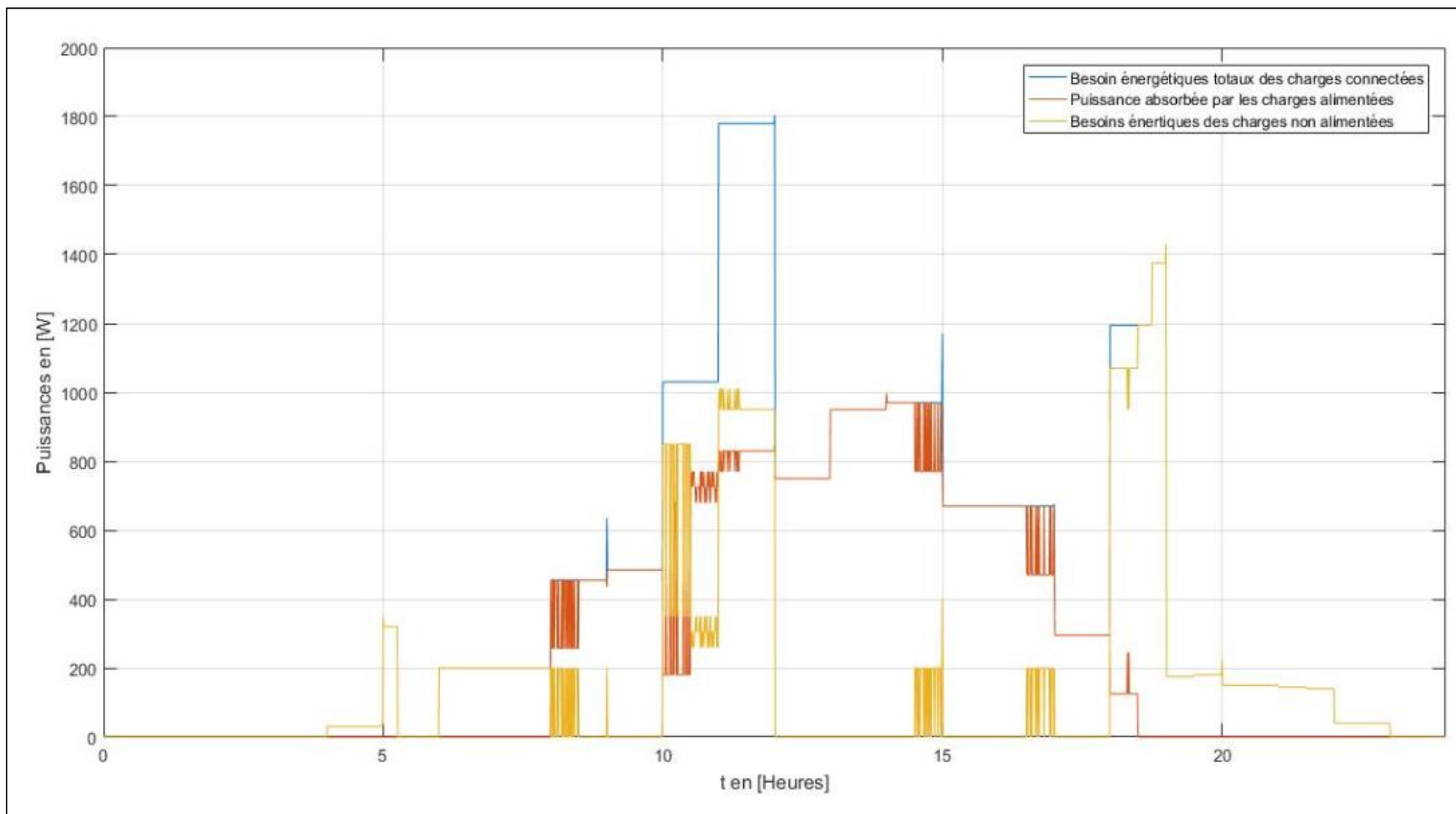


Figure 4- 28 : Résultat 7 - Gestion de l'énergie et des charges pour le scénario 2

Résultat 8 :

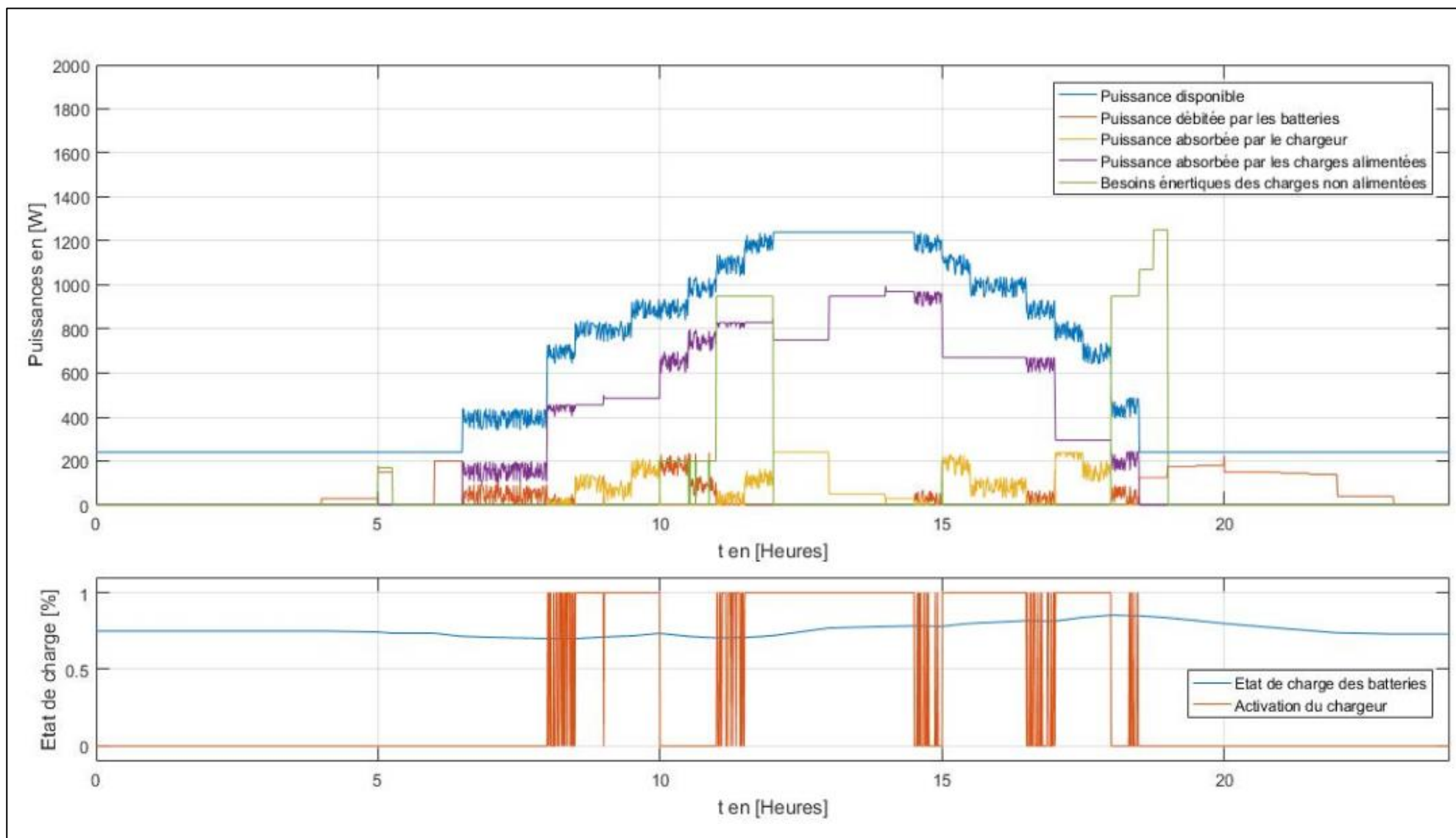


Figure 4- 29 : Résultat 8 – Gestion de l'énergie et des charges pour le scénario 3

Résultat 9 :

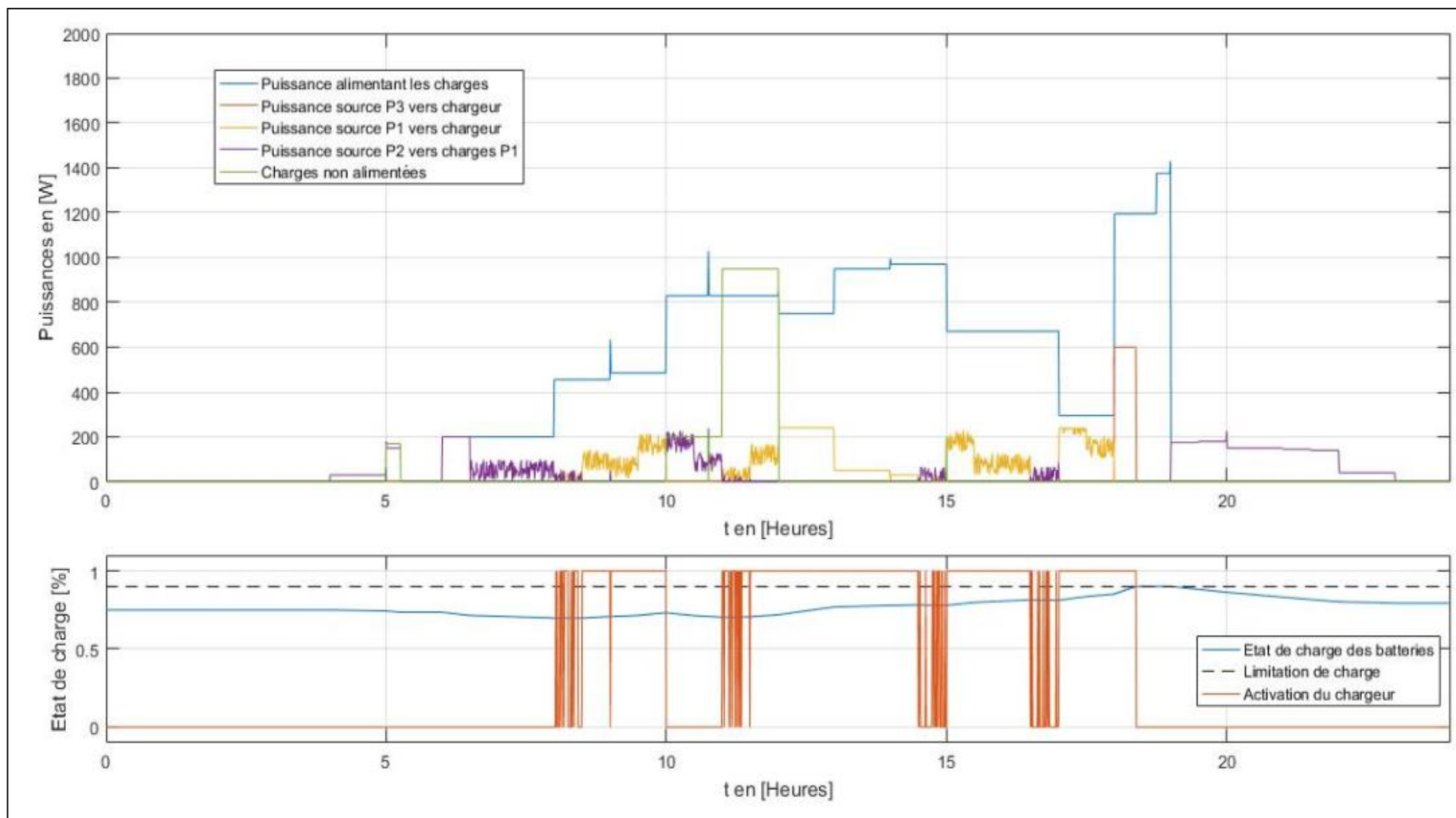


Figure 4- 30 : Résultat 9 – Gestion de l'énergie et des charges pour le scénario 4

Résultat 10 :

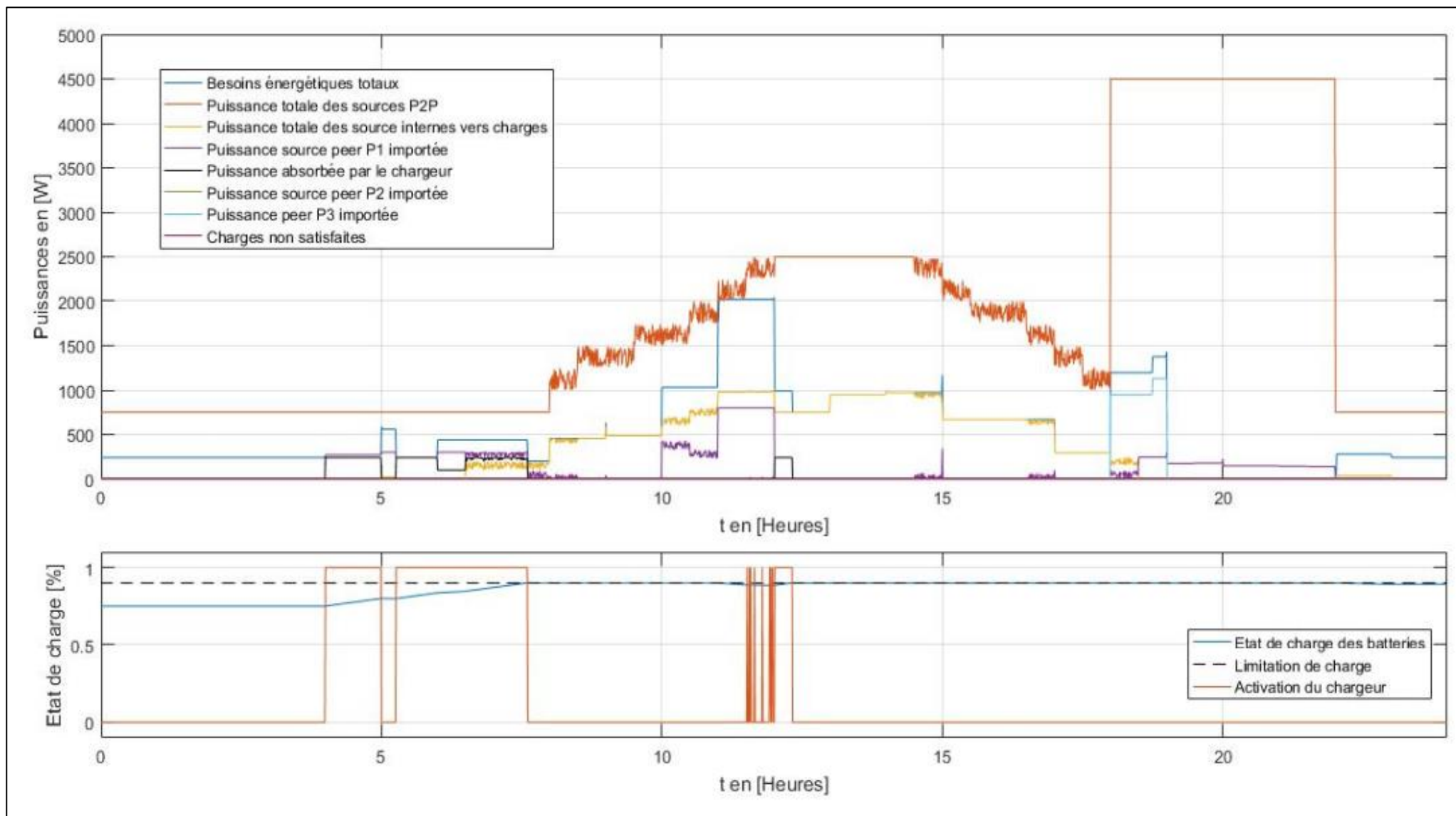


Figure 4- 31 : Résultat 10 – Gestion d'énergie et des charges pour le scénario 5

Résultat 11 :

Scénarios	Types de sources utilisées	Energie alimentant les charges	Surplus d'énergie stocké dans les batteries	Surplus d'énergie produite non consommée	Besoin énergétique des charges non alimentées
		Valeurs en [kWh/jour] Précisions : $\pm 0,01$			
Scénario 1	Réseau de distribution public	10,35	0	0	0
Scénario 2	Solaire PV	6,45	0	1,55	3,90
Scénario 3	Solaire PV	7,08	0,9	0,02	2,26
	Stockage batterie	1,02	NA	-	
Scénario 4	Solaire PV	6,96	0,91	0,12	1,20
	Stockage batterie	0,93	NA	-	
	Groupe électrogène	1,25	0,23	0,53	
Scénario 5	Solaire PV	7,14	0,08	0,77	0
	Stockage batterie	0,13	NA	-	
	Source P2P	Total :	3,08	0,72	
		Répartition	9h-17h	18h-22h	
	Inclus dans quota		1,16	0,62	
	Hors quota		0	1	
Scénario 6	Solaire PV	7,06	0	0,93	0
	Stockage batterie	1,03	NA	-	
	Réseau de distribution public	2,26	1,76	NA	
Scénario 7	Solaire PV uniquement	0	0	7,98	0
	Solaire PV avec stockage	0	NA	13,75	0

Tableau 4- 11 : Bilan énergétique des différents scénarios de la simulation 3

4.4 Discussions :

4.4.1 Interprétations des résultats :

❖ Simulation 1 :

Dans la Simulation 1, le modèle de convertisseur DC-DC en demi-pont présenté sur la Figure 4- 9 peut, grâce à la MLI, délivrer à sa sortie toutes valeurs de tensions continues inférieures ou égales à la tension obtenue à la sortie du transformateur. Une valeur de tension stable est obtenue en utilisant un contrôleur en mode glissant dont le modèle est représenté sur la Figure 4- 10. Le

résultat 1 (Figure 4- 14) montre les différents comportements des courbes de tensions et d'intensité à la sortie du modèle pour des consignes de tensions différentes. On constate qu'avec **une charge à impédance fixe**, la tension souhaitée est obtenue avec **une erreur statique négligeable** après un délai correspondant au **temps de réponse T_s** de 0,01 [s] spécifié parmi les paramètres de configurations du contrôleur.

Avec le transformateur utilisé, supposé idéal, si la tension à l'entrée du convertisseur est de 500 [V DC], la valeur maximale de la tension obtenue à sa sortie est d'environ 62,5 [V DC]. Pour obtenir une tension de sortie de 48 [V DC], le cycle de travail cumulé des commutateurs d'une structure en demi-pont devra correspondre au rapport $48/62,5 = 0,768$. Le résultat 2 (Figure 4- 15) illustre l'évolution du cycle de travail obtenu à la sortie du contrôleur en mode glissant. Ce cycle de travail correspond à la commande introduite à l'entrée du contrôleur hystérétique qui, fonctionnant à une très grande fréquence (10000 [Hz] dans notre cas), délivre à sa sortie des impulsions dont la largeur totale sur une période de 0,1 [ms] correspond à 76,8 % de cette période. Ce rapport est observé en régime permanent avec des impulsions produites durant 7,6 périodes sur 10

La Figure 4- 12 illustre le convertisseur DC-DC en demi-pont qui est commandé par le même signal utilisé pour commander le modèle. En raison des distorsions harmoniques et des phases transitoires engendrées par les composantes réactives telles que condensateurs, inductances, inductance de magnétisation et enroulements du transformateur et en raison de la non linéarité de la commande hystérétique, le résultat 3 (Figure 4- 16) montre un comportement transitoire différent de celui du modèle. Une troisième courbe montre une allure de la tension lorsqu'un filtre passif passe haut est placée à la sortie du convertisseur.

Durant cette phase transitoire, le contrôleur joue un rôle important dans **la limitation du dépassement** en spécifiant le facteur d'amortissement ζ qui selon [16] est lié au pourcentage de dépassement par la relation :

$$\zeta = \frac{\left[\ln \left(\frac{M_p}{100} \right) \right]^2}{\sqrt{\pi^2 + \left[\ln \left(\frac{M_p}{100} \right) \right]^2}} \quad (4.32)$$

Où M_p : est le pourcentage du dépassement.

Un dépassement maximal de 1,5 % est vérifié sur le modèle pour un coefficient d'amortissement égal à 0,8. Avec un filtrage efficace des harmoniques, le dépassement constaté sur le circuit expérimental tend à se rapprocher à celui du modèle.

❖ Simulation 2 :

Les résultats de la Simulation 1 permettent de valider le modèle du convertisseur DC-DC commandé par un contrôleur en mode glissant. Dans la Simulation 2, le convertisseur utilisé est basé sur le premier et présente en plus une architecture communicante comme représenté sur la Figure 4- 18. Cette architecture permet de transmettre en temps réel les différents paramètres d'états du convertisseur qui seront utilisés par le MGCC. La réception des consignes de commandes telles que le cycle de travail du contrôleur hystérétique se fera à travers un canal de réception du port de communication.

Le montage représenté sur la Figure 4- 17 utilise le convertisseur DC-DC en demi-pont pour l'alimentation d'un groupement de charges « *plug & play* ». On constate que la constante K_1 du contrôleur en mode glissant défini par l'équation 4.28 dépend de l'impédance des charges alimentées par le convertisseur. En conséquence, les charges doivent également être communicantes pour pouvoir transmettre en temps réel leurs états de connectivités, leurs caractéristiques ainsi que leurs paramètres d'état. La Figure 4- 19 représente un modèle de charge communicante. Ce type de charge reçoit également des instructions de commandes en provenance du MGCC.

Une commande physique telle qu'un interrupteur permet d'alimenter une charge dans son application la plus classique. Dans un système intelligent, l'utilisation des infrastructures de communication permet de commander les charges de façons automatisées à partir de programmes informatiques et d'actionneurs électroniques. La Figure 4- 21 illustre un modèle de traitement des commandes au niveau du MGCC. Les commandes CommV1, CommV2 et CommV3 présentées comme étant des commandes virtuelles résultent d'un pré-traitement des informations au niveau du MGCC. Ce type de commande permet la déconnection automatique des charges lorsqu'elles ne sont plus supportées par l'énergie produite au sein du MG.

Le résultat 4 (Figure 4- 24) montre que les charges ne peuvent être alimentées que lorsque les commandes physiques et virtuelles correspondantes autorisent leurs connexions. La courbe de la puissance fournie à la sortie du convertisseur montre une puissance variable dans le temps et stable en régime permanent pour chaque changement de consigne de puissance. Le modèle du contrôleur en mode glissant représenté sur la Figure 4- 22 tient compte de la modification de l'impédance totale des charges connectées. Le MGCC peut être modélisé en regroupant le modèle de traitement des trames (Figure 4- 20), le modèle de traitement des commandes individuelles des charges (Figure 4- 21), le modèle du contrôleur en mode glissant (Figure 4- 22) ainsi qu'un algorithme de gestion d'énergie.

Le résultat 5 (Figure 4- 25) montre une courbe d'évolution de la valeur de l'impédance communiquée au MGCC. En comparant avec la courbe de l'intensité du courant à la sortie du convertisseur, la détection d'une valeur d'impédance par le système n'entraîne pas systématiquement l'alimentation de la charge. Cette impédance peut être communiquée en tant que donnée numérique accessible à partir d'une mémoire interne de la charge. Des variables plus dynamiques telles que l'intensité ou la puissance nécessitent d'être mesurées à l'aide de capteurs puis converties en données numériques.

Les charges intelligentes sont présentées sur la Figure 4- 2 avec des infrastructures comprenant au moins un module interne de traitement de l'information, un module de communication et un actionneur. Des technologies développées suivant la norme PoE ainsi que la norme USB Type-C utilisent également des modèles d'architectures permettant de négocier sa consommation énergétique avec un contrôleur centralisé. En fonction des décisions de consommations données par l'algorithme de gestion de l'énergie, une charge intelligente peut être soit alimentée, soit déconnectée, soit mise en veille.

Pendant les instants où le convertisseur fournit un courant à destination des charges, la courbe de l'intensité de sortie est proportionnelle à la courbe d'évolution de la puissance. Durant ces instants la Figure 4- 25 montre que la tension est maintenue stable en respectant sa valeur de consigne. Des pics ou creux transitoires de tensions sont constatées lorsqu'une charge est brusquement introduite ou déconnectée du circuit. Les propriétés du convertisseur en mode glissant ramènent tout écart par rapport à la valeur de référence à son origine.

Durant les périodes où aucune charge n'est alimentée, un courant alternatif parcourt un circuit fermé par les diodes jouant les rôles de roues libres. Ce courant alternatif donne naissance à une tension de même type qui est mesurée à la sortie du convertisseur. Ce courant s'atténue au fur et à mesure que l'énergie emmagasinée par l'inductance se décharge et se dissipe sous forme de pertes résistives dans les résistances internes des composants passives du circuit. Lors de la reprise de l'alimentation des charges, la tension reprend sa forme continue.

La Figure 4- 23 illustre le modèle de traitement des variables permettant d'exprimer la puissance absorbée par le convertisseur représentée par P_{in} . Sur cette figure, « NC » représente le rapport de transformation du transformateur et « Cycle » représente le cycle de travail des commutateurs. Le résultat 6 (Figure 4- 26) montre que la puissance mesurée à la sortie du convertisseur est égale à la puissance calculée à son entrée. Dans notre hypothèse, le transformateur utilisé est un transformateur idéal et les pertes dans les différentes composantes sont négligées. Les

deux courbes sont donc confondues. [34] établit les relations entre les puissances à l'entrée et à la sortie du convertisseur dans le cas d'un transformateur réel en développant l'expression du rendement $\eta_{convert}$ dans les équations 4.8 à 4.10.

$$\eta_{convert} = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{LS}} = \frac{1}{1 + \frac{P_{LS}}{P_{out}}} \quad (4.33)$$

Avec P_{out} : La puissance fournie par le convertisseur.

P_{LS} : Le total des pertes au niveau du convertisseur.

$$P_{LS} = 2P_{r_{DS}} + 2P_{sw} + P_{r_{T1}} + 2P_{r_{cin}} + 2P_{r_{T2}} + 2P_{Diode} + P_{r_L} + P_{r_{Cout}} \quad (4.34)$$

Notation	Définition	Valeur
$P_{r_{DS}}$	Les pertes de conductions dans les transistors S_1 et S_2 (de résistances internes r_{DS}).	$P_{r_{DS}} = \frac{Dr_{DS}}{n^2 R_{ld}} P_{out}$
P_{sw}	Les pertes de commutations dans les transistors S_1 et S_2 (de capacité de sortie C_o).	$P_{sw} = \frac{f_s C_o R_{ld}}{M_{VDC}^2} P_{out}$
$P_{r_{T1}}$	Les pertes dans l'enroulement primaire du transformateur.	$P_{r_{T1}} = \frac{2Dr_{T1}}{n^2 R_{ld}} P_{out}$
$P_{r_{cin}}$	Les pertes dans la résistance équivalente des condensateurs C_{in} .	$P_{r_{cin}} = \frac{Dr_{cin}}{2n^2 R_{ld}} P_{out}$
$P_{r_{T2}}$	Les pertes dans l'enroulement secondaire du transformateur.	$P_{r_{T2}} = \frac{(2D + 1)r_{T2}}{4R_{ld}} P_{out}$
P_{Diode}	Les pertes dans une diodes avec une résistance R_F , et une tension de seuil V_F .	$P_{Diode} = \left[\frac{(2D + 1)R_F}{4R_{ld}} + \frac{V_F}{V_{out}} \right] P_{out}$
P_{r_L}	Les pertes dans l'inductance du filtre LC	$P_{r_L} = \frac{r_L}{R_{ld}} P_{out}$
$P_{r_{Cout}}$	Les pertes dans la résistance équivalente du condensateur C_{out} .	$P_{r_{Cout}} = \frac{r_{Cout} R_{ld} \left(\frac{1}{2} - D \right)^2}{12 f_s^2 L^2} P_{out}$

Tableau 4- 12 : Les pertes du convertisseur DC-DC demi-pont

La puissance calculée à l'entrée du convertisseur correspond à la valeur utilisée dans le calcul de $P_{cumul,i}$ dans la relation 2.1. L'intérêt du montage représenté sur la Figure 4- 17 est que chaque charge intelligente alimentée par le convertisseur peut être déconnectée individuellement lorsqu'elle n'est pas prioritaire et que la puissance qu'elle consomme entraine un excès par rapport à P_{bus} . Le convertisseur DC-DC, dans ce cas, continue d'alimenter les autres charges présentes sur le circuit tout en assurant la régulation de la tension.

La mesure de l'énergie absorbée par le convertisseur (représentée par « Ein » sur la Figure 4- 23) est effectuée en intégrant la puissance « Pin » communiquée au MGCC. D'autres valeurs de puissances peuvent être directement mesurées ou calculées aux niveaux des convertisseurs (utilisant le bloc « CalculPoutConvertisseur » sur la Figure 4- 18) et aux niveaux des charges (utilisant le bloc « CalculPoutCharge » sur la Figure 4- 19). L'architecture de Smart Meter représentée sur la Figure 3- 9 peut être mise en œuvre localement permettant au convertisseur ou à une charge d'afficher sa consommation énergétique ainsi que les valeurs instantanées des variables d'états.

❖ Simulation 3 :

Dans la simulation 2, les modèles de convertisseurs et de charges sont utilisés pour communiquer des instructions de commandes, des caractéristiques du matériel ainsi que des valeurs instantanées au MGCC. Une base de données constituée au niveau du MGCC sera ensuite utilisée par l'algorithme de gestion de l'énergie développée dans le paragraphe 3.2. Un modèle de convertisseur sans pertes permet de faire correspondre directement les puissances consommées par les charges (représentées par « Pwr1 » sur la Figure 4- 20) à une puissance $q_i(t)$ pour une charge identifiée par i .

Un convertisseur similaire à celui présenté sur la Figure 4- 18, mais utilisé en tant qu'élévateur de tension, peut être utilisé pour raccorder des sources DC de priorités P1 telles que les panneaux solaires PV. En considérant l'hypothèse des convertisseurs sans pertes à la fois pour les sources ainsi que pour les systèmes de stockages dans la simulation 3, la valeur de puissance transmise au MGCC correspondrait cette fois à une puissance $p_i(t)$ pour une source identifiée par i . Le résultat 7 (Figure 4- 28) montre qu'avec un générateur solaire sans stockage, l'algorithme de gestion de l'énergie permet d'isoler efficacement les charges non supportées, cependant certaines charges sont alimentées de façon intempestives en raison de l'intermittence de la production.

Dans le raccordement des systèmes de stockages, les hypothèses suivantes devront être considérées :

- Le convertisseur DC-DC utilisé devra supporter des flux de courants bidirectionnels comme celui présenté sur la Figure 2- 15 et devra disposer d'une architecture de communication compatible avec les modèles présentés dans la simulation 2.
- Le contrôleur utilisé devra assurer, en plus de la régulation de la tension, une limitation de l'intensité selon les caractéristiques de chargement du système de stockage choisi.
- Une régulation bidirectionnelle de l'intensité devra également être assurée pour spécifier une puissance maximale à débiter selon la planification.

Le résultat 8 (Figure 4- 29) montre qu'il est possible d'alimenter certaines charges durant les périodes où l'énergie solaire n'est pas disponible. Durant les périodes où la production solaire n'est pas stable, l'irrégularité de la production est compensée par l'injection de courant en provenance des systèmes de stockages. Le résultat 9 (Figure 4- 30), qui est obtenu avec les mêmes conditions que le résultat 8 mais avec un groupe électrogène allumé de 18 à 19 heures, montre que la puissance totale alimentant les charges, durant les périodes où la production renouvelable est sensible aux perturbations, est lissée grâce à l'apport de courant en provenance des systèmes de stockages.

Les sources utilisées dans les scénarios 3 et 4 permettent d'alimenter plus de charges par rapport au scénario 2. On peut clairement identifier les charges non alimentées : le bouilloire (170 [W] entre 5h et 5h15), des charges définies comme divers (200 [W] entre 10h et 12h) ainsi que la cuisinière (750 [W] entre 11h et 12h). D'autres charges supplémentaires ne peuvent pas être alimentées entre 18h et 19h dans le scénario 3 incluant le sèche-linge (120 [W]) et le four micro-ondes (180 [W]). En se référant aux tableaux de dimensionnement des circuits (Tableau 4- 3 à Tableau 4- 5), ces charges doivent être placées sur des circuits dédiés. Des commandes adressées directement aux convertisseurs en amont du circuit permettent d'isoler la charge du réseau tout en évitant les pertes de transformations rencontrées au niveau du convertisseur.

Le scénario 4 est proposé en tant qu'alternative permettant d'alimenter une grande partie des charges durant les pics de consommations (entre 18h et 19h dans notre cas). Dans ce cas, une source de courant contrôlable (source de priorité P3) est utilisée durant la période planifiée. Si un groupe électrogène est dimensionné de façon à couvrir les besoins énergétiques de toutes les charges durant cette période, les chargeurs utilisés pour alimenter les batteries peuvent être programmés temporairement avec un courant de charge plus élevé si le type de batterie utilisé supporte le mode de charge rapide. Les résultats 8 et 9 (Figure 4- 29 et Figure 4- 30) montrent les courbes de l'évolution de l'état de charge des batteries pour les deux scénarios.

Dans le scénario 5, en plus de l'énergie qu'il produit, le consommateur a la possibilité d'utiliser le surplus d'énergie produit par les producteurs présents sur le MG. Les compteurs communicants ainsi que d'autres interfaces visuelles à disposition de l'utilisateur permettent d'afficher en temps réel l'énergie disponible sur le réseau NAN. La Figure 4- 27 peut être utilisée comme référence permettant au consommateur d'adopter une politique de DR en ajustant son habitude de consommation énergétique par rapport à l'énergie disponible. Le résultat 10 (Figure 4- 31) montre que toutes les charges prises en compte dans le Tableau 4- 10 sont alimentées.

Le dimensionnement des infrastructures de production d'électricité d'un prosomateur nécessite la connaissance des habitudes de consommations des différents abonnés. Chaque client abonné peut demander des quotas d'énergies durant certaines plages horaires bien définies comme présentées sur le Tableau 4- 8. A partir de ces données, un prosomateur peut déterminer la puissance totale à produire à partir des générateurs à bases d'énergies renouvelables, des systèmes de stockages et des générateurs contrôlables. Un modèle de tarification dynamique peut être réalisé en fonction des sources utilisées comme suggérée sur ce tableau où la période située entre 9h et 17h représente la consommation d'une énergie de moindre coût (solaire PV majoritairement) et la période de 18h à 22h représente la consommation d'une énergie à coût élevée (combustibles fossiles).

Le résultat 11 montre les bilans énergétiques des différents scénarios proposés où le scénario 1 est proposé en tant que scénario de référence. Le Tableau 4- 13 récapitule les économies réalisées en exploitation par rapport à ce scénario de référence. Le taux de satisfaction des charges est ici donné en pourcentage de besoins énergétiques satisfaites par rapport au besoin énergétique total de 10,35 kWh/jour. Le coût de l'énergie exportable représente un coût minimum correspondant au coût du surplus d'énergie solaire non exploité. Pour la simulation 3, le débit maximal des batteries est fixé à 5 [A]. Dans ce cas, le scénario 7 permet de quantifier le quota d'énergie produite par les batteries qui peut s'élever jusqu'à 5,77 kWh/jour. Des valeurs plus élevées ou plus faibles peuvent être obtenues en fonction du débit maximal fixé.

Scénarios	Economie journalière en [%]	Taux de satisfactions des charges en [%]	Coût de l'énergie exportable en [%]
Scénario 1	0	100	0
Scénario 2	100	62,32	(-) 9
Scénario 3	100	78,28	(-) 0,12
Scénario 4	80,68	88,41	(-) 10,47
Scénario 5	63,77	100	(-) 4,46
Scénario 6	61,16	100	(-) 5,39
Scénario 7 sans stockage	100	NA	(-) 46,26
Scénario 7 avec stockage	100	NA	(-) 79,71

Tableau 4- 13 : Récapitulatif des coûts et des taux de satisfactions des charges pour les différents scénarios de la simulation 3

Les scénarios 2 et 3 ne permettent pas de garantir la satisfaction totale des besoins énergétiques, cependant dans le cas d'un MG isolé du réseau de distribution public, ces scénarios peuvent être considérés comme des solutions efficaces avec une restriction à l'utilisation des charges de faibles consommations. L'absence de consommation dans une journée peut conduire au scénario 7 où un foyer peut exporter de l'énergie permettant de rapporter jusqu'à 79% du montant dépensé dans le scénario de référence. Si des demandes extérieures coïncident avec la disponibilité des surplus d'énergies, le coût de l'énergie exportable peut être ajouté à l'économie journalière.

De la même façon, le scénario 4 peut devenir plus intéressant avec plus de charges alimentées (80,68 %) par rapport aux deux précédents. Le surplus d'énergie exporté peut permettre de réaliser une économie journalière s'élevant jusqu'à 91,15 % du scénario de référence. Les scénarios 5 et 6, bien que plus coûteuses, dans notre cas permettent de satisfaire la totalité des charges. L'existence d'un tarif concurrentiel proposé dans le scénario 5 (abonnement auprès d'un prosomateur) le rend plus économique (63,77 % d'économie) par rapport à un abonnement au réseau de distribution public (61,16% d'économie).

4.4.2 Extensions et futurs travaux :

❖ Utilisation de la commande en mode glissant pour commander les différentes architectures de convertisseurs :

On a pu vérifier dans la simulation 1 que le contrôleur en mode glissant, qui est initialement conçu pour commander des hacheurs de types buck, boost et buck-boost n'utilisant qu'un seul commutateur [16], peut être également utilisé pour commander un convertisseur en demi-pont qui utilise deux commutateurs en utilisant des commandes par MLI équivalentes permettant d'agir sur la tension donnée par $D.K_{convert}$ sur la Figure 4- 4. D'autres convertisseurs présentés dans le chapitre 2 peuvent être modélisées et commandées en utilisant cette même technique, on peut citer :

- Les convertisseurs AC/DC de type VSC et MMC monophasés et triphasés.
- Les convertisseurs DC/DC utilisant les structures en pont complet et structures NPC en demi-pont.
- Les convertisseurs DC/AC monophasés et triphasés.

Pour chaque technologie, une étude comparative est requise dans chacun des domaines qui suivent :

- La génération du signal de MLI : qui est réalisable à partir d'un microcontrôleur, d'un FPGA, d'un DSP ou encore des circuits analogiques.

- Les architectures de transformateurs utilisés et les circuits d'électronique de puissance associés.
- Les capteurs et conditionneurs utilisés pour l'acquisition de données en temps réels.
- Les technologies de communication incorporées (filaires, sans fils) et leurs standardisations suivant les normes existantes ou en cours de développement (PoE, USB type-C, 5G...).
- Les filtres anti-harmoniques pouvant être actifs ou passifs.
- Les tolérances de configurations du contrôleur : temps de réponse, dépassement, erreur statique.

❖ Développement de nouvelles générations de charges intelligentes et communicantes :

Le développement des charges alimentées en DC constitue l'un des thèmes principaux abordés dans ce document. Néanmoins, l'architecture de MG à courant continu permet l'utilisation de charges AC si un convertisseur DC/AC est utilisé soit pour l'alimentation de cette charge, soit pour l'alimentation d'un circuit AC. Ces charges doivent être intelligentes, communicantes et standardisées suivant les normes d'alimentations et de communications existantes ou en cours de développement. Le choix des standards de communications choisis devra s'orienter vers une mise en œuvre de l'IoT.

L'utilisation des charges peut en conséquence prendre des formes variées. En ce qui concerne la gestion de l'énergie, certains actionneurs permettent d'agir sur la consommation énergétique d'une charge, à la différence des commandes tout-ou-rien. En plus de la fonctionnalité « plug&play », les niveaux d'éclairages, de températures et autres formes de consommations énergétiques peuvent être commandés soit par action physique sur des organes de commandes directes ou des appareils distants soit par commande virtuelle résultant d'un prétraitement au niveau du MGCC.

D'autres types de charges peuvent passer en mode veille. Dans ce mode, ils consomment très peu d'énergies les rendant prioritaires après triage des besoins énergétiques. Dans l'absence ou dans l'insuffisance de productions énergétiques, l'énergie requise pour ce mode veille peut être fournie par une batterie intégrée dans la charge. Les batteries peuvent être utilisées pour générer un flux d'énergie bidirectionnel permettant d'alimenter d'autres charges. Les véhicules électriques ainsi que les appareils électroniques disposant de ports d'alimentations PoE ou USB font partie de cette famille de charges.

❖ Réalisation de convertisseurs bidirectionnels commandés en intensité par mode glissant et d'interfaces de suivi et de gestion des batteries [78] :

Les systèmes de stockages d'énergies par batteries ont une durée de vie limitée, leurs remplacements sont requis 1 à 2 fois tous les 20 ans pour les batteries Li-ion et 4 à 6 fois pour les batteries au plomb (voir Tableau 2 - 7). L'algorithme de gestion de l'énergie proposé pour la simulation 3 maintient l'état de charge de la batterie entre 10% et 90% pour éviter les décharges trop profondes ainsi que les surcharges. La durée de vie d'une batterie peut être mesurée en nombre de cycles de charges de la batterie. Le nombre de cycles maximal atteint est d'autant plus petit que la profondeur de décharge moyenne est importante.

Certaines technologies telles que Li-ion ou Ni-Cd peuvent supporter le mode de chargement rapide qui consiste à injecter une intensité plus importante de courant (de l'ordre de $C/2$, C ou $2C$) par rapport au mode de chargement normal. En général, ces types de batteries ne tolèrent pas de surcharges et nécessitent des chargeurs spécialisés. Pour pouvoir les charger au-delà des 90%, un mode de chargement dit « d'entretien », qui consiste à injecter une faible valeur de l'intensité de l'ordre de $C/100$, peut être activé. Des consignes d'intensités spécifiques peuvent être utilisées pour commander les chargeurs suivant le type de chargement voulu.

En plus du réglage de la tension, le contrôleur en mode glissant peut également être utilisé dans une boucle de réglage de l'intensité. Les consignes d'intensité sont utilisées par les chargeurs lorsque les batteries ne sont pas saturées. Le réglage du courant est également applicable lorsque les batteries sont utilisées en tant que complément des sources sur le réseau. Dans ce cas une valeur limite maximale peut être définie en fonction du planning d'utilisation des charges et de l'autonomie souhaitée. Des consignes d'intensités fixes peuvent également être données pour des applications spécifiques telles que le test de capacité qui est une méthode utilisée pour évaluer l'état de santé d'une batterie en aéronautique.

Cette méthode consiste à décharger la presque totalité des charges accumulées à une intensité fixe lorsque la batterie est chargée au maximum. Le rapport entre le temps de décharge constaté et le temps de décharge théorique correspond à son état de santé. Durant les pics de consommations énergétiques de longues durées, il est possible de lancer un test de capacité pour une batterie ou un groupement de batteries. Une interface de suivi et de gestion des batteries peut être réalisée en identifiant individuellement chaque batterie et en rapportant le nombre de cycles de charge ou le résultat des tests de capacité.

❖ Etudes de réseaux avec prise en compte des différentes pertes énergétiques :

Les pertes énergétiques dans un MG regroupent les pertes dans les convertisseurs ainsi que les pertes sur les lignes. Les pertes dans les convertisseurs dépendent de l'architecture utilisée. Le Tableau 4- 12 présente les pertes rencontrées dans le cas d'un convertisseur en demi-pont. Les pertes sur les lignes peuvent être déterminées grâce au calcul de la répartition de puissance ou « Load-flow ». Dans le cas particulier d'un réseau à courant continu, on utilise une variante de la méthode appelée « DC flow ».

Les normes utilisées dans les installations résidentielles proposent une architecture où le départ de chaque circuit est centralisé au niveau d'une gaine technique logement. Cet emplacement permet de coupler les convertisseurs sur le bus DC comme illustré sur la Figure 4- 2. Connaissant la longueur du fil, sa section et l'intensité qui le parcourt, les pertes sur les lignes Δp peuvent être déduites de l'équation 4.1. Les valeurs de puissances $p_i(t)$ et $q_i(t)$ communiquées au MGCC peuvent s'exprimer :

$$p_i(t) = (P_{G\acute{e}ni}(t) - \Delta p_{GiC}(t)) \cdot \eta_{convertGiB} \quad (4.35)$$

Et

$$q_j(t) = \frac{Q_{Chaj}(t) - \Delta p_{CCj}(t)}{\eta_{convertBCj}} \quad (4.36)$$

Où $P_{G\acute{e}ni}(t)$: est la puissance produite par le générateur i

$\Delta p_{GiC}(t)$: les pertes sur la ligne reliant le générateur i avec un convertisseur de rendement $\eta_{convertGiB}$.

$Q_{Chaj}(t)$: est la puissance absorbée par une charge j .

$\Delta p_{CCj}(t)$: les pertes sur la ligne reliant la charge j avec un convertisseur de rendement $\eta_{convertBCj}$.

Le calcul des puissances totales appartenant aux différents niveaux de priorités utilisés par l'algorithme de gestion de l'énergie permet de les associer aux composantes d'un vecteur nœud $N_k(t) = (P_1(t), P_2(t), P_3(t), Q_1(t), Q_2(t), Q_3(t))$. Ce vecteur représente les paramètres mesurés au point de couplage commun des différents convertisseurs. L'initialisation du calcul du Load flow nécessite les informations suivantes : Les puissances produites par les nœuds sources, les puissances consommées par les nœuds charges et les impédances des lignes entre les nœuds.

Dans un calcul de Load flow classique, l'énergie circule systématiquement dans le sens de la production vers la consommation. Dans une architecture en P2P, le vecteur $N_k(t)$ peut représenter les différents types de nœuds et les différents types de scénarios rencontrés à l'instant t . Une variante du calcul du DC flow peut alors être mise en œuvre en l'associant à l'algorithme de gestion de l'énergie traité par le MGCC. Dans cette variante, il est possible de restreindre les possibilités de circulation courant dans les sens suivants :

- Si $P_1(t) > Q_1(t) + Q_2(t)$ alors le surplus d'énergie $P_1(t) - (Q_1(t) + Q_2(t))$ peut alimenter une partie des charges de priorités Q1 et ou Q2 présentes aux niveaux des autres nœuds.
- Si $P_2(t) > Q_1(t)$ alors le surplus d'énergie $P_2(t) - Q_1(t)$ peut alimenter une partie des charges de priorités Q1 présentes aux niveaux des autres nœuds.
- Si $P_3(t) > Q_1(t) + Q_2(t) + Q_3(t)$ alors le surplus d'énergie $P_3(t) - (Q_1(t) + Q_2(t) + Q_3(t))$ peut alimenter toutes charges supportées aux niveaux des autres nœuds.
- Sinon il n'y a pas de circulation de courant.

❖ Etude de faisabilité à Madagascar [81],[82],[83] :

Les architectures en MG sont présentées dans le paragraphe 1.3.1 comme solutions efficaces, innovantes et les mieux adaptées pour l'électrification des zones non desservies par le réseau de distribution public pour le cas des régions émergentes et les pays en voie de développement. Madagascar faisant partie de cette catégorie présente un taux d'accès à l'électricité de 15%. Les politiques de développements choisies par le pouvoir public actuel dans le secteur de l'énergie visent les deux objectifs stratégiques suivants :

- 50% de la population auront accès à l'électricité à un prix socialement acceptable vers la fin de l'année 2023.
- Les moyens de productions de l'électricité seront doublés à cette date, ce qui permet de fournir jusqu'à une puissance de 800 MW.

Les efforts sont axés vers le développement de nouveaux moyens de productions essentiellement à base d'énergies renouvelables pour lutter contre le délestage et maîtriser l'évolution du coût de production de l'électricité. Plusieurs approches ont été proposées parmi lesquelles on peut citer la vulgarisation de kits solaires pour les habitats dispersés et loin des réseaux, la création d'une filière industrielle exploitant le bioéthanol et le biogaz visant à remplacer l'utilisation du bois comme source d'énergie, le recours aux groupes électrogènes dans un Plan

National Energie pour les situations de crises et la mise en œuvre des infrastructures nécessaires pour alimenter les zones de développement.

Ces zones de développement regroupent les zones industrielles et les villes nouvelles, qui constituent les grands projets dans le secteur de l'aménagement du territoire et des travaux publics planifiés avant la fin de l'année 2023, incluant la ville de Tanamasoandro (première phase) et le projet de construction de 10 immeubles R+4 à Amborovy Mahajanga (voir Figure 4- 32). Les études et avant-projets portés sur l'alimentation en énergie de ces zones sont en cours.



Figure 4- 32 : Aperçu des projets de constructions de villes nouvelles, zoning de Tanamasoandro (en haut), vue en perspective 3D des immeubles R+4 à Amborovy (en bas)

L'architecture de MG en P2P peut être proposée pour en faire des villes intelligentes ou Smart Cities. Il a été vérifié dans les résultats de la simulation 3 que cette architecture permet d'obtenir un taux de satisfaction des charges allant jusqu'à 100% en adoptant une politique de DR, que le coût de l'électricité dans un scénario où le client est abonné à un prosomateur peut s'avérer être plus avantageux que dans le cas d'un abonnement au réseau de distribution public et qu'en tenant compte de l'évolutivité du réseau, la possibilité de basculer du mode îlot vers le mode connecté reste possible.

L'intégration de nouveaux besoins tels que les véhicules électriques fait partie de l'évolution incontournable du réseau électrique. Une gestion d'énergie plus performante peut être réalisée avec l'accès à un réseau de très haut débit (FTTH, 5G). Ces technologies sont déjà présentes ou en début de déploiement (pour le cas du 5G), mais elles sont généralement utilisées pour fournir des accès à l'internet à très haut débit et comme support de communication pour les infrastructures de télétravaux. Les véhicules électriques, l'IoT ou encore la gestion d'énergie dans un Smart City permettent de diversifier les usages de ces technologies de pointes.

La promotion du développement numérique à l'échelle nationale constitue l'ambition du pouvoir public à Madagascar. Le secteur du TIC est considéré comme un vecteur de développement et de transformation sociale du pays, par l'amélioration de l'accès aux services de base, l'extension de la connectivité et la création d'emplois. Plusieurs entreprises apparues au cours des dernières années ont porté leurs intérêts sur l'innovation technologique et le développement durable. De nouveaux emplois peuvent émerger dans l'adoption des solutions spécifiques aux SGs qui nécessitent une convergence des compétences développées dans les écoles d'ingénieurs, des moyens financiers à investir dans des projets d'applications mais aussi d'un champ de réglementation et de régulation favorable à la mise en place d'un nouveau modèle de marché de l'électricité.

4.5 Conclusion Chapitre 4 :

A l'échelle HAN ou NAN, un Micro-Réseau entièrement DC peut être réalisé en respectant les grandeurs suggérées pour le dimensionnement des circuits DC proposé dans ce chapitre. Ces configurations n'écarteront cependant pas les possibilités d'utilisation de charges AC dans ce même réseau qui peut alimenter des circuits AC par l'intermédiaire d'onduleurs délivrant une tension de 220 VAC. Une normalisation des convertisseurs DC-DC suivant les normes PoE (pour les circuits 24V et 48 V) et USB Type-C (pour les circuits 5V, 12V ou 20 V) permet de réaliser des circuits modulables et utilisables en « plug & play ». Dans ce cas des configurations en switchs multiports peuvent être associés au convertisseur DC-DC pour centraliser les départs des circuits.

Le contrôle en mode glissant fait partie des techniques de commandes modernes permettant d'agir directement sur les variables d'état telles que la valeur de l'intensité ou de la tension fournie à la sortie du convertisseur. Les résultats des simulations ont permis de vérifier la stabilité en tension pour l'alimentation d'un circuit de charges dont l'impédance totale varie avec le temps. Les infrastructures de convertisseurs bidirectionnels associées au contrôle de l'intensité en mode glissant peut être mis en œuvre pour l'alimentation des charges intégrant un système de stockage par batteries mais aussi pour permettre à ces charges de partager l'énergie accumulée aux autres charges présents sur le réseau. De même, les infrastructures d'interfaçages avec un réseau extérieur peuvent être commandées en courant pour permettre l'importation et l'exportation de l'énergie dans une architecture en P2P.

L'IoT peut être mis en œuvre à l'échelle HAN pour relier dans un même réseau les convertisseurs, les smart-meters, les IHM, les charges et le contrôleur local du MG. A l'échelle NAN, l'IoT permet de former un AMI. Une architecture d'objet connecté, intégrant à la fois un convertisseur DC/DC bidirectionnel et un smart-meter, peut être choisie pour transmettre les paramètres utilisés pour le calcul du DC flow sous une forme de vecteur nœud $N_k(t)$ au MGCC et être utilisée pour changer le sens du flux de courant du réseau HAN vers le réseau NAN ou inversement. Les consignes transmises aux convertisseurs dépendent des décisions de consommations données par l'algorithme de gestion de l'énergie. Cette étude peut déboucher sur une variante du calcul du DC flow qui priorise la circulation de l'énergie produite à partir des sources les plus économiques disponibles dans le réseau de voisinage.

On a pu vérifier avec la simulation 3 qu'une économie journalière de l'ordre de 60 % peut être réalisée par un foyer typique dans les scénarios où il combine la production renouvelable avec soit une connexion au réseau de distribution des services publics, soit un abonnement à un service prosumateur dans une architecture en P2P. Dans ce second cas, une satisfaction totale des charges démontre l'adéquation de cette configuration pour l'électrification des sites isolés existant encore en grand nombre dans les pays en voie de développement. Pour le cas particulier de Madagascar, les projets de constructions de nouvelles villes sont classés parmi les zones de développement en phase d'étude. Des solutions pour villes intelligentes ou Smart Cities peuvent convenir à ces projets en adoptant une politique d'électrification à base de production essentiellement renouvelable.

Conclusion Générale :

L'adoption des technologies smart grids apporte des réformes sur les modèles architecturaux ainsi que sur les modèles d'exploitation des réseaux électriques existants. Les réformes architecturales peuvent concerner l'intégralité des réseaux de distributions dans le cas d'un micro-réseau DC. Les réformes sur le mode d'exploitation consistent à la mise en œuvre d'une architecture en paire à paire. Des exigences en matière de transmissions de données conduisent à l'utilisation des NTIC pour mettre en place les services fournis par l'IoT tandis des exigences en matière de performances opérationnelles nécessitent la mise en œuvre de commandes modernes tels que le contrôleur en mode glissant.

L'architecture de Micro-Réseau DC à base de convertisseurs commandés en mode glissant utilise un bus DC formé par les deux lignes reliées aux deux pôles positif et négatif. Les convertisseurs commandés en mode glissant sont couplés à ce bus pour donner des ramifications dont les caractéristiques de tensions et de courants peuvent être commandées à partir du système de contrôle centralisé du Micro-Réseau suivant soit un flux à sens unique soit un flux bidirectionnel. Cette configuration présente parmi ses avantages :

- ❖ La réduction de la consommation surtout pour les charges DC.
- ❖ Le maintien des qualités de l'alimentation et la robustesse face aux perturbations.
- ❖ La réduction du poids et de l'espace requis par les conducteurs et les convertisseurs.
- ❖ La réduction du coût d'investissement et l'augmentation de la durée de vie des appareils.

L'apparition de nouvelles familles de charges incluant les véhicules électriques introduit un grand nombre d'informations à communiquer au niveau du réseau de communication. Ces informations comprennent l'identification de la charge, le SOC pour les charges intégrant un système de stockage par batterie ou encore l'état de connectivité sur le réseau.

- ❖ Pour garantir l'interopérabilité des différents objets et l'efficacité de la transmission en temps réel, les médiums de communication à très haut débit tels que la fibre optique ou le 5G qui ne nécessite pas de connexion physique sont utilisés avec des protocoles optimisés pour l'IoT tel que le CoAP en couche application, l'UDP en couche transport et l'IPv6 en couche réseau.
- ❖ Les standards PoE et USB Type-C permettent également de véhiculer l'information en plus du courant électrique dont l'intensité et la tension peuvent être commandés en mode glissant à la suite d'une négociation de puissance entre un switch et les charges qui y sont connectées.

L'architecture de réseau en P2P exploite les informations affichées par les compteurs intelligents. L'AMI permet de centraliser les données permettant d'avoir une estimation de l'énergie totale produite et disponible sur le MG. L'accès à ces données permet aux utilisateurs de participer activement dans la gestion de cette énergie en appliquant une politique de DR. L'énergie produite par un foyer est également gérée par le contrôleur local de MG qui communique aux convertisseurs les décisions validées à partir de l'algorithme de gestion de l'énergie proposée dans ce travail. Les types de décisions applicables sont :

- ❖ L'exportation du surplus d'énergie produit : Dans ce cas un système de facturation automatique peut être mis en œuvre en calculant la différence entre l'énergie importée et celle exportée. Le système de facturation peut être dynamique et fonction du coût d'exploitation des sources utilisées.
- ❖ Le chargement et déchargement des systèmes de stockages avec précision de la consigne d'intensité : Pour le chargement, les consignes d'intensités dépendent du mode souhaité parmi le mode normal, le mode rapide, la charge d'entretien... Pour le déchargement, le débit des batteries est fonction de l'autonomie souhaitée.
- ❖ La déconnection des charges non supportées : Permet d'éviter l'effondrement du système tout en alimentant une partie des charges consommant un quota d'énergie définie selon la planification horaire et le dimensionnement des infrastructures de production d'électricité.

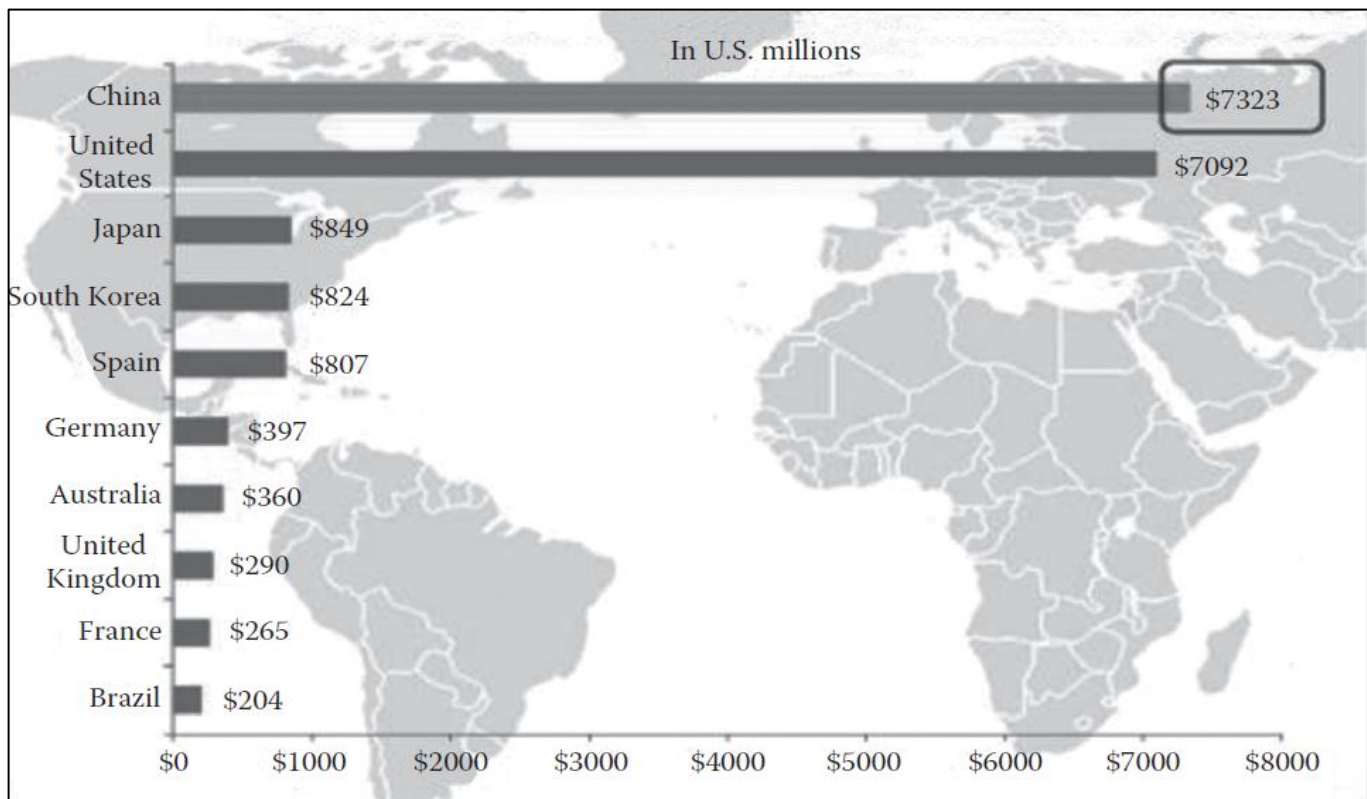
Les convertisseurs bidirectionnels permettent de contrôler le sens du courant qui transite entre le bus DC et les différentes ramifications. Parmi les scénarios étudiés en simulation, l'architecture en P2P étant associée à une politique de DR peut garantir la satisfaction totale des besoins énergétiques des charges présentes dans un micro-réseau DC. Le dimensionnement des sources peut être basé sur des quotas convenus entre un prosomateur et un abonné pour garantir la tenue d'un mode de fonctionnement en îlotage pour les sites isolés. L'algorithme de gestion de l'énergie offre un accès à une énergie électrique de faible coût et à différents tarifs concurrentiels. L'abondance des gisements solaires et éoliennes permet d'associer les architectures en micro-réseau aux projets de constructions de nouvelles villes ou de réaliser des centrales de grandes puissances servant à alimenter les zones d'agglomérations pour les pays en voie de développement comme Madagascar.

En plus des avantages économiques et environnementaux qui sont généralement obtenus en utilisant les sources peu coûteuses à bases d'énergie propres et renouvelables, les technologies SG apportent également différents services pouvant réformer le cercle sociétal. Ces métiers et activités peuvent être directement liés à l'utilisation de l'énergie électrique à l'exemple des prosomateurs,

des services de stockages de l'énergie ou encore des stations de chargement de véhicules électriques. D'autres services sont plus liés aux architectures de communications, dont les services d'administration du réseau NAN ou WAN et de l'IoT, les services de cybersécurité mais aussi les services d'intégration d'entreprises. Des services après-ventes spécifiques aux objets connectés peuvent également voir le jour incluant les maintenances à distance et les mises à jour des applications.

Cette étude peut s'élargir vers des dimensionnements de micro-réseaux applicables aux projets de construction de villes nouvelles en phase d'études à Madagascar. Les résultats ces calculs de dimensionnement peuvent être vérifiés par une méthode de DC flow qui priorise la circulation du courant produit par les sources les moins coûteuses. En fonction des types de sources choisis, la tension du bus DC peut être déstabilisée par les perturbations affectant les systèmes de conversion d'énergies renouvelable non contrôlables. Plus particulièrement, les turbines éoliennes sont dépendantes de la vitesse du vent qui est un paramètre dont le comportement est imprévisible ce qui complique la planification des charges suivant une politique de DR. Dans une étude de réseau où les incidences des perturbations sont multiples, le réseau est modélisé en tant que système multivariable (MIMO) ce qui nécessite une technique de contrôle robuste différente du SMC qui est une forme de commande non linéaire discontinue applicable du point de vue de l'application. Plusieurs techniques de commandes robustes ont été développées dont la mise en forme de boucle H-infini (H-infinity loop-shaping) qui est applicable pour stabiliser un modèle complet de micro-réseau.

Annexe 1 : Les 10 nations ayant le plus investis dans les technologies SG en 2010 [10]



Top 10 Country Smart Grid Federal Stimulus Investments in 2010	
Country	Key Stimulus Investments
China	<p>The Chinese government has developed a large, long-term stimulus plan to invest in water systems, rural infrastructures and power grids, including a substantial investment in smart grids.</p> <p>Smart technologies are seen as a way to reduce energy consumption, increase the efficiency of the electricity network, and manage electricity generation from renewable technologies. China's State Grid Corporation has outlined plans for a pilot program by 2010 and deployment by 2030.</p> <p>China has engaged in several collaboration agreements on the deployment of renewable energy sources.</p>
United States	<p>Extensive smart grid funding available as part of the American Recovery and Reinvestment Act (ARRA).</p> <p>USD 4.5 billion allocated to grid modernization.</p> <p>USD 3.3 billion for the integration of proven technologies into existing electric grid infrastructure.</p> <p>USD 7.25 billion in loans for transmission infrastructure projects.</p> <p>USD 100 million for regional smart technologies demonstrations.</p> <p>USD 515 million for energy storage and demonstrations.</p>

Country	Key Stimulus Investments
Japan	<p>The Federation of Electric Power Companies of Japan plans to develop a smart grid by 2020 that incorporates solar power generation with investment support of USD 104 million from the Japanese government.</p> <p>The Japanese government has announced a national smart metering initiative and major utilities have announced smart grid programs.</p>
South Korea	<p>The Korean Government has launched a USD 65 million pilot program on Jeju Island with major players in the industry. The program consists of a fully integrated smart grid system for 6000 households, wind farms and four distribution lines.</p> <p>Korea plans to reduce electricity consumption by 10% and 41 million tons of CO₂ by 2030.</p> <p>Korea also plans to implement smart grids nationwide by 2030.</p>
Spain	<p>The utility Iberdrola is coordinating the PRIME smart metering project, which aims to develop a public, open, and standard automated metering infrastructure.</p> <p>The utility Endesa aims to deploy automated meter management to more than 13 million customers on the low voltage network from 2010 to 2015, building on past efforts by the Italian utility ENEL.</p>
Germany	<p>The German government's E-Energy funding program has several projects focusing on specific smart grid technologies.</p>
Australia	<p>The Australian government announced the AUD 100 million "Smart Grid, Smart City" initiative in 2009 to deliver a commercial scale smart grid demonstration project.</p> <p>Additional efforts in the area of renewable energy deployments are resulting in further study on smart grids.</p>
United Kingdom	<p>The U.K. energy regulator OFGEM has outlined an incentive initiative called the Registered Power Zone that will encourage distributors to develop and implement innovative solutions to connect distributed generators to the network.</p>
France	<p>The electricity distribution operator ERDF is deploying 300,000 smart meters in a pilot project based on an advanced communication protocol named Linky. If the pilot is deemed a success, ERDF will replace all of its 35 million meters with Linky smart meters from 2012 to 2016.</p>
Brazil	<p>APTEL, a utility association, has been working with the Brazilian government on narrowband power line carrier trials with a social and educational focus.</p> <p>Ampla, a power distributor in Rio de Janeiro State owned by the Spanish utility Endesa, has been deploying smart meters and secure networks to reduce losses from illegal connections.</p> <p>AES Eletropaulo, a distributor in São Paulo State, has developed a smart grid business plan using the existing fiber-optic backbone.</p> <p>The utility CEMIG has started a smart grid project based on system architecture developed by the IntelliGrid Consortium, an initiative of the United States-based Electric Power Research Institute (EPRI).</p>

Source: Major Economies Forum (MEF) on Energy and Climate, Technology Action Plan (TAP): Smart Grids. Prepared by Italy and Korea in consultation with MEF Partners, December 2009. <http://www.majoreconomiesforum.org/> (Accessed on March, 2011).

Annexe 2 : Les sept couches du modèle OSI [10]

Application (7)	Provides services directly to user applications. Because of the potentially wide variety to applications, this layer must provide a wealth of services. Among these services are establishing privacy mechanisms, authenticating the intended communication partners, and determining if adequate resources are present.
Presentation (6)	Performs data transformations to provide a common interface for user applications, including services such as reformatting, data compression, and encryption.
Session (5)	Establishes, manages, and ends user connections and manages the interaction between ends systems. Services include such things as establishing communications as full or half duplex and grouping data.
Transport (4)	Insulates the three upper layers, 5 through 7, from having to deal with the complexities of layers 1 through 3 by providing the functions necessary to guarantee a reliable network link. Among other functions, this layer provides error recovery and flow control between the two end points of the network connection.
Network (3)	Establishes, maintains, and terminates network connections. Among other functions, standards define how data routing and relaying and handed.
Data-link (2)	Ensures the reliability of the physical link established at layer 1. Standards define how data frames are recognized and provide necessary flow control and error handling at the frame level.
Physical (1)	Controls transmission of the raw bitstream over the transmission medium. Standard for this layer define such parameters as the amount of signal voltage swing, the duration of voltages (bits), and so on.

Annexe 3 : Caractéristiques des différentes technologies de communications utilisées dans un NAN [14]

Technologies	Débit	Portée	Avantages	Inconvénients
CPL <ul style="list-style-type: none"> • NB-PCL • BB-PCL 	<ul style="list-style-type: none"> • 1-500 Kbps • 1-10 Mbps 	<ul style="list-style-type: none"> • 150 km • 1,5 km 	<ul style="list-style-type: none"> • Exploitation des lignes électriques déjà construites. • Possibilité de déconnexion physique. • Coûts d'exploitation et de maintenance réduits. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pertes de signal élevées et interférences des canaux. • Sensibles aux perturbations électromagnétiques. • Difficultés de transmission pour les débits élevés. • Routage Complexe
DSL : <ul style="list-style-type: none"> • ADSL • ADSL.2 • ADSL.2+ • VDSL 	<ul style="list-style-type: none"> • 8 Mbps • 12 Mbps • 24 Mbps • 52-85 Mbps 	<ul style="list-style-type: none"> • 5 km • 7 km • 7 km • 1,5 km 	<ul style="list-style-type: none"> • Larges infrastructures de communication déjà construites. 	<ul style="list-style-type: none"> • Réseaux de télécommunication gérés par des opérateurs qui pourraient facturer à prix élevés l'utilisation de leurs infrastructures.
WiMAX	<ul style="list-style-type: none"> • 128 Mbps 	<ul style="list-style-type: none"> • 10 km 	<ul style="list-style-type: none"> • Meilleures performances (distance couverte et qualité de service) par rapport au Wi-Fi. 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestion complexe du réseau. • Coût élevé des équipements terminaux et accru avec l'utilisation des spectres sous licences
Réseaux de téléphonie mobile				
<ul style="list-style-type: none"> • 2G • 2.5 G • HSPA • LTE • LTE-A 	<ul style="list-style-type: none"> • 14,4 Kbps • 144 Kbps • 14,4 Mbps • 326 Mbps • 0,5-1 Gbps 	<ul style="list-style-type: none"> 0-5 km (Optimal) 5-30 km (Acceptable) 30-100 km (Réduit) 	<ul style="list-style-type: none"> • Prise en charge de millions d'appareils. • Faible consommation d'énergie des équipements terminaux. • Grande flexibilité. 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût élevé pour l'utilisation des réseaux des fournisseurs de services et accru avec l'utilisation des spectres sous licences.

Définitions :

DSL (Digital Subscriber Line) : Ce terme se traduit par « Ligne d'accès numérique » ou encore « Ligne numérique d'abonné » renvoie à l'ensemble des techniques mises en place pour un transport numérique de l'information sur une ligne de raccordement filaire téléphonique ou liaisons spécialisées.

GSM (ou Global System for Mobile Communications) : C'est une norme numérique de seconde génération (2G) pour la téléphonie mobile. Tel qu'il a été conçu, le réseau GSM était plus dédié pour les communications de type « voix » (téléphonie). Le réseau étant commuté, les ressources ne sont allouées que pour la durée de la conversation, comme lors de l'utilisation de lignes téléphoniques fixes. Les clients peuvent soit acheter une carte prépayée, soit souscrire un abonnement.

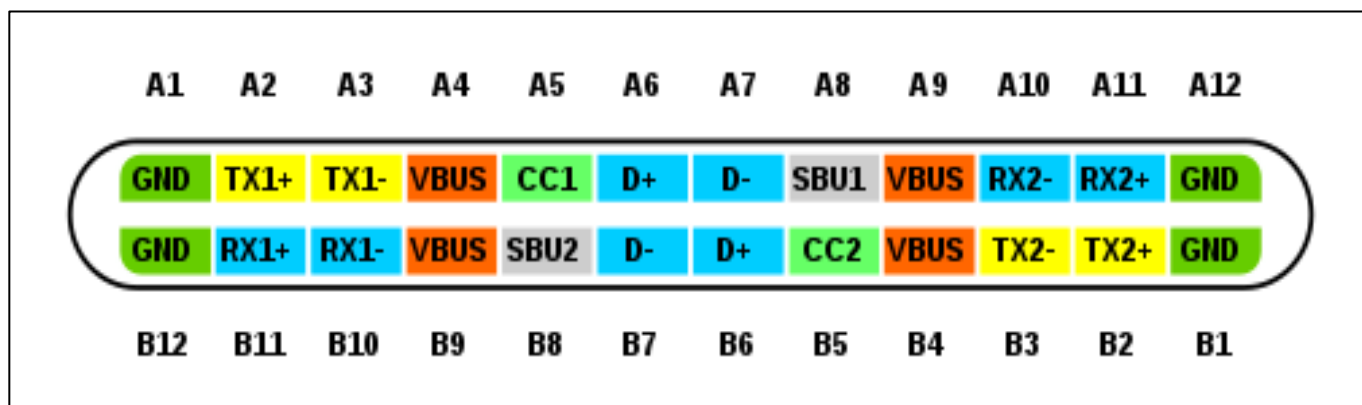
GPRS (ou General Packet Radio Service) (2.5G) : C'est une norme dérivée du GSM et complémentaire de celui-ci. Il ajoute par rapport à ce dernier la transmission par paquets. Cette méthode est plus adaptée à la transmission des données.

HSPA (ou High Speed Packet Access, aussi appelé 3G+) : C'est la combinaison de deux protocoles utilisés en téléphonie mobile pour améliorer les performances obtenues avec la 3G UMTS : le High Speed Downlink Packet Access (HSDPA) et le High-Speed Uplink Packet Access (HSUPA).

UMTS (ou Universal Mobile Telecommunications System) : C'est l'une des technologies de téléphonie mobile de troisième génération (3G). Elle est basée sur la technologie W-CDMA (Wideband Code Division Multiple Access ou « multiplexage par code à large bande ») qui est une technique de codage permettant d'utiliser les mêmes fréquences hertziennes dans toutes les cellules radio contrairement au GSM. Le WCDMA est associé à un « scrambling code » (code d'embrouillage) permettant d'identifier chaque cellule.

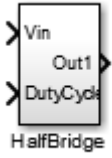
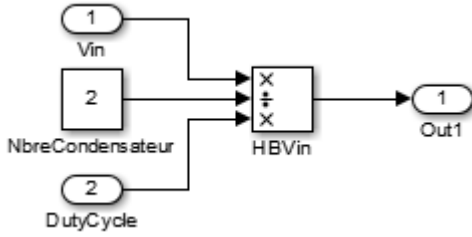

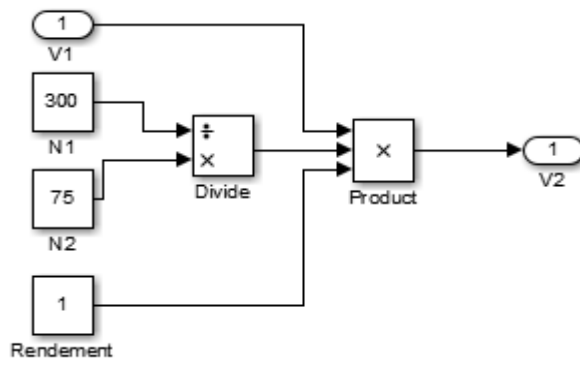

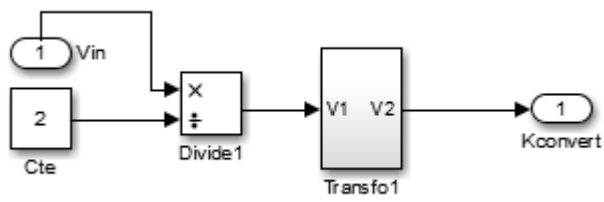

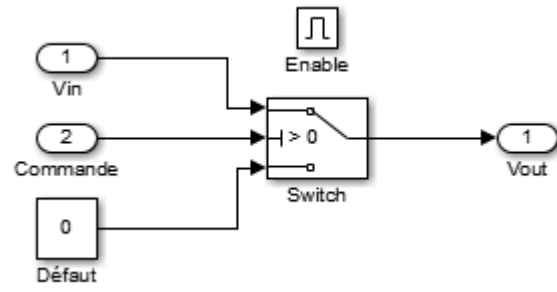
LTE (ou Long Term Evolution, appelés aussi 4G) : Le LTE et le LTE Advanced sont des normes de communication optimisées pour transporter des données avec des débits fixes et garantis ou avec des débits variables. Ceci est rendu possible par l'allocation dynamique de la ressource radio permise par les normes définissant le réseau d'accès radio LTE « l'eUTRAN » et par le codage OFDMA qui autorise le partage des bandes de fréquence entre abonnés via un multiplexage temporel et fréquentiel, avec une base de temps (le TTI : Transmission Time Interval) très courte (1 ms) pour redistribuer la bande passante radio entre les terminaux actifs dans chaque cellule.


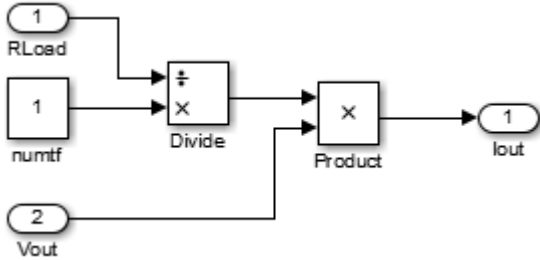
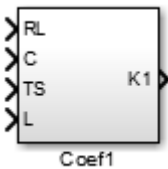
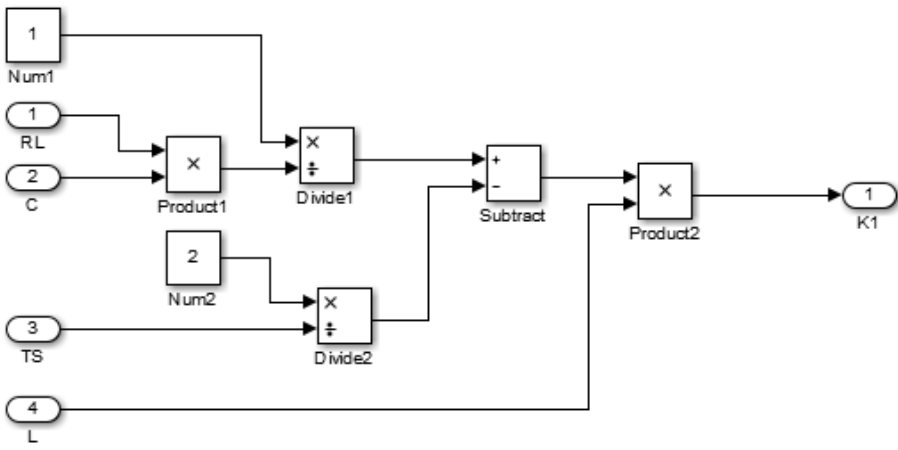
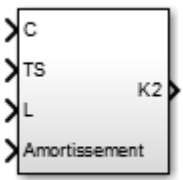
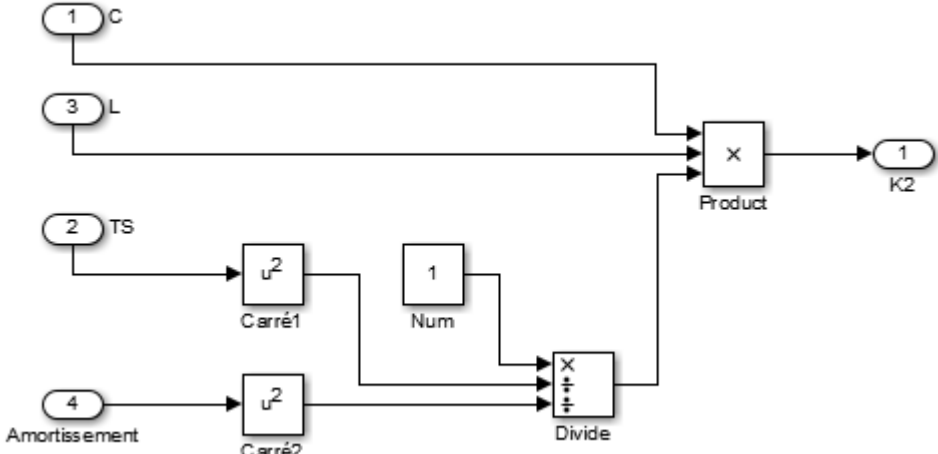
Annexe 4 : Brochage d'une prise USB Type-C



<i>Pin</i>	Nom	Description
<i>A1, A12, B1, B12</i>	GND	Ground return
<i>A2, B2</i>	SSTXp1, SSTXp2	SuperSpeed differential pair#1 et pair#2, TX, positive
<i>A3, B3</i>	SSTXn1, SSTXn2	SuperSpeed differential pair#1 et pair#2, TX, negative
<i>A4, A9, B4, B9</i>	VBUS	Bus Power
<i>A5, B5</i>	CC1, CC2	Configuration channel
<i>A6, B6</i>	Dp1, Dp2	USB 2.0 differential pair, position 1 et 2, negative
<i>A7, B7</i>	Dn1, Dn2	USB 2.0 differential pair, position 1 et 2, negative
<i>A8, B8</i>	SBU1, SBU2	Sideband use
<i>A10, B10</i>	SSRXn1, SSRXn2	SuperSpeed differential pair#2 et pair#1, RX, negative
<i>A11, B11</i>	SSRXp1, SSRXp2	SuperSpeed differential pair#2 et pair#1, RX, positive

Annexe 5 : Modélisation des sous-systèmes utilisés dans les modèles du convertisseur DC-DC en demi-pont et du contrôleur en mode glissant

Blocs de sous-systèmes	Modèles internes
 <p>HalfBridge</p>	
 <p>Transfo</p>	
 <p>Kconvert1</p>	
 <p>InterrupteurInterne</p>	

Blocs de sous-systèmes	Modèles internes
 <p>TF Charge</p>	 <p>Internal model for TF Charge: The input 'Vout' (2) is multiplied by 'numtf' (1) in a 'Product' block. The result is then divided by 'RLoad' (1) in a 'Divide' block to produce the output 'Iout' (1).</p>
 <p>Coef1</p>	 <p>Internal model for Coef1: The inputs 'Num1' (1), 'RL' (1), 'C' (2), 'Num2' (2), 'TS' (3), and 'L' (4) are processed through a series of multiplication and division blocks. 'RL' and 'C' are multiplied in 'Product1'. 'Num1' and the result of 'Product1' are multiplied in 'Divide1'. 'Num2' and 'TS' are multiplied in 'Divide2'. The outputs of 'Divide1' and 'Divide2' are subtracted in the 'Subtract' block. Finally, the result is multiplied by 'L' in 'Product2' to produce the output 'K1' (1).</p>
 <p>Coef2</p>	 <p>Internal model for Coef2: The inputs 'C' (1), 'L' (3), 'TS' (2), and 'Amortissement' (4) are processed. 'C' and 'L' are multiplied in the 'Product' block to produce 'K2' (1). 'TS' is squared in 'Carré1'. 'Amortissement' is squared in 'Carré2'. The result of 'Carré1' is multiplied by a constant 'Num' (1) and then divided by the result of 'Carré2' in the 'Divide' block. The output of the 'Divide' block is then multiplied by the output of the 'Product' block to produce the final output 'K2' (1).</p>

Annexe 6 : Extrait du code MATLAB utilisé pour la Simulation 3

```
% Extrait du programme après calcul des puissances
P(1,1,t),P(2,2,t),P(3,3,t),Q1(t),Q2(t),Q3(t)

%Configurations en fonction de l'état de connectivité des sources P3
et P4
    if Con4==1
        Q(1,1,t)=Q1(t);
        Q(2,2,t)=0;
        Q(2,4,t)=Q2(t);
        Q(3,4,t)=Q3(t);
        P(4,2,t)=Q2(t);
        P(4,3,t)=Q3(t);
    else if Con3(t)==1
        Q(2,3,t)=Q2(t);
        Q(3,3,t)=Q3(t);
        P(2,4,t)=P(2,2,t);
        P(2,2,t)=0;
        P(3,2,t)=Q2(t);
    else
        Q(1,1,t)=Q1(t);
        Q(2,2,t)=Q2(t);
        Q(3,3,t)=Q3(t);
    end
end

for i=1:3

% Etapes de calcul de la répartition de puissance pour i=1 et 3
    if i~=2
        for k=1:i
            Q(i,t)=Q(i,t)+Q(k,i,t);
        end
        if P(i,i,t)>=Q(i,t)
            j=i+1;
            P(i,j,t)=P(i,i,t)-Q(i,t);
            for k=1:i
                P(i,k,t)=Q(k,i,t);
                if Q(k,i,t)~=0
                    Etat(i,k,t)=1;
                end
                Q(k,i,t)=0;
            end
            while j<4
                if Q(j,j,t)~=0
                    if P(i,j,t)>=Q(j,j,t)
                        Etat(i,j,t)=1;
                        j=j+1;
                        P(i,j,t)=P(i,j-1,t)-Q(j-1,j-1,t);
                        Q(j-1,i)=0;
                        P(i,j-1,t)=Q(j-1,j-1,t);
                        Q(j-1,j-1,t)=0;
                    else if j~=3
                        if P(i,j,t)~=0
```

```

Etat(i,j,t)=1;
Q(j,j+1,t)=Q(j,j,t)-P(i,j,t);
Q(j,i,t)=0;
j=4;
else
    Etat(i,j,t)=0;
    Q(j,j+1,t)=Q(j,j,t);
    Q(j,i,t)=0;
    j=4;
end
else
    Etat(i,3,t)=0;
    P(i,4,t)=P(i,3,t);
    P(i,3,t)=0;
    j=4;
end
end
else
% La puissance est exportée en cas d'absence de charges
    j=j+1;
    P(i,j,t)=P(i,j-1,t);
    P(i,j-1,t)=0;
%=====
end
end
else
    if i==3
        Etat(3,3,t)=0;
        Q(2,4,t)=Q(2,3,t);
        Q(3,4,t)=Q(3,3,t);
    else
        Etat(i,i,t)=1;
        j=i+1;
        Q(i,j,t)=Q(i,t)-P(i,i,t);
        Q(i,i,t)=0;
    end
end
end

% Etape de calcul de la répartition de puissance pour i=2
else if ESS==1

% MG avec système de stockage par batteries
    Q(2,t)=Q(1,2,t);
    if Comp==1

% Consommateur avec abonné auprès d'un prosomateur
        if Q(1,2,t)~=0
            if P(2,2,t)>=Q(2,t)
                Etat(2,1,t)=1;
                if Q(2,t)-Prod(2,t)>=0
                    P(2,1,t)=Prod(2,t);
                    Pp(4,2,t)=Q(2,t)-P(2,1,t);
                    Q(1,2,t)=0;
                    P(2,4,t)=0;
                    P(2,2,t)=0;

```

```

        else
            P(2,1,t)=Q(2,t);
            Pp(4,2,t)=0;
            Q(1,2,t)=0;
            P(2,4,t)=Prod(2,t)-P(2,1,t);
            P(2,2,t)=0;
        end
    else
        Etat(2,1,t)=0;
        P(2,1,t)=0;
        P(2,4,t)=Prod(2,t);
        P(2,2,t)=0;
        Q(1,3,t)=Q(1,2,t);
        Q(1,2,t)=0;
    end
end
else
    P(2,1,t)=0;
    P(2,2,t)=0;
    Etat(2,1,t)=0;
end
else
%Pas d'abonnement auprès d'un prosomateur
    if P(2,2,t)>=Q(2,t)
        Etat(2,1,t)=1;
        P(2,1,t)=Q(2,t);
        Q(1,2,t)=0;
        P(2,4,t)=P(2,2,t)-P(2,1,t);
        P(2,2,t)=0;
    else
        Etat(2,1,t)=0;
        P(2,1,t)=0;
        P(2,4,t)=P(2,2,t);
        P(2,2,t)=0;
    end
end

% Conditions requises pour pouvoir exporter l'énergie produite par les
% batteries
    if P(2,4,t)>=Q(4,2,t)-P(1,4,t) && Q(4,2,t)-P(1,4,t)>=0
        P(2,4,t)=Q(4,2,t)-P(1,4,t);
        Etat(2,4,t)=1;
        Q(4,1,t)=0;
        Q(4,2,t)=0;
    End

% Calcul de la puissance débitée par les batteries
    if Dech(t)==1
Pdeb(t)=P(2,1,t)*Etat(2,1,t)+P(2,4,t)*Etat(2,4,t);
    End

% Exportation de la puissance produite par les sources P1 lorsque les
% sources P3 et P4 sont connectées.
    if Char(t)==1
        if Con4==1

```

```

        P(1,4,t)=P(1,2,t);
        P(1,2,t)=0;
        Q(2,4,t)=Q(2,2,t);
        Q(2,2,t)=0;
    else if Con3(t)==1
        P(1,4,t)=P(1,2,t);
        P(1,2,t)=0;
        Q(2,3,t)=Q(2,2,t);
        Q(2,2,t)=0;
    end
end
end
else
% Scénarios sans systèmes de stockages
    Q(2,t)=0;
    if Con4==1
        P(1,4,t)=P(1,2,t);
        P(1,2,t)=0;
        Q(2,4,t)=0;
    else if Con3(t)==1
        P(1,4,t)=P(1,2,t);
        P(1,2,t)=0;
        Q(2,3,t)=0;
    end
end
end
end
end

% Calcul de la puissance de chargement disponible et mise à jour de
l'état
% de charge
Pcha(t)=P(1,2,t)+P(3,2,t)+P(4,2,t);

SOC(t)=TempSOC+deltat*((Pcha(t)/(TensionBatterie*CapBatterie))*Char(t)
-(Pdeb(t)/(TensionBatterie*CapBatterie))*Dech(t));
TempSOC=SOC(t);

% Calcul de l'énergie importée en provenance des réseaux prosomateurs
if Conp==1
    for i=1:3
        if i~=2
            Pp(4,i,t)=0;
            Pcum(i,t)=0;
            ipp=0;
            for j=1:3
                if ipp==0
                    Pcum(i,t)=Pcum(i,t)+P(i,j,t);
                    if Pcum(i,t)<=Prod(i,t)
                        Pp(4,i,t)=0;
                    else
                        Pp(4,i,t)=Pcum(i,t)-Prod(i,t);
                        if j==2
                            Ppc(t)=Ppc(t)+Pp(4,i,t);
                        end
                    end
                end
            end
        end
    end
end

```

```

                                P(i,j,t)=P(i,j,t)-Pp(4,i,t);
                                ipp=1;
                                end
                            else
                                Pp(4,i,t)=Pp(4,i,t)+P(i,j,t);
                                P(i,j,t)=0;
                            end
                        end
                    end
                end
            end

% Calcul des puissances exportées et importées
Pexp(t)=P(1,4,t)+P(2,4,t)+P(3,4,t);
if Pexp(t)>0
    for i=1:3
        if P(i,4,t)>0
            Etat(i,4,t)=1;
        end
    end
else
    Pimp(t)=Q(2,4,t)+Q(3,4,t);
    for i=2:3
        if Q(i,4,t)>0
            Etat(4,i,t)=1;
        end
    end
end

% Calcul des flux énergétiques journaliers
for i=1:4
    for j=1:4
        EP(i,j)=EP(i,j)+P(i,j,t)*deltat;
    end
end

% Calcul des besoins énergétiques non satisfaits
for i=1:4
    for j=1:4
        EQ(i,j)=EQ(i,j)+Q(i,j,t)*deltat;
    end
end

```

Références :

- [1] A.H.Abdulwahid, «New High-Speed Directional Relay Based on Wireless Sensor Network for Smart Grid Protection», IntechOpen 2019.
- [2] H.Abu-Rub, M.Malinowski & K.Al-Haddad, «Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications», John Wiley & Sons Ltd 2014.
- [3] A.Aithal & J.Wu, «Operation and performance of a medium-voltage DC link», The Institution of Engineering and Technology 2017.
- [4] I.Aldaouab & M.Daniels, «Renewable Energy Microgrid Design for Shared Loads», IntechOpen 2018.
- [5] M.Amin, «Power Electronics Platforms for Grid-Tied Smart Buildings», Intechopen 2016.
- [6] A.Anvari-Mogghadam, G.Mokhtari, J.M.Guerrero, «Coordinated Demand Response and Distributed Generation Management in Residential Smart Microgrids», IntechOpen 2016.
- [7] G.Auran, « Full selective protection strategy for multi-terminal cable HVDC grids based on HB-MMC converters », Université Grenoble Alpes, 2017.
- [8] S.Ayoub, «Technique Distribuée de Gestion de la Charge sur le Réseau Electrique et Ring-Tree : Un nouveau système de communication P2P», Université de Sherbrooke, Mars 2013.
- [9] Bigonoff, «Le Système Domotique DOMOCAN ME (Master Edition)», www.abcelectronique.com, 2018
- [10] S.Borlase, « Smart Grids : Infrastructure, Technology and Solutions », Taylor & Francis Group 2013.
- [11] F.Bouhafs, M.Mackay & M.Merabti, «Communication Challenges and Solutions in the Smart Grid», Springer 2014.
- [12] A.E.M.Bouzid, «Elaboration d'une méthode de contrôle pour améliorer la robustesse d'un micro réseau électrique», Université du Québec à Trois-Rivières, Juillet 2017.
- [13] K.C.Budka, J.G.Deshpande, M.Thottan, «Communication Networks for Smart Grids – Making Smart Grid Real», Springer 2014.
- [14] H.M.N.Café, «Wireless Smart Grids for Smart Energy Management», Instituto Superior Técnico, Université de Lisbonne, Novembre 2015.
- [15] R.Cailliere, «Mécanisme de négociation distribuée pour la gestion intelligente de l'énergie», Université de Lyon 2017.
- [16] M.Castilla, «Control Circuits in Power Electronics», The Institution of Engineering and Technology 2016.
- [17] S.Cirani, G.Ferrari, M.Picone & L.Veltri, «Internet Of Things – Architectures, Protocols and Standards», John Wiley & Sons Ltd 2019.
- [18] F.C.De La Rosa, «Harmonics, Power Systems and Smart Grids», Taylor & Francis Group 2015.

- [19] F.Deng, «Design and Control of A DC Grid for Offshore Wind Farms. Department of Energy Technology», Aalborg University. Denmark 2012.
- [20] L.C.Diaz, «Contributions to the Design and Operation of a Multilevel-Active-Clamped Dc-Ac Grid-Connected Power Converter for Wind Energy Conversion Systems», UPC Barcelona, Juin 2017.
- [21] B.Dokic, B.Blanusa, «Power Electronics – Converters and regulators», Springer 2015
- [22] T.Duong, «Design, Management and Control of Energy Storage DC Nano-Grid», National University Of Singapore 2013.
- [23] M.M.Eissa, M.M.Elmesalawy, A.Soliman, A.A.Shetaya & M.Shaban, «Egyptian Wide Area Monitoring System (EWAMS) Based on Smart Grid System Solution», IntechOpen 2015.
- [24] L.A.El-Leathley, «Energy Management System Designed for the Interconnected or Islanded Operation of a Microgrid using LabVIEW Software», IntechOpen 2018.
- [25] A.El-Shahat & S.Sumaiya, «DC-Microgrid System Design, Control and Analysis», MDPI, Basel, Switzerland 2019.
- [26] A.H.Fathima, K.Palanisamy, «Energy Storage Systems for Energy Management of Renewables in Distributed Generation Systems», IntechOpen 2016
- [27] G.Guérard, « Optimisation de la diffusion de l'énergie dans les smart-grids », Université de Versailles-Saint Quentin en Yvelines, 2015.
- [28] F.Guo, C.Wen, Y-D.Song, « Optimization Technologies in Smart Grid Systems », Taylor & Francis Group 2018.
- [29] R.Gustavsson & L.Marcusson, «Increasing Energy Efficiency by Reducing Losses and Promoting Value Propositions», IntechOpen 2015.
- [30] H.Horsin Molinaro & E.Vourc'h, «Capteurs pour la mesure de courant», Université Paris-Saclay 2016.
- [31] Z.S.Houti, Y.Aberkane, «Réseau Intelligent de Distribution d'Electricité (Smart Grid)», Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen Algérie, 2012.
- [32] S.Z.Jamali, S.B.A.Bukhari, M.O.Khan, K.K.Mehmood, M.Mehdi, C.H.Noh & C.H.Kim, «A High-Speed Fault Detection, Identification and Isolation Method for a Last Mile Radial LVDC Distribution Network», Department of Electrical and Computing Engineering, Sungkyunkwan University, Suwon 16419, Korea, 25 October 2018.
- [33] E.Kabalci & Y.Kabalci, «Smart Grids and Their Communication Systems», Springer 2019.
- [34] M.K.Kaziemierczuk, «Pulse-Width Modulated DC-DC Power Converters, Second Edition», John Wiley & Sons Ltd 2016.
- [35] A.Khaligh & O.C.Onar, «Energy Harvesting : Solar, Wind and Ocean Energy Conversion Systems», Taylor & Francis Group 2010.
- [36] C.K.Kim, V.K.Sood, G.S.Jang, S.J.Lim & S.J.Lee, «HVDC Transmission Power Conversion Applications in Power Systems», John Wiley & Sons Ltd 2009.

- [37] G.Lakpathi, S.Manohar Reddy, K.Lakshmi Ganesh & G.Satyanarayana, «An Effective High Step-Up Interleaved DC-DC Converter Photovoltaic Grid Connection System », International Journal of Soft Computing and Engineering (IJSCE), Septembre 2013.
- [38] T.N.Le, W-L.Chin, D.K.Truong & T.H.Nguyen, «Advanced metering infrastructure based on Smart meters in Smart Grid», IntechOpen 2016.
- [39] J.Liu, F.Xiao, W.Ma, X.Fan & W.Chen, «PWM-Based Sliding Mode Controller for Three-Level Full-Bridge DC-DC Converter that Eliminates Static Output Voltage Error», Journal Of Power Electronics, Mars 2015.
- [40] M.Madrigal, R.Uluski & K.M.Gaba, «Practical Guidance for Defining a Smart Grid Modernization Strategy (Revised Edition) », World Bank Group 2017
- [41] M.A.S.Massoum & E.F.Fuchs, «Power Quality in Power Systems and Electrical Machines – Second Edition», Elsevier Inc 2015.
- [42] A.Medjebouri & L.Mehennaoui, «Mode glissant du second ordre appliqué pour l'asservissement de position d'une articulation rigide», Mediamira Science Publisher, 2014.
- [43] A.Mohamed, «Hierarchical Control for DC Microgrids», IntechOpen 2016.
- [44] H.Mwinyi & S.R.Khamis, «Etude de réalisation d'une acquisition Tension-Courant et calcul de la puissance par la méthode d-q pour un compteur intelligent», Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen Algérie, 2017.
- [45] M.R.Nayem, F.I.Mahmud, A.U.Rahman & T.Jahan, «Real Time Monitoring and Controlled Distribution System with Smart Meter to support Smart Grid», BRAC University, Bangladesh 2017.
- [46] G.Ortiz, «High-Power DC-DC Converter Technologies for Smart Grid and Traction Applications», ETH Zurich 2014.
- [47] E.Ploumpidou, «Supporting the transition to DC micro grids in the built environment», Eindhoven University of Technology 2017.
- [48] I.Prasad, «Smart Grid Technology : Application and control», IJAREEEIE, Mai 2014.
- [49] R.S.Rakotondramanana, « Contribution à la modélisation d'un système cryptographique quantique et post-quantique des réseaux de télécommunications 5G », ED STII 2019.
- [50] S.K.Salman, «Introduction to the Smart Grid : Concepts, Technologies and Evolution», The Institution of Engineering and Technology 2017.
- [51] S.Samimi, « Modélisation et commande des convertisseurs MMC en vue de leur intégration dans le réseau électrique », Ecole Centrale de Lille, 2016.
- [52] M.Sechilariu & F.Locment, «Urban DC Microgrid Intelligent Control and Power Flow Optimization», Elsevier Inc 2016.
- [53] R.Stackowiack, A.Licht, V.Mantha & L.Nagode, «Big Data and The internet of Things – Enterprise Information Architecture for A New Age», Apress 2015

- [54] S.Sumathi, L.A.Kumar & P.Surekha, «Solar PV and Wind Energy Conversion Systems : An Introduction to Theory, Modeling with MATLAB/SIMULINK, and the Role of Soft Computing Techniques», Springer 2015
- [55] E.Taso, «DC Distribution Systems», University of Tromso Narvik, Norway, Juin 2017.
- [56] R.Wang, P.Wang & G.Xiao, «Intelligent Microgrid Management and EV Control Under Uncertainties in Smart Grid», Springer 2018.
- [57] S.Wang, L.Ge, K.Wang & S.Cai, «Energy Management and Economic Operation Optimization of Microgrid under Uncertainty », IntechOpen 2016.
- [58] V.J.Webb, «Design of a 380 V/24 V DC Micro-Grid for Residential DC Distribution», The University of Toledo, Mai 2013.
- [59] K.S.K.Weranga, S.Kumarawadu & D.P.Chandima, «Smart Metering Design and Application», Springer 2014.
- [60] J.B.Woudstra, «An Introduction to Direct Current Distribution Grids», IEEE, Proceedings of the Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy (ICUE) 2013
- [61] Y.Yang, «MAC Protocol Design for Smart Meter Network», IntechOpen 2016.
- [62] C.Zhang, «Peer-to-Peer Energy Trading in Electrical Distribution Networks», Cardiff University 2017.
- [63] Q.C.Zhong & T.Hornik, «Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration», John Wiley & Sons Ltd 2013.
- [64] H.Zhou, «Ultra-high Voltage AC/DC Power Transmission», Springer 2018.

Autres documents :

- [65] ABB SPACE Division, «Technical Application Papers No.24 – Medium Voltage Direct Current Applications», ABB 2017.
- [66] ADEME - Agence de l'Environnement et de la maîtrise de l'énergie, « Smart Grids, Le savoir-faire français ».
- [67] AEPI - Agence d'Etudes et de promotion de l'Isièrre, « Les smart grids dans le région grenobloise», AEPI 2016.
- [68] Hirschmann, Power Over Ethernet – IEEE 802.3af, Hirschmann 2011
- [69] IEA - International Energy Agency, « Technology Roadmaps – Smart Grids », 2011.
- [70] LEM Components, « Capteurs Isolés de Courant et de Tension : Caractéristiques - Applications – Calculs, 3^{ème} Edition », 2017.
- [71] NETL – The National Energy Technology Laboratory, « Modern Grid Systems View: Appendix B3 - v2.0 Advanced Components », Mars 2007.
- [72] Schneider Electric France, « Norme NFC 15-100 Guide 2012 ».

- [73] Smart Grids French Clusters, « Recommandations pour des collectivités smart grids ready », SGFC 2018.
- [74] Silicon Labs, « Wireless Product Selector Guide », 2016
- [75] [UTE C 90-483] : Le câblage résidentiel des réseaux de communication, 2005

Webographie :

- [76] <https://www.abcelectronique.com/annuaire/cours/cache/574/systemes-embarques---introduction.html>
- [77] http://www.alliantech.com/pdf/coin_des_experts/mesure_de_courant.pdf
- [78] <http://www.aero-hesbaye.be/dossiers/technique/batteries.pdf>
- [79] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/reseau-intelligent-smart-grid>
- [80] <https://www.elprocus.com/overview-smart-grid-technology-operation-application-existing-power-system/>
- [81] <http://www.mahtp.gov.mg/projet/travaux-de-construction-de-la-nouvelle-ville-tana-masoandro-1ere-phase-1ere-etape/>
- [82] <http://www.mineau.gov.mg/contrat-de-performance/>
- [83] http://www.mptdn.gov.mg/?page_id=147
- [84] <http://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/definition-d-un-smart-grid-reseau-electrique-a8779.html>
- [85] <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=definition-smart-grids>
- [86] <https://www.suptech.com/superconducting-wire/>
- [87] <https://www.xpair.com/lexique/definition/smart-grid-reseau-intelligent.htm>

FICHE DE RENSEIGNEMENTS

Auteur : RABARISOA RIRIVA Miharisoa Faniry
Adresse : Lot 101 Bis Ambohijanahary Antehiroka
105 Antananarivo (Ambohidratrimo) Madagascar
Téléphone : +261 34 84 333 77
E-mail : fanririva@gmail.com

Titre du mémoire :

« Contribution à la modélisation d'une architecture de Micro-Réseau intelligent à courant continu à base de convertisseurs commandés en mode glissant ».

Nombre de pages : 206

Nombre de tableaux : 26

Nombre de figures : 108

Directeur de mémoire : Professeur RANDRIAMITANTSOA Paul Auguste

Téléphone : +261 34 10 342 58

E-mail : rpauguste@gmail.com

Résumé :

Dans une optique de développement durable, les Smart Grids révolutionnent notre façon d'utiliser les réseaux de distribution de l'énergie électrique. Cette nouvelle génération de réseaux offre des solutions plus économiques, préservant l'environnement et tenant compte de l'évolutivité des besoins des consommateurs. Basés sur des architectures de systèmes automatisés, l'interopérabilité des différents composants, incluant les capteurs, actionneurs, sources, charges, interfaces hommes-machines répandus dans un réseau étendu, nécessite la mise en œuvre de technologies de communications performantes et sécurisées. Notre étude se portant sur le micro-réseau DC étudie une architecture basée sur le contrôle du flux de courant et de la valeur de tension par l'intermédiaire de convertisseurs commandés par MLI. L'énergie produite peut être stockée ou exportée vers des charges externes suivant le principe du P2P en utilisant des convertisseurs DC-DC bidirectionnels. Le suivi des transits de courant nécessite le déploiement de compteurs intelligents qui feront partie d'un réseau d'objets connectés interopérables entre eux suivant des standards spécifiés pour l'IoT. Individuellement, les paramètres de sorties des convertisseurs peuvent être stabilisés par une commande robuste qui est le SMC. Cependant, des commandes plus performantes à l'exemple du H-infinity loop-shaping sont requises pour une stabilisation robuste d'un réseau entier en présence d'incertitudes.

Mots clés : Réseaux Intelligents, Micro-Réseaux DC, Internet des Objets, Commande en mode glissant

Abstract :

From a sustainable development perspective, Smart Grids are reforming the way we use electrical energy distribution networks. This new generation of networks offers more economical solutions, preserves the environment and is taking into account the evolving needs of consumers. Based on automated systems architectures, the interoperability of the various components, including sensors, actuators, sources, loads, human-machine interfaces widespread across a wide area network, requires the implementation of efficient and secured communications technologies. Our study focuses on the DC micro-grids which are based on the control of the current flow and the voltage value by the means of converters controlled by PWM. The generated energy can be stored or exported to external loads in accordance with the P2P principle by using DC-DC bidirectional converters. Monitoring current flows requires the deployment of smart meters which are parts of a connected objects network in accordance with communications standards specified for IoT. Individually, the output parameters of the converters can be stabilized by a robust control type known as the SMC. However, more efficient commands such as H-infinity loop-shaping are required for robust stabilization of an entire grid in the presence of uncertainties.

Keywords : Smart Grids, DC Micro Grids, Internet Of Things, Sliding Mode Control