

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE d'ADRAR
FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TECHNOLOGIE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE en vue de l'obtention du diplôme de
MASTER en Réseaux électriques

Thème

Etude des performances d'un système P-V connecté
au réseau électrique

Soutenu le : 04 juin 2017

Présenté par : *OTHMANI Abdelali*

LAKSACI Khalifa

Membres de jury :

Président Mr: OMARI Boumediene

Encadré par :

Mr: MASMOUDI Mohammed

Examineur:

Mr: OULED ALI Omar

Année Universitaire: 2016/2017

Remerciement

بسم الله الرحمن الرحيم والحمد لله رب العالمين والصلاة والسلام
على نبيينا محمد صلى الله عليه و سلم.

سبحان الله الذي وهبنا نعمة العقل، سبحان الذي يستحق الشكر على نعمته وحده
لا شريك له، سبحان الذي جعل لنا العلم نورا وهدانا سبيل الرشاد.

*Nous remercions dieu qui nous à donné la force et la
volonté d'accomplir ce modeste travail.*

*Cette tache n'aurai pu aboutir donc le soutien de
plusieurs personnes aux quels nous exprimons ici toute notre
reconnaissances et sympathie.*

*On remercie notre encadreur Mr. MASMOUDI Mohammed
pour avoir diriger ces travaux pour ces précieux conseils, qui
n'a pas hésiter à nous fournire et sur tout ses remarques et son aide
précieuse.*

*Nos sincères remerciements aux membres de jury qui ont
bien voulu honorer de leur présence notre soutenance.*

*En fin nous remercions vivement tous ceux qui de prés
ou de loin, ont contribué d'une manière ou d'une autre à la
réalisation de ce mémoire.*

OTHMANI & LAKSACI



La liste de tableau

Tableau (I-1) : Différents régimes de neutres du réseau de distribution dans le monde.....	12
Tableau (I - 2) : Limites de fonctionnement du réseau de distribution.....	17
Tableau III.1. Régime de neutre HTA.....	50
Tableau III.2 : Tableaux BT correspondant à la puissance du transformateur HTA/BT.....	53
Tableau III.3. Domaine d'emploi des protections BT.....	57
Tableau III.4: Caractéristiques des blocs déclencheur.....	58
Tableau III.5. Réseau urbain étudié.....	60
Tableau III.6. Paramètres de câbles du réseau BT.....	63
Tableau III.7. Paramètres de charges du réseau BT.....	64
Tableau III.8. Paramètres de câble du réseau HTA.....	65
Tableau III.9. Paramètres du poste source	65
Tableau III.10. Paramètres du transformateur HTB/HTA.....	65
Tableau III.11. Caractéristiques de la poste source du réseau rural.....	67
Tableau III.12. Caractéristiques du transformateur du réseau rural.....	67
Tableau III.13. Caractéristiques de la ligne.....	67
Tableau III.14. Différents modèles d'onduleurs modélisés avec EMTP-RV.....	72
Tableau III.15. Différents types de protections de découplage BT.....	77
Tableau III.16. Différents types de protections de découplage HTA.....	78

Sommaire

INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE I : le réseau électrique	
I.1. Introduction	3
I.2. le réseau électrique.....	3
I.2. Le système électrique verticalement intégré.....	5
I.3. Quelques problèmes survenants sur le réseau électrique.....	15
I.4. Les réglages de tension.....	17
I.5. Conclusion.....	21
CHAPITRE II production d'énergie photovoltaïque	
II.1. Introduction.....	22
II.2. Les cellules photovoltaïques.....	22
II.3. Les différentes technologies des cellules PV.....	35
II.4. Classification d'un système solaire photovoltaïque.....	36
II.5. Influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution.....	38
II.6. Influence du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques.....	40
II.7. Convertisseur de puissance de système photovoltaïque.....	41
II.8. Convertisseur DC-DC pour les systèmes d'énergie solaire.....	42
II.9. Commande (MPPT) des convertisseurs DC/DC.....	42
II.10. Les onduleurs.....	44
II.11. Conclusion.....	47
CHAPITRE III Modélisation des réseaux, de leurs systèmes de protection et de protection de découplage des systèmes PV	
III.1. Introduction.....	47
III.2. Réseaux de distribution et leur systèmes de protection.....	47
III.3. Modélisation des réseaux de distribution.....	58
III.5. Conclusions.....	78
CHAPITRE V : Solutions proposées pour maintenir un bon fonctionnement onduleurs photovoltaïques	
V.1. Introduction	79
V.2. Limitation de la tension du bus DC en cas de creux de tension.....	79
V.3. Tenue des onduleurs PV face au creux de tension en utilisant un régulateur auto-	

adaptatif de tension.....	82
V.4. Conclusions.....	91
Conclusion générale.....	92

La liste des figures

Figure (I-1) Le réseau électrique.....	4
Figure (I.2) Organisation des différents niveaux de tension du système électrique.....	5
Figure (I-3) Architecture générale du réseau de distribution HT.....	7
Figure (I.4) Schéma de principe des postes sources HTB/HT.....	8
Figure (I.5) le schéma réel d'un départ du réseau de distribution.....	9
Figure (I.6) Simple dérivation NF désigne un interrupteur normalement ferme, et NO un interrupteur normalement ouvert.....	10
Figure (I.7) Double dérivation	11
Figure (I.8) Coupure d'artère	11
Figure (I-9) Différentes types de défaut.....	13
Figure (I.10) : Niveaux de tension normalisés.....	14
Figure (I – 11) : Représentation spatial sur un réseau des organes de réglage en tension.....	19
Figure (I-12). a : Régleur en charge sans compundage b : Régleur en charge avec compundage.	19
Figure II.1 : Description d'une cellule	22
Figure II.2 : Diagrammes de bandes d'énergie au voisinage de la jonction.....	23
Figure II.3 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque	24
Figure II.4 : caractéristique I-V	26
Figure II.5 : L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$	27
Figure II.6 : L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $P=f(V)$	29
Figure II.7 : L'influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$	30
Figure II.8 :L'influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$	30
Figure II.9 : Caractéristique de nombre des modules en série	32
Figure II.10 : Association de N modules solaires en série	32
Figure II.11 : Caractéristique de nombre des modules en parallèles	33
Figure II.12 : Association de N_p modules solaires en parallèle.....	33
Figure II.13 : Association mixte $N_s \times N_p$ modules solaires.....	34
Figure II.14 : Caractéristique de nombre des modules en série et parallèle.....	34

Figure II.15 : Différents technologie des cellules PV.....	35
Figure II.16 : Exemple de la structure d'un système PV autonome.....	36
Figure II.17 : Exemple de variations de tension sur un réseau BT en fonction de la présence de production PV	38
Figure II.18 : Schéma simplifié du courant de fuite via les capacités des panneaux PV, la Terre et l'onduleur.....	40
Figure II.19 : Symbole d'un convertisseur DC-DC	41
Figure II.20: Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur (DC-DC) contrôlé par une commande (PPM) sur charge DC.....	42
Figure II.21 : Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé.....	43
Figure II.22 : Structure d'un onduleur triphasée.....	44
Figure II.23 : Schéma de simulation d'un onduleur triphasée.....	44
Figure II.24 : Principe de la commande MLI et les impulsions d'un interrupteur	45
Figure II.25 : Schéma de simulation d'une commande MLI	46
Figure III.1 Réseau de type souterrain.....	50
Figure III.2. Réseau de type aérien.....	51
Figure III.3. Séquence de ré-enclenchement normal.....	54
Figure III.4. Séquence de ré-enclenchement avec shuntage.....	54
Figure III.5. Réseau urbain étudié.....	58
Figure III.6. Modélisation d'une section de câble sous Matlab – Simulink.....	59
Figure III.7. Réseau BT rural étudié.....	60
Figure .III.8. La topologie du réseau urbain HTA.....	62
Figure . III.9. La topologie du réseau rural.....	64
Figure. III.10. Caractéristiques des fusibles FD 400A.....	65
Figure . III.11. Caractéristiques des fusibles AD 90A.....	66
Figure . III.12. Caractéristique temps/courant du disjoncteur 256T-T.....	66
Figure . III.13. Couplage pour installations inférieures ou égales à 250Kva.....	70
Figure . III.14. Couplage à comptage BT pour installations supérieures à 250kVA.....	70
Figure III.15. Couplage à comptage HTA.....	71
Figure II.16. Recommandations de IEC, IEEE, DIN VDE 0216 et ERDF pour les protections de découplage des installations de production raccordés en BT.....	72
Figuree.III.17. Arbre de décision pour le choix d'une protection de découplage.....	76
Figure III.18. Gabarit de tension à respecter pour les installations supérieures à 5MW.....	77
Figure V.1. Schéma de principe de la commande du hacheur pour limiter la tension du bus continu.....	81

Figure V.2. Régulation auto-adaptative de tension proposée.....	84
Figure V.3. Régimes de fonctionnements du régulateur adaptatif.....	86
Figure V.4. Puissances du système PV raccordés au réseau HTA et variation de tension avec la régulation en P/Q.....	88
Figure V.5. Puissances du système PV raccordé au réseau BT avec la régulation en P/Q..	88
Figure V.6. Puissances du système PV raccordé au réseau HTA et variation de tension avec la régulation auto-adaptative de tension.....	
Figure V.7. Puissances du système PV raccordé au réseau BT et variation de tension avec la régulation auto-adaptative de tension.....	90

INTRODUCTION

GENERALE

INTRODUCTION :

Actuellement, la production de l'énergie domestique et dans l'industrie est basée, en grande partie, sur une ressource limitée: le pétrole. Les sources du pétrole deviennent de plus en plus rares, pendant que les demandes énergétiques du monde s'élèvent continuellement. Il est estimé que les réserves mondiales seront épuisées vers 2030 si la consommation n'est pas radicalement modifiée, et au maximum vers 2100 si des efforts sont produits sur la production et la consommation. Etant donné que cette forme d'énergie couvre une grosse partie de la production énergétique actuelle, il s'avère nécessaire de trouver une autre solution pour prendre le relais, la contrainte imposée est d'utiliser une source d'énergie économique et peu polluante car la protection de l'environnement est devenue un point important .

La recherche des ressources d'énergie alternatives est devenue donc une question cruciale de nos jours. Beaucoup de recherches scientifiques ont été menées, non seulement, dans le domaine de la production d'énergie nucléaire, mais également dans le secteur des sources d'énergie illimitées, telles que la production d'électricité par le vent et la transformation d'énergie solaire .

Dans ce dernier cas, la conception, l'optimisation et la réalisation des systèmes photovoltaïques sont des problèmes d'actualité puis qu'ils conduisent sûrement à une meilleure exploitation de l'énergie solaire. Pour une installation photovoltaïque, la variation de 50 % de l'éclairement ou de la charge induit une dégradation de la puissance fournie par le générateur PV de l'ordre de 50 %; en plus le générateur PV ne fonctionne plus dans les conditions optimums

Ces systèmes photovoltaïques générateurs d'électricité peuvent être exploités dans différents lieux: électrification des sites isolés, installation dans les bâtiments ou raccordement direct au réseau d'électricité,...

le rendement des systèmes PV peut être amélioré par des solutions utilisant les techniques de recherche du point de puissance maximale (dites techniques MPPT).

Au niveau mondial, le marché des systèmes photovoltaïques connaît, depuis plus de **10 ans**, un taux de croissance très élevé, de l'ordre de **30 à 40%** par an. Cette croissance exceptionnelle, due principalement aux systèmes photovoltaïques raccordés au réseau de distribution d'électricité, se traduit bien évidemment par des innovations technologiques et

une baisse de coûts des modules photovoltaïques mais aussi à des efforts importants de recherche et développement dans le domaine de l'électronique de puissance. En effet, les performances techniques et la fiabilité des convertisseurs statiques utilisés pour le raccordement des systèmes photovoltaïques au réseau de distribution d'électricité, sont des paramètres qui peuvent très fortement faire varier la production d'énergie électrique annuelle et donc la rentabilité financière d'un système. Cependant, le raccordement des systèmes PV au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur les réseaux électriques : impacts sur le changement des flux de puissance (bidirectionnel), sur le plan de tension, sur le plan de protection, sur la qualité de l'énergie ou sur la planification du réseau... D'un autre côté, les caractéristiques, le fonctionnement et les perturbations sur les réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement des systèmes PV.

Chapitre I

Le réseau électrique

I.1. Introduction :

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu' aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d' électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs. Le « système » réseau électrique met donc en oeuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Ainsi, des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence ; ceux-ci couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service du système. Aussi, nous allons parler de l'évolution des réseaux HTA. Le domaine d'application, leurs architecture et exploitation, ainsi leur rôle dans le système électrique. Cependant le réseau peut être soumis à des perturbations se propageant vite et sur une partie étendue, pour cela on donne une liste de défauts qui peuvent intervenir dans le réseau électrique et qui peuvent avoir un impact critique pour tout le système électrique. Ces perturbations peuvent être, entre autres, accentuées par des productions locales ajoutées sur le réseau de distribution.

I.2. le réseau électrique:**I.2.1. Le réseau électrique et son rôle :**

Les premières centrales électriques ont été construites par des industries pour s'autoalimenter en courant continu. L'usage public de l'électricité n'a réellement débuté qu'après l'Exposition Universelle de 1881. Les premières concessions municipales de production et de distribution d'électricité sont alors faites à des entreprises privées ou à des régies municipales pour l'éclairage public et l'alimentation de particuliers. Le courant alternatif s'est généralisé avec l'évolution technologique qui a permis d'adapter les tensions à des puissances importantes grâce aux transformateurs. Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs. **Figure (I-1).** [2]

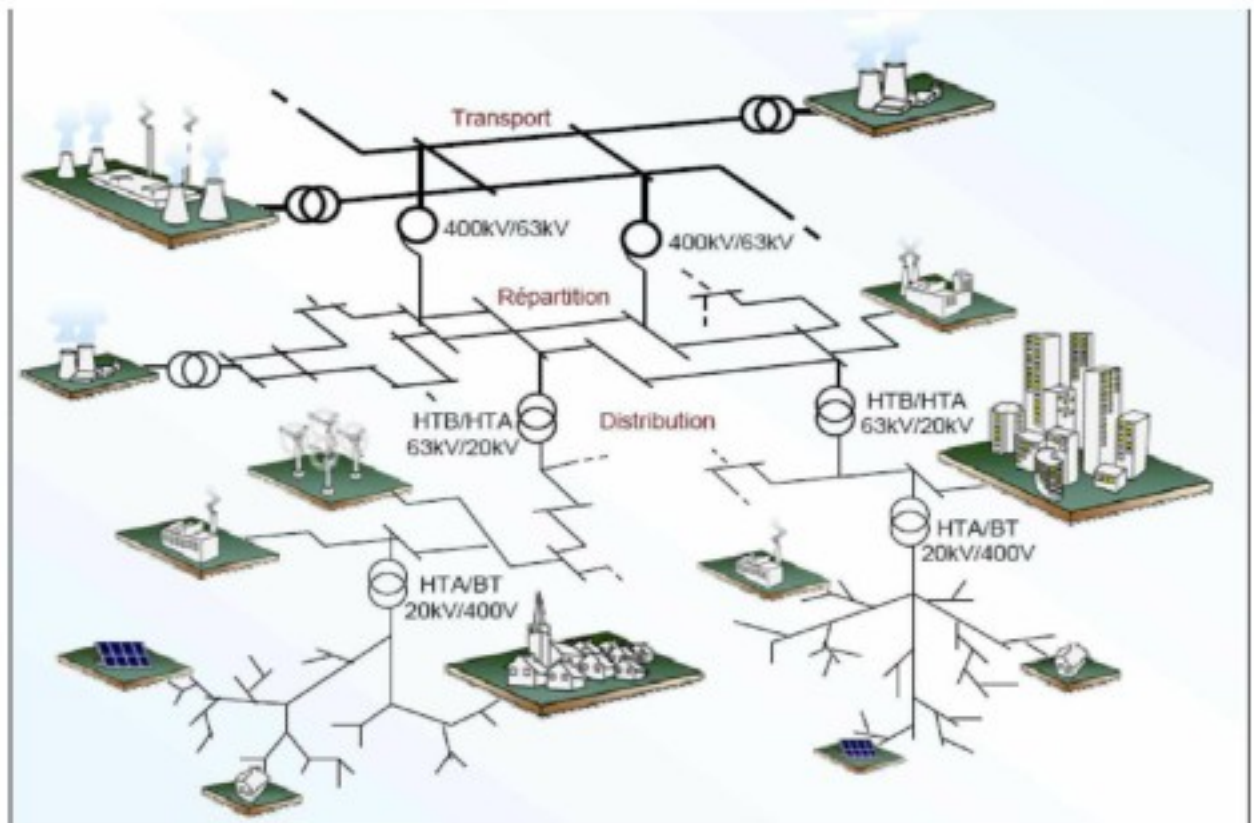


Figure (I-1) : Le réseau électrique

Le réseau électrique est exploité de manière à assurer trois principaux objectifs : La distribution d'électricité doit pouvoir être garantie et ce malgré les aléas du réseau. En effet, celle-ci est un enjeu à la fois financier et de sécurité pour les biens matériels et des personnes. Ainsi l'opérateur du réseau doit être capable de faire face à ces aléas et d'éviter les dégâts potentiels ainsi que leurs propagations. Cet enjeu de sûreté de fonctionnement en régime normal et en régime perturbé est un des premiers objectifs.

L'onde de tension fait l'objet d'engagement contractuel que l'opérateur se doit de tenir en respectant une règle d'égalité c'est-à-dire une impartialité entre clients en conservant une continuité de service maximale. Le dernier objectif d'exploitation est un objectif économique, l'exploitation doit être menée de manière optimale dans le but de réduire les pertes ainsi que les coûts de maintenance et d'investissement. D'autre part l'exploitation doit favoriser l'ouverture du marché de l'électricité.

I.2. Le système électrique verticalement intégré :

I.2.1. Définition :

Le développement à grande échelle des réseaux électriques s'est fait pendant les trente glorieuses, pour des raisons techniques et économiques, sous la forme d'un monopole verticalement intégré. L'énergie électrique étant alors et jusque dans les années 1990 produite de manière presque exclusivement centralisée, et consommée de manière totalement décentralisée. Cela a nécessité la mise en place d'un réseau capable de transporter l'énergie produite en quelques dizaines de points de productions vers plusieurs millions de consommateurs repartis sur l'ensemble du territoire. L'énergie électrique produite est directement injectée sur le réseau de transport maillé à très haute tension (de 150kV à 800 kV, généralement en Europe de 225 kV et 400 kV) pour être transporté sur de grandes distances avec un minimum de pertes. Elle "descend" ensuite sur les réseaux de répartition (de 30 kV à 150 kV, généralement en Europe de 63 kV et 90 kV), puis de distribution (MT: 3 kV à 33 kV, généralement en Europe de 20 kV) d'où elle est distribuée aux gros consommateurs et aux réseaux de distribution à basse tension (BT : 110V à 600V, généralement en Europe de 230/400 V). Cette structure verticale "transport – répartition – distribution" est schématisée sur la figure (I.2). [1]

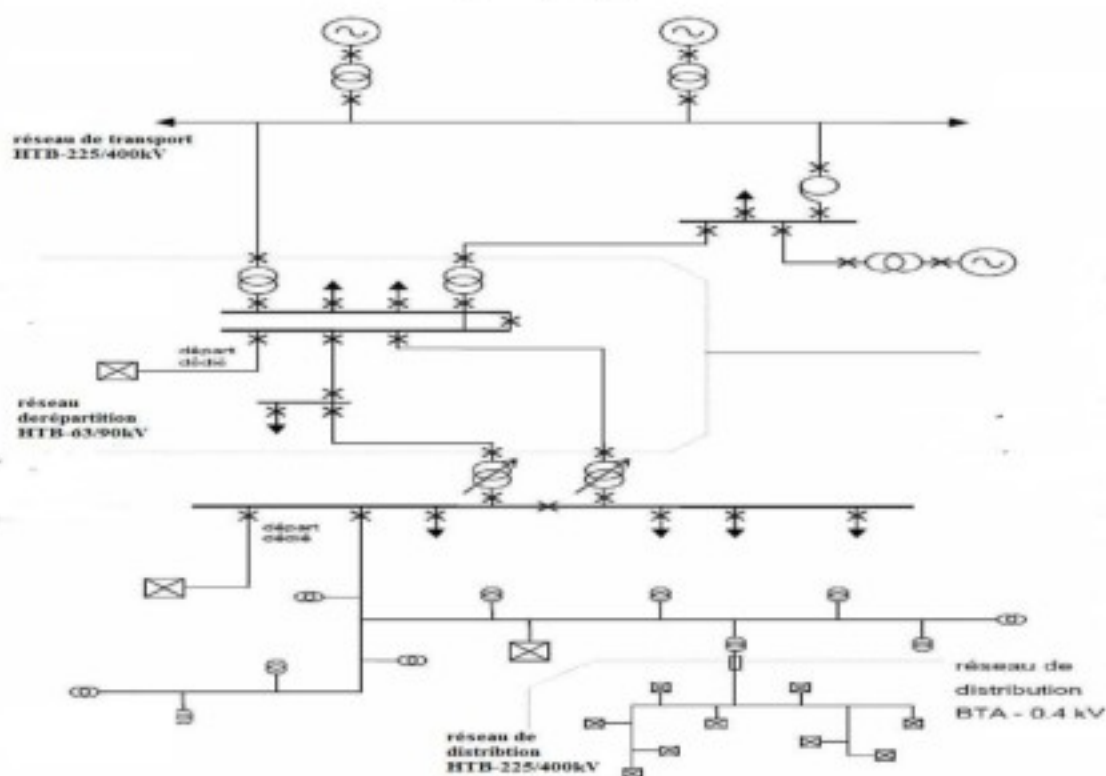


Figure (I.2) : Organisation des différents niveaux de tension du système électrique.

I.2.1.a Les réseaux de transport et de répartition :

La première de ces divisions est le réseau de transport (**THT**) ou réseau de haute tension de niveau B (**HTB**). Sur ce réseau sont connectées les centrales de production classique comme les centrales nucléaires, hydrauliques assurant 80% de la production électrique. Ces réseaux ont une architecture maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles. Cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité du service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, etc. En effet, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin pour contourner cette ligne en défaut et donc de garantir la continuité de l'alimentation en aval du problème. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau internationale. Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition (**HT**), celui-ci assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci. La gestion de la tension et de la fréquence des réseaux de transport et de répartition est effectuée de manière centralisée. Des mesures de puissances active et réactive et de tension sont effectuées sur le réseau et sont rapatriées aux centres de téléconduite. Ces mesures sont ensuite disponibles aux opérateurs en charge du bon fonctionnement du réseau ainsi que de la coordination des productions. L'opérateur en charge du bon fonctionnement de ces réseaux est le gestionnaire du réseau de transport, le RTE (Réseau de Transport d'Electricité), cette entité exploite et entretient le réseau public de transport. Notons ici que la terminologie "réseau de répartition" tend à disparaître, ce niveau de tension étant généralement englobé dans le terme "transport".

I.2.1.b. Le réseau de distribution :

La troisième et dernière subdivision est le réseau de distribution MT. Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau. Son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Pour des raisons de coût et de simplicité technique, Les réseaux de distribution ont principalement

une structure radiale. A la différence d'une structure maillée une structure radiale est une structure arborescente. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible pour transiter du poste de transformation HTB/HTA ou HTA/BT vers le point de consommation considérée. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intègre dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée. [2]

I.2.1.b.1. Architecture du réseau de distribution HTA :

Les réseaux de distribution sont en général conçus de façon hiérarchisée dans le sens des transits de puissance. L'architecture générale du réseau de distribution HTA est représentée sur la figure (I-3). A partir d'un point de connexion au réseau HTB, un jeu de barres alimente deux transformateurs HTB/HTA. Leur puissance est dimensionnée afin qu'un seul transformateur puisse alimenter l'ensemble de la charge du réseau au cours d'une période de maintenance sur l'une des deux branches du poste (redondance au niveau des branches du poste).

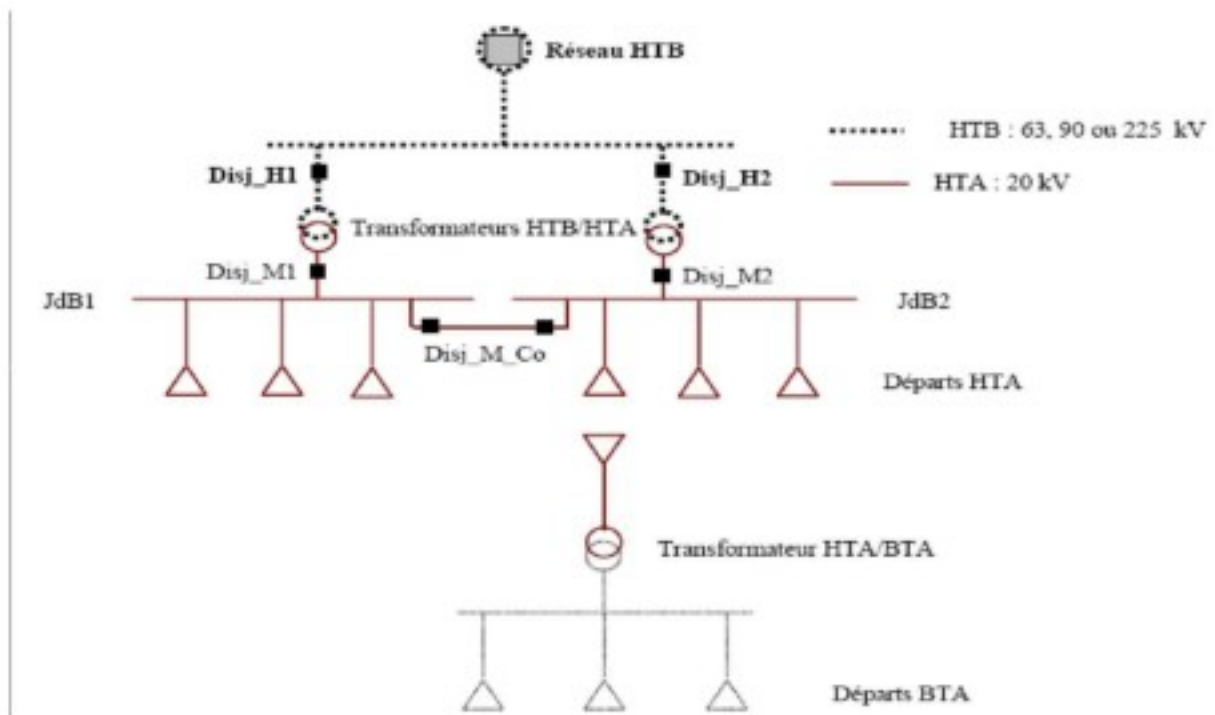


Figure (I.3) : Architecture générale du réseau de distribution HTA

I.2.1.b.2. Schémas d'exploitation:

Les postes sources HTB/HTA : Les postes sources, en général alimentés par le réseau de répartition à 63 ou 90 kV (quelquefois directement par le réseau de transport à 225 kV) constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition et les réseaux de distribution. Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jeux de barres (figure I.4.a). En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un second transformateur est ajouté (figure I.4.b) et le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième (et quelquefois plus) transformateur est ajouté en double attache (figure I.4.c). On a dans la **figure (I.4)** le schéma réel d'un départ du réseau de distribution.

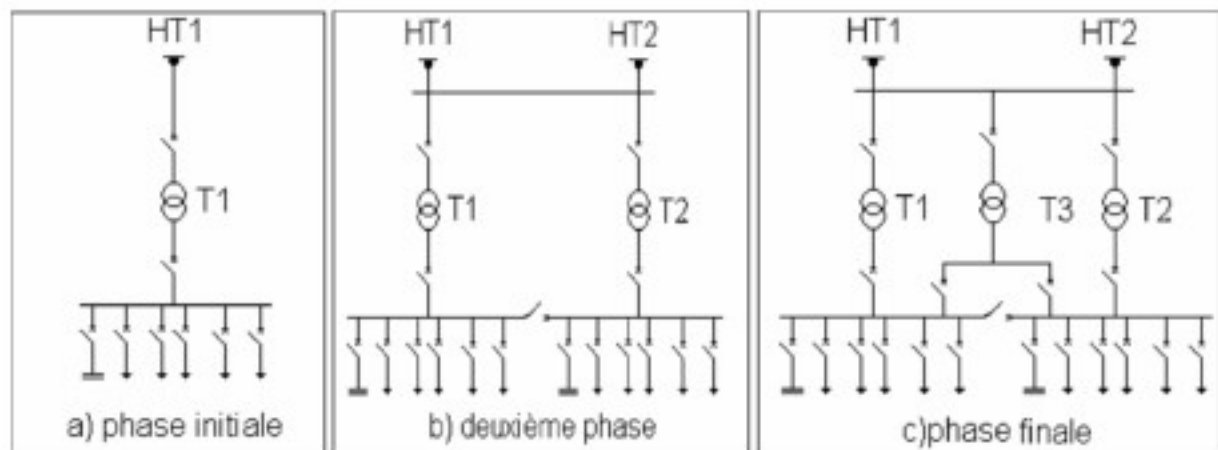


Figure (I.4) : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

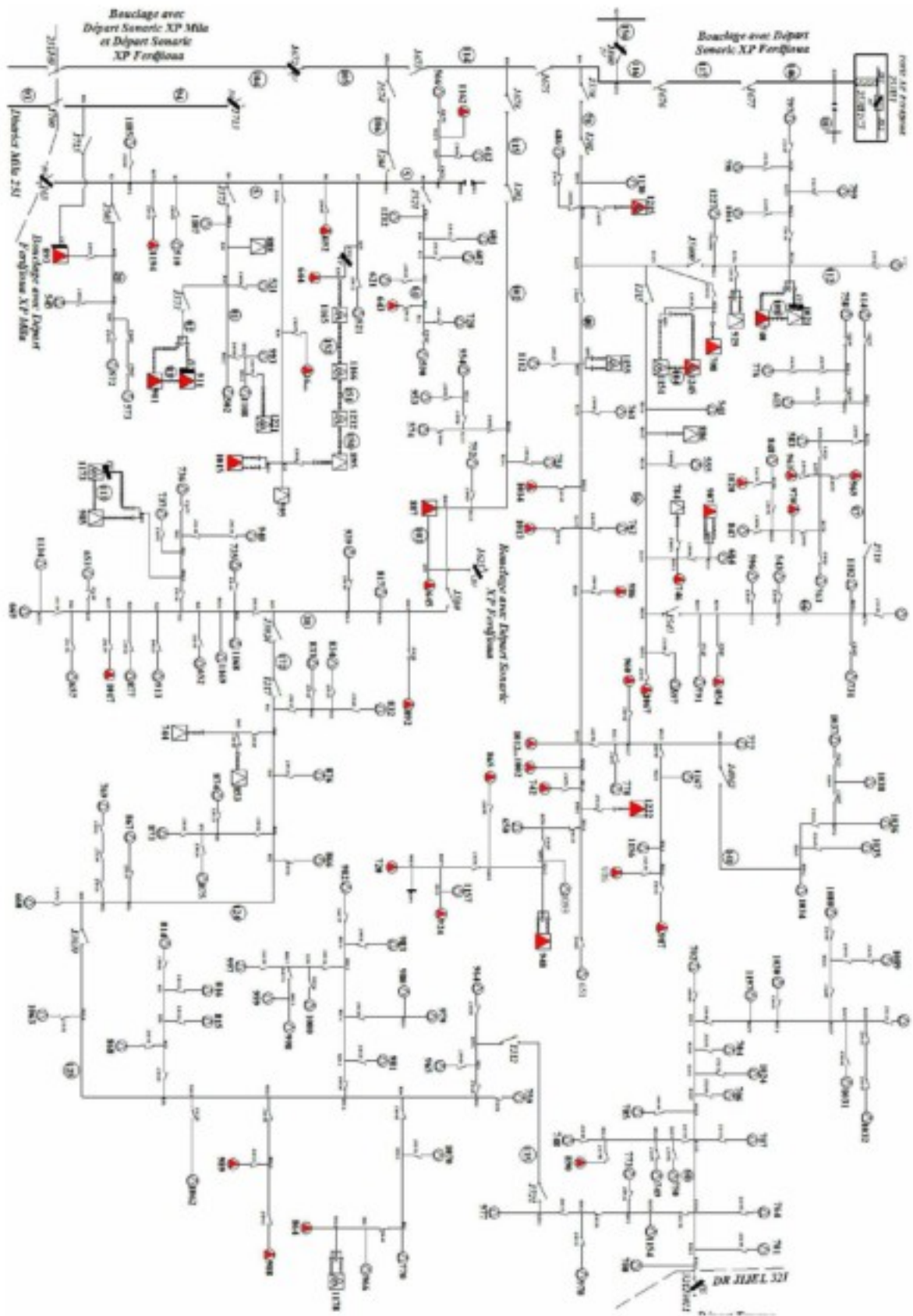


Figure (I.5) : le schéma réel d'un départ du réseau de distribution

En exploitation normale, un transformateur peut alimenter plusieurs rames, le second étant en secours; ou bien chaque transformateur alimente une rame ou une demi-rame. Les transformateurs ne sont jamais en parallèle, sauf de courts instants pendant un changement de schéma d'exploitation du poste. Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérien ou souterrain) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés. v Les lignes ou départs HTA : Le réseau HTA a une structure arborescente radiale le plus souvent bouclable par une autre demi-rame ou un autre poste source pour la sécurité d'exploitation. Il est en général constitué d'une artère ou ossature principale et de dérivations. Selon la densité de charges à desservir, le réseau de distribution sera réalisé soit en lignes aériennes, soit en câbles souterrains.

a. Réseaux HTA aériens : Les zones rurales à faible densité de charge sont alimentées par des lignes HTA aériennes en simple dérivation (figure I.6), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés. Le dimensionnement de ces ouvrages est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir. [1]

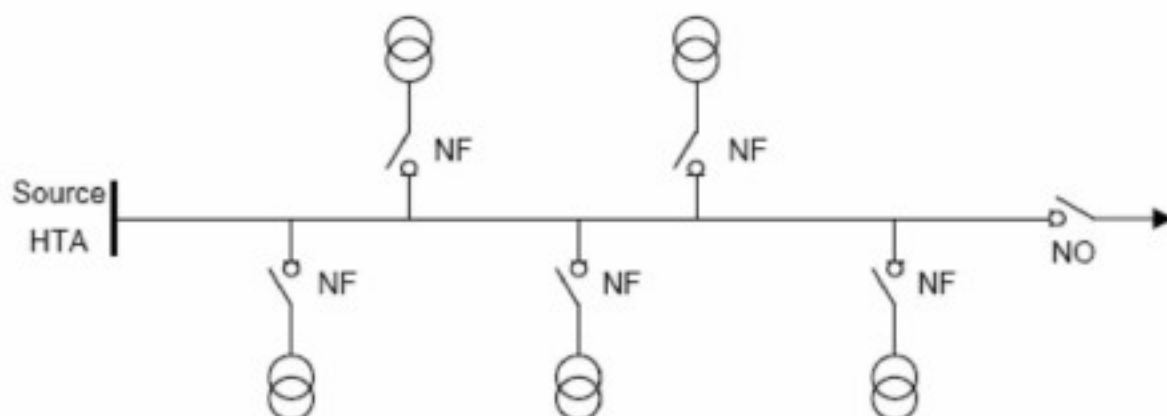


Figure (I.6) : Simple dérivation NF désigne un interrupteur normalement fermé, et NO un interrupteur normalement ouvert.

b. Réseaux HTA souterrains :

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA enterrés en double dérivation (figure I.6) ou en coupure d'artère (figure I.7). En double dérivation, les postes HTA/BT sont normalement alimentés par le câble de travail (CT), le câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de défaut. La technique en coupure d'artère est moins coûteuse que la précédente et permet une isolation rapide des défauts, mais nécessite un temps d'intervention plus long.

Le dimensionnement des ouvrages souterrains est principalement lié aux courants admissibles dans les câbles en raison de la densité des charges à desservir. Les ouvrages de distribution neufs ou les rénovations en zones rurales sont également réalisés en câble enterré depuis les années 1990, en raison de la baisse notable du surcoût lié à cette technique. De plus, une volonté politique croissante de qualité environnementale tend à la réduction de l'impact visuel des ouvrages. [1]

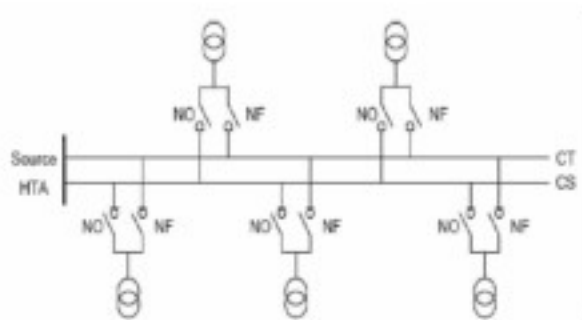


Figure (L.7): Double dérivation

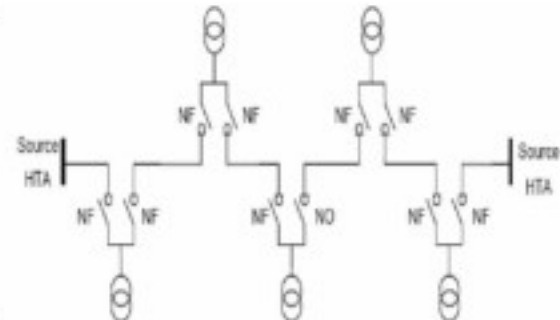


Figure (L.8) : Coupure d'artère

I.2.1.b.3. Régimes de neutre du réseau de distribution : [3]

Lors d'un défaut dans le réseau de distribution, les valeurs des courants et des tensions des conducteurs dépendent du régime du neutre du réseau. Chaque régime de neutre entraîne donc l'installation de matériels spécifiques pour le niveau d'isolement, les conditions d'exploitation et d'entretien, les systèmes de protection et les méthodes de détection et localisation des défauts. Le régime de neutre adopté doit être cohérent avec la structure du réseau de distribution (niveau de tension, longueur des départs, réseau souterrain ou aérien, densité de charge) et a une incidence sur les niveaux de sécurité et de qualité de service. On rencontre ainsi à travers le monde des régimes de neutres variés.





Régime de neutre	Schéma de raccordement	Pays
Neutre isolé		Italie Japon Norvège
Bobine de compensation (Bobine de Petersen)		Allemagne Grande-Bretagne (rural)
Neutre directement à la terre		Canada Etats-Unis
Neutre impédant (Zn : quelques dizaines d'ohms)		Belgique France Grande-Bretagne (Urbain) Irlande Suède Finlande

Tableau (I-1) : Différents régimes de neutres du réseau de distribution dans le monde.

I.2.1.b.4. Les défauts dans les réseaux HTA : [3]

Le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul car lié à de nombreux paramètres aléatoires. Ainsi, les courts-circuits peuvent avoir diverses origines :

Electriques : C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. En effet, les matériels électriques que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comportent des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.

Atmosphériques : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.

Mécaniques : C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.

Humaines : Ce sont les fausses manoeuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

On trouve plusieurs catégories de défauts dans les réseaux HTA. Ceux-ci sont caractérisés par leur type, leur durée et l'intensité du courant de défaut. Ainsi, on distingue:

A. Types et caractéristiques des défauts :

1. Types des défauts :

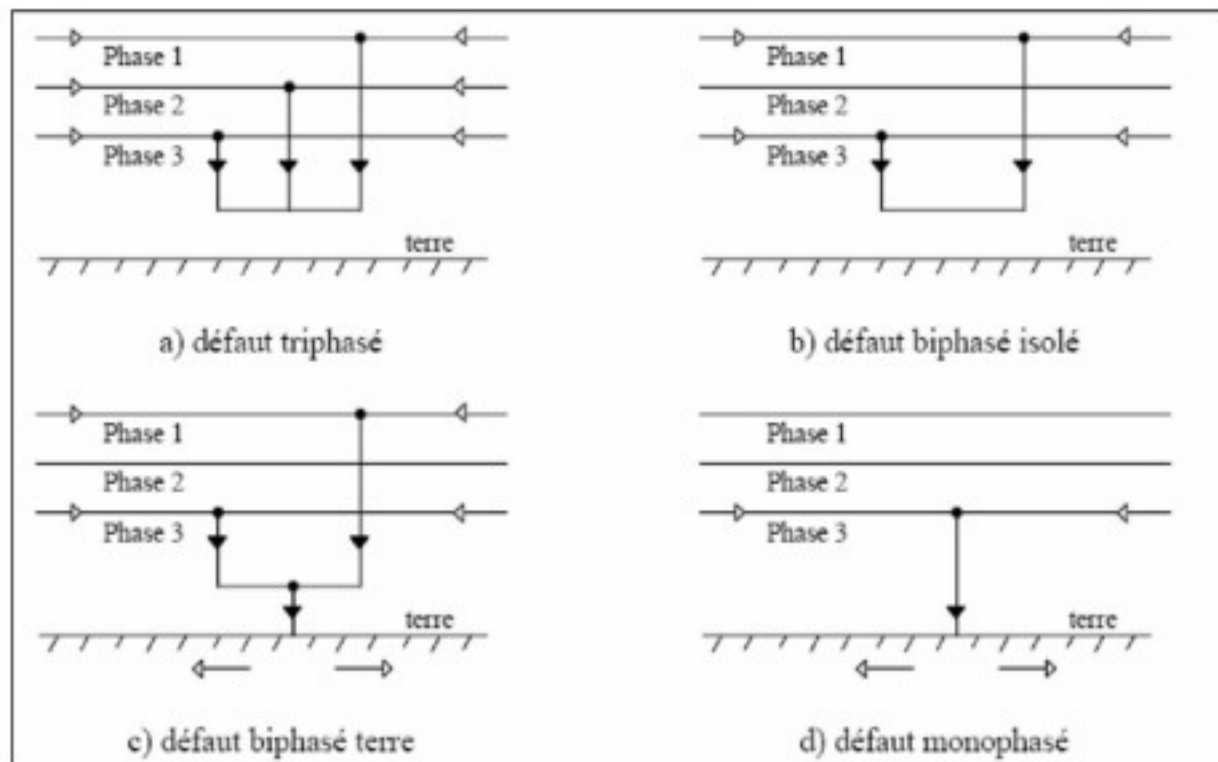


Figure (I-9) Différentes types de défauts

L'existence de défauts multiples, en particulier les défauts monophasés, engendre des phénomènes ou d'autres types de défaut en fonction de la localisation et du temps.

Défaut double : Ce sont deux défauts d'isolement phase terre simultanés entre deux phases différentes d'un même réseau alimenté par un même transformateur HTB/HTA sur des terres différentes éloignées géographiquement. Les deux défauts peuvent se trouver sur le même départ HTA ou sur deux départs HTA différents. Les défauts doubles font circuler dans les terres, à l'endroit des deux défauts, des courants élevés, provoquant par la même des montées en potentiel importantes.

• **Défaut évolutif :** C'est un défaut d'un type donné qui évolue vers un nouveau type dans un temps variable de quelques millisecondes à plusieurs centaines de millisecondes. Les

plus fréquents sont: Un défaut monophasé qui évolue en défaut polyphasé (bi ou triphasé) § Un défaut monophasé qui évolue en défaut double.

2. Caractéristiques des défauts : [3]

2.1. Caractéristiques des défauts monophasés :

• Défaut auto-extincteur :

Un défaut auto-extincteur monophasé est un défaut qui s'élimine seul, sans coupure de l'alimentation ou fermeture du disjoncteur shunt.

• **Défaut réamorçant** : Un défaut réamorçant est un défaut monophasé auto-extincteur, qui réapparaît périodiquement (dans environ 90% de cas, le défaut monophasé auto-extincteur est constitué d'un seul amorçage). Le temps entre deux réamorçages peut varier de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes. Si le temps entre deux réamorçages successifs est inférieur à 200 ms, on considère cette succession de défauts comme le même défaut.

• **Défaut en régime établi à 50Hz** : Un défaut en régime établi 50Hz comporte un courant ayant essentiellement une composante à 50Hz après son apparition.

2.2. Caractéristiques des défauts polyphasés :

Les défauts polyphasés sont la plupart du temps des défauts en régime établi 50Hz. Ils sont, dans leur très grande majorité, éliminés par l'ouverture d'un disjoncteur en réseau. Ils entraînent toujours lors de leur apparition, un creux de tension, plus ou moins important en fonction de la puissance de court circuit. Le creux de tension provoqué par un défaut polyphasé est généralement ressenti par la clientèle, bien au-delà du seul départ HTA concerné par le défaut. Les défauts polyphasés peuvent être, dans de très rares cas, des défauts auto-extincteurs. [3]

I.2.2. Les raisons de choix du système électrique verticalement intégré :

Le système électrique est basé sur un monopole production – transport – distribution pour des raisons économiques liées au coût de construction et d'entretien des installations de production, de transport et de distribution de l'électricité, ainsi que politiques. Cette structure verticalement intégrée était aussi favorisée par les obligations de service public du distributeur d'énergie électrique comme la continuité de service, l'égalité de traitement des consommateurs, ou l'obligation de fourniture. [1]

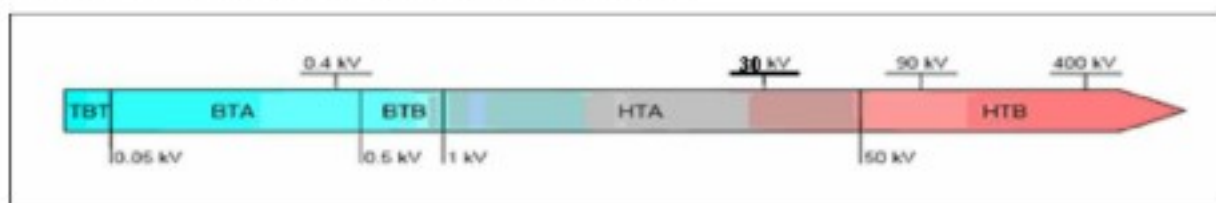


Figure (I.10) : Niveaux de tension normalisés

La définition des différents niveaux de tension résulte à la fois de choix historiques et d'optimisations technico-économiques entre le coût d'installation et de maintenance des ouvrages et leur capacité à transporter l'énergie du point de production au client final en générant un minimum de pertes. Ainsi, le niveau de tension HTA à 30 kV s'est imposé pour la distribution car il permet de minimiser le nombre de postes sources et de limiter les chutes de tension tout en utilisant des matériels peu exigeants en termes de tenue de tension. [1]

I.3. Quelques problèmes survenant sur le réseau électrique : [4]

I.3.1. Tensions harmoniques :

Description : Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont les fréquences correspondent à des multiples entiers de la fréquence fondamentale (50 ou 60 Hz). On considère dans la présente définition les harmoniques de longue durée, excluant les phénomènes transitoires isolés. Causes : Les harmoniques sont créés par des appareils dont la caractéristique tension/courant n'est pas linéaire, comme c'est le cas avec les convertisseurs électroniques de puissance des entraînements de moteurs, les redresseurs utilisés pour l'électrolyse, les fours à arc, etc.

I.3.2. déséquilibre de tension :

Description : Cet indice sert à caractériser les asymétries d'amplitude et de déphasage des tensions triphasées en régime permanent. Le taux de déséquilibre de tension est défini, suivant la méthode des composantes symétriques, comme le rapport existant entre le module de la composante inverse de la tension et celui de la composante directe. Causes : Les déséquilibres de tension qui s'appliquent aux tensions triphasées ont deux causes principales, soient les asymétries d'impédance des lignes du réseau et les déséquilibres de charge.

I.3.3. papillotement :

Description : Le papillotement traduit l'inconfort physiologique éprouvé au niveau de la vision à la suite de changements répétitifs de luminosité de l'éclairage. À certaines fréquences, l'il peut percevoir l'effet sur l'éclairage de très faibles variations de tension. La plupart des appareils ne sont toutefois pas perturbés par ce phénomène.

Causes : Le papillotement est dû aux variations répétitives de tension causées par certaines charges industrielles comme les machines à souder, les laminoirs, les gros moteurs à charge variable, les fours à arc, etc.

I.3.4. coupures brèves :

Description : Les coupures brèves correspondent à la perte momentanée de la tension d'alimentation sur toutes les phases pour des durées inférieures à 1 minute.

Causes : La plupart du temps, les coupures brèves sont dues à l'action des dispositifs de protection des réseaux en vue d'éliminer les défauts. Sur les lignes à haute tension, il est de pratique courante d'effectuer un réenclenchement automatique dans le but de réalimenter le plus rapidement possible une ligne perturbée par un défaut fugitif. Ainsi, au lieu d'une interruption, les clients alimentés par la ligne perturbée ne subissent qu'une coupure brève dont la durée peut varier de 0,5 à 1,5 seconde, en l'absence de contraintes de coordination de protection.

I.3.5. creux de tension :

Description : Les creux de tension sont des réductions soudaines de plus de 10% de la tension nominale, suivies de son rétablissement après une courte durée variant entre 8 millisecondes et une minute.

Causes : Les creux de tension sont généralement attribuables à de forts appels de courant dus à des défauts du réseau ou des installations des clients. Il s'agit d'événements aléatoires imprévisibles pour la plupart. La fréquence annuelle de ces événements dépend largement du type de réseau et du point d'observation, et leur répartition sur une année peut être très irrégulière.

I.3.6. surtensions temporaires :

Description : Les surtensions temporaires sont des hausses soudaines de la valeur efficace de la tension de plus de 110% de la tension nominale, laquelle se rétablit après une courte durée. Les surtensions temporaires comprennent des durées entre 8 millisecondes et une minute.

Causes : Les surtensions temporaires peuvent être attribuables à des défauts, à des délestages de charge ou à des phénomènes de résonance et de ferrorésonance. Le plus souvent, elles résultent des surtensions qui se produisent sur les phases saines lors de courts-circuits monophasés à la terre, par exemple.

I.3.7. variation de fréquence :

Description : La fréquence nominale de la tension alternative fournie par le réseau est de 50 ou 60 Hz. Cette valeur est déterminée par la vitesse des alternateurs des centrales.

Causes de variations : Le maintien de la fréquence d'un réseau dépend de l'équilibre établi entre la charge et la puissance des centrales. Comme cet équilibre évolue dans le temps, il

en résulte de petites variations de fréquence dont la valeur et la durée dépendent des caractéristiques de la charge et de la réponse de la production. Par ailleurs, le réseau peut-être soumis à des variations plus importantes dues à des défauts ou des variations de charge ou de production qui causent des variations de fréquence temporaires dont l'amplitude et la durée dépendent de la sévérité de la perturbation.

I.3.8. surtensions transitoires :

Description : On classe généralement dans cette catégorie les perturbations de très courte durée, qui durent typiquement moins d'un demi-cycle, c'est-à-dire de quelques microsecondes (μs) à plusieurs millisecondes (ms). Les surtensions transitoires peuvent être unidirectionnelles ou oscillatoires et elles peuvent endommager les isolants de l'appareillage ou des composantes électroniques.

Causes : Les surtensions peuvent être reliées à : des manœuvres sur les lignes et les équipements en réseau, notamment des commutations de batteries de condensateurs qui se traduisent par une onde oscillatoire amortie superposée à l'onde fondamentale et présentent une fréquence généralement comprise entre 100 Hz et 9 kHz, et d'une durée de crête inférieure à $\frac{1}{2}$ cycle ; la foudre qui se traduit généralement par une impulsion unidirectionnelle présentant, dans les cas les plus rapides, un temps de montée de l'ordre de la microseconde.

I.3.9. variations rapides de tension :

Description : Les variations rapides de tension sont des variations soudaines, mais relativement faibles, de la tension se produisant à l'intérieur des plages définies pour l'amplitude de la tension en régime permanent. Les variations rapides de tension occasionnelles n'ont pas nécessairement beaucoup d'effet sur le papillotement, mais elles peuvent perturber certains équipements et doivent par conséquent être limitées en amplitude.

Causes : La plupart du temps, elles résultent de variations de la charge des clients ou de manœuvres sur le réseau. Elles peuvent être occasionnelles ou répétitives.

I.4. Les réglages de tension : [2]

La tension et la fréquence sont des paramètres très importants pour l'exploitation d'un système électrique. En effet, ces grandeurs sont les garants du bon fonctionnement de L'exploitation du réseau tant du point de vu du consommateur, dont certaines machines tournantes ou autres appareils (transformateurs, convertisseurs, etc.) sont dimensionnés

pour des valeurs de fréquences ou de tensions fixes, que du point de vu de l'exploitant puisqu'un contrôle efficace de tension et de fréquence garanti une bonne qualité et une bonne continuité de service. Ceux-ci fixent la plage de variation limites en tension devant être respectées en chaque point de livraison ainsi que le limites de fonctionnement au delà des quelles des systèmes de coupure telles que les protections de découplage doivent intervenir. Pour le cas des réseaux de distribution, les limites de fonctionnement sont données par le Tableau.

	Tention et fréquence normales	Déviations maximales de tensions autorisées	Marges de variation de fréquences autorisées
BT	$U_n=400V$ $F_n=50Hz$	+6% -10%	$\pm 0.05 Hz$
HTA	$U_n=20kV$ $F_n=50Hz$	$\pm 5\%$	$\pm 0.05 Hz$

Tableau (I – 2): Limites de fonctionnement du réseau de distribution.

Les variations de puissances consommées sur le réseau sont inévitables et dépendantes de plusieurs facteurs comme la période de la journée, les saisons ou encore les secteurs de consommations (tertiaires, industriels ou résidentiels). Or, cet équilibre entre la production et la consommation est un facteur de fluctuation de l'onde de tension. Ainsi, plus la production est importante par rapport à la consommation plus la tension sera élevée et inversement. La tension évolue donc également en permanence, le paragraphe suivant expose quels sont les dispositifs de réglage permettant de conserver la tension dans les limites admissibles. Les charges présentes sur le réseau électrique consomment une certaine quantité de puissance active mais également une part plus ou moins importante de puissance réactive selon leurs types et leurs caractéristiques. Cette puissance réactive appelée est en partie fournie par les groupes de productions connectés au réseau de transport ou encore par des dispositifs de compensations d'énergie réactive. Cependant, le transit de puissance réactive n'est pas idéal. En effet, pour ce niveau de tension, les lignes ont un caractère plus inductif que résistif, le transit de puissance réactive induit donc de forte chute de tension. De plus, le fait de faire transiter de la puissance réactive dans une ligne diminue la puissance active maximale transmissible par celle-ci.

I.4.a. Le réglage primaire de tension : [6]

Le réglage primaire de tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur les alternateurs fixent la tension à une

valeur de consigne sur leur point de raccordement. Le principe est d'agir sur l'excitation d'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous excitation de l'alternateur celui-ci va absorber de la puissance réactive et donc faire diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur.

I.4.b. Le réglage secondaire de tension :

Comme pour la fréquence les réglages primaires sont réalisés de manière locale par chacun des groupes de production concernés. Ils agissent rapidement mais doivent être coordonnés pour éviter toute dérive ou encore pour optimiser le fonctionnement de groupes proches et éviter que certains fournissent trop de puissance réactive pendant que d'autres n'en fournissent pas ou pire en absorbent, c'est le rôle du réglage secondaire de tension (RST). Ce réglage de tension est envisagé par région ou zone. Ces zones sont des parties de réseau dont les évolutions du plan de tension sont sensiblement différentes. Sur cette zone est défini un nœud particulièrement représentatif de l'évolution de la tension, ce nœud est appelé « point pilote ». Le principe du RST est de réguler la tension en ce point pilote du réseau en agissant sur les productions de puissance réactive des groupes participants au réglage. Les mesures de tension sont fournies au RST qui calcule de nouvelles consignes de tension pour les groupes réglant dans le but de fixer la tension au point pilote.

I.4.c. Le réglage tertiaire de tension :

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des RST différents. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes. [6] Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (transport et répartition). Pour le réseau de distribution le contrôle se fait localement à l'aide de systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB\HTA qui occasionnent des pertes supplémentaires.

I.4.d. La compensation locale d'énergie réactive : [7]

Il existe sur le réseau électrique des organes de réglage de la tension répartis depuis les groupes de productions jusqu'aux consommations. En effet, les spécifications et les régimes de fonctionnement en tension ne sont pas les mêmes pour le réseau de transport et le réseau de distribution. Cette différence justifie la mise en place de moyen de réglage

entre ces réseaux. La Figure (I-11) illustre les moyens de réglages existants ainsi que leur positionnement en fonction des niveaux de tension du réseau.

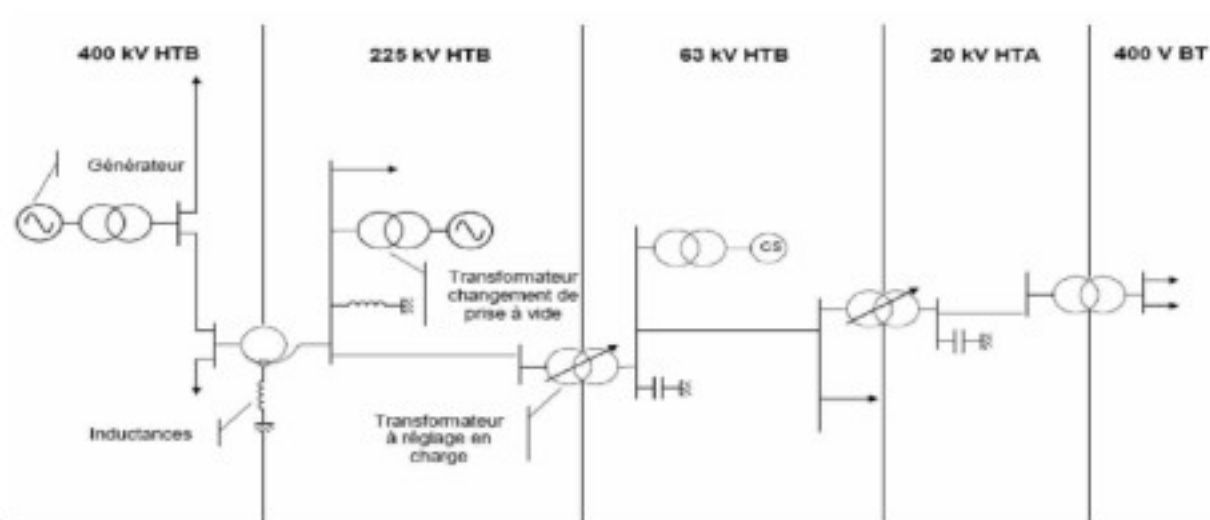


Figure (I – 11): Représentation spatiale sur un réseau des organes de réglage en tension

Ces installations sont des dispositifs de compensation de l'énergie réactive et de tenue en tension capable de fournir ou d'absorber de la puissance réactive pour un contrôle local de la tension. Ces automates permettent donc de soulager le contrôle des productions et limite ainsi le transit de puissance réactive indésirable sur les réseaux amont. Transformateurs avec prises réglables en charge : Un régleur en charge est un transformateur capable d'adapter son rapport de transformation dans une plage définie. Ceci permet de régler, en fonction du transit de puissance et/ou de la tension mesurée, la tension du secondaire du transformateur. La Figure (I-12) montre les deux types de régulateurs en charge existants :



Figure (I-12). a : Régleur en charge sans compundage **b :** Régleur en charge avec compundage

Un régleur en charge peut être avec ou sans compundage. Le régleur en charge sans compundage change de prise lorsque la tension mesurée au secondaire du transformateur est supérieure ou inférieure à un écart de tension par rapport à une consigne donnée (U_{consigne}). Ainsi si la tension du secondaire dépasse les bornes fixées pendant un temps supérieur à T_{min} (généralement de 60s), le changement de prise s'opère. Si un changement de prise n'est pas suffisant un deuxième suit après un temps plus court T_{pmin} (avec $T_{\text{pmin}} < T_{\text{min}}$). Le régleur en charge avec compundage fonctionne quasiment de la même façon, une mesure de courant est ajoutée. La tension comparée aux tensions limites est une somme vectorielle de la tension au secondaire et de la chute de tension dans la résistance de compundage. Ceci permet d'avoir une image de la puissance transitée via le transformateur et donc de l'état de charge du réseau aval. L'introduction de cette résistance permet d'estimer la chute de tension en un point du réseau. Cette solution n'est pas disponible dans tous les pays. De plus, la présence de (PDE) dans le réseau peut provoquer des dysfonctionnements sur la régulation standard d'un transformateur avec prises réglables en charge en modifiant les transits de puissance le traversant. Le changement manuel des prises des transformateurs HTA/BT est également une solution existante. Cette solution n'est pas adaptée aux variations fréquentes de tension dans le réseau de distribution.

I.5.Conclusion :

Ce chapitre expose une vision sur le réseau électrique avec son rôle et surtout la partie distribution avec son architecture et schémas d'exploitation, sans oublier les différents types de réglage de tension dans le réseau électrique ainsi que d'autres problèmes. Toutes ces stratégies existantes actuellement pour le contrôle de la tension sont efficaces dans une configuration classique d'exploitation du réseau de distribution avec un flux de puissance unidirectionnel des productions vers les consommations. Cependant, avec l'arrivée des PDE sur le réseau ces contrôles risquent d'être mis en défaut. Nous montrerons plus loin dans ce travail qu'à cause de l'apparition de générations d'énergie sur le réseau de distribution, de par son architecture et sa conception, ce réseau n'est pas adapté pour un accueil significatif de ces productions; le flux de puissance peut devenir bidirectionnel, provoquant ainsi des problèmes de fonctionnement de certains équipements du réseau (protections, régulateurs en charge, etc.) et amenant une problématique de réglage de la tension au point de connexion.

Chapitre II

Production d'énergie photovoltaïque

II.1. Introduction :

Depuis plusieurs années, l'être humain a cherché à utiliser l'énergie émise par le soleil. La plupart des utilisations sont directement liées à la vie de tous les jours comme dans les diverses applications de séchage et chauffage autant artisanales qu'industrielles ou bien dans des phénomènes de réactions chimiques comme la photosynthèse. Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface de la terre malgré une atténuation importante lors de la traversée de l'atmosphère. Cette énergie est de l'ordre de $1000\text{w}/\text{m}^2$ dans les zones tempérées et atteint $1400\text{w}/\text{m}^2$ dans les zones où l'atmosphère est faiblement polluée en poussière ou chargée d'eau [9].

Sachant que le l'intensité du flux solaire reçu au niveau du sol dépend de :

L'orientation, la nature et de l'inclinaison de la surface terrestre.

L'altitude, la latitude et du degré de pollution du lieu de collecte.

La période de l'année, ainsi que de l'instant considéré dans la journée.

La nature des couches nuageuses.

Ce chapitre présente une introduction au système photovoltaïque, il a pour but d'expliquer le principe de fonctionnement de ce système. Nous décrirons ensuite, une étude préliminaire des convertisseurs utilisés dans les systèmes photovoltaïques et leurs modèles mathématiques, et leur commande basée sur les algorithmes de maximisation-

II.2. Les cellules photovoltaïques

II.2. 1. Description de la cellule

C'est l'élément de base qui grâce à lui la conservation est faite par l'assemblage de plusieurs cellules, on peut atteindre la puissance que l'on veut. Les photopiles ou **cellules photovoltaïques** sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide des matériaux semi-conducteurs ayant des propriétés intermédiaires entre conducteurs et isolants. Le matériau de base est dans la plupart des cas le **silicium**. Selon le procédé de fabrication, on obtiendra des photopiles plus ou moins performantes, sous forme amorphe, poly-cristalline ou monocristalline. D'autres matériaux sont utilisables : **Arséniure de gallium** (As_3Ga_3), **Tellure de cadmium** (Cd_3Te_3). [12]

Le fonctionnement de la photopile est basé sur les propriétés électroniques acquises par le silicium quand des atomes étrangers en petit nombre (des impuretés) sont substitués à des atomes de silicium dans un réseau cristallin : c'est ce que l'on appelle le dopage :

Si l'atome d'impureté contient plus d'électrons que le silicium, le matériau contiendra des électrons libres en excès : il sera dit de type "N" (ex : dopage au phosphore). Si

l'atome d'impureté contient moins d'électrons que le Silicium, le matériau sera déficitaire en électrons : il sera dit de type "P" (ex : dopage au bore). Une cellule solaire sera obtenue en constituant une jonction de deux zones de type opposées (jonction PN). Au voisinage de la jonction, un champ électrique apparaît provoqué par le déséquilibre de charges. Il va contribuer à drainer les électrons qui auront été détachés par :

L'énergie des photons (grains de lumière) incidents. Pratiquement, la cellule PV est composée de plusieurs couches minces figure (II.1) à savoir:

Une couche "antireflet" sur la face avant dont le but est de faciliter au maximum la pénétration d'un maximum de photons à travers la surface et de réduire les pertes par réflexion.

Une grille conductrice avant " collectrice des électrons " qui doit également être liée au silicium et ne pas être sensible à la corrosion.

Une couche dopée N avec porteurs de charge libres négatifs (électrons).

Une couche dopée P avec porteurs de charge positifs (trous).

Une surface de contact conductrice en métal (collectrice des électrons), ayant une bonne conductivité ainsi qu'un bon accrochage sur le silicium.

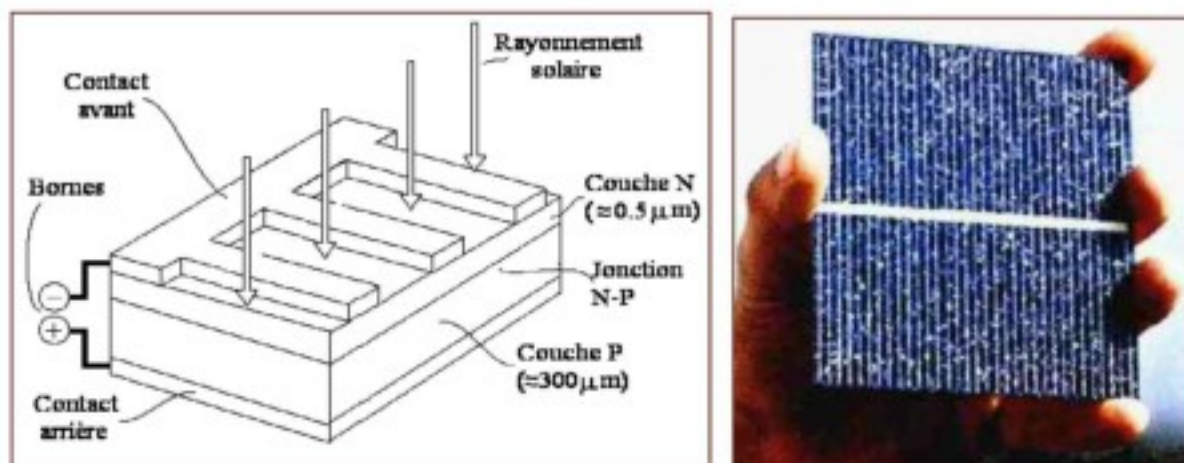


Figure II.1 : Description d'une cellule

II.2. 2. Principe de fonctionnement

Le fonctionnement des **cellules PV** repose sur un effet physique appelé:

l'effet photovoltaïque, qui se traduit par la transformation directe de la lumière en électricité (courant continu CC). Son principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie ($h\nu$), si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap de ce semi-conducteur ($E_g = E_c - E_v$); l'électron passe de la bande de valence à la bande de

conduction en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron-trou dans différents points de la jonction **Figure (II.2)**.

Donc toute particule minoritaire près de la jonction a une probabilité très forte pour la traverser et la jonction s'oppose uniquement le passage des porteurs majoritaires. [12]

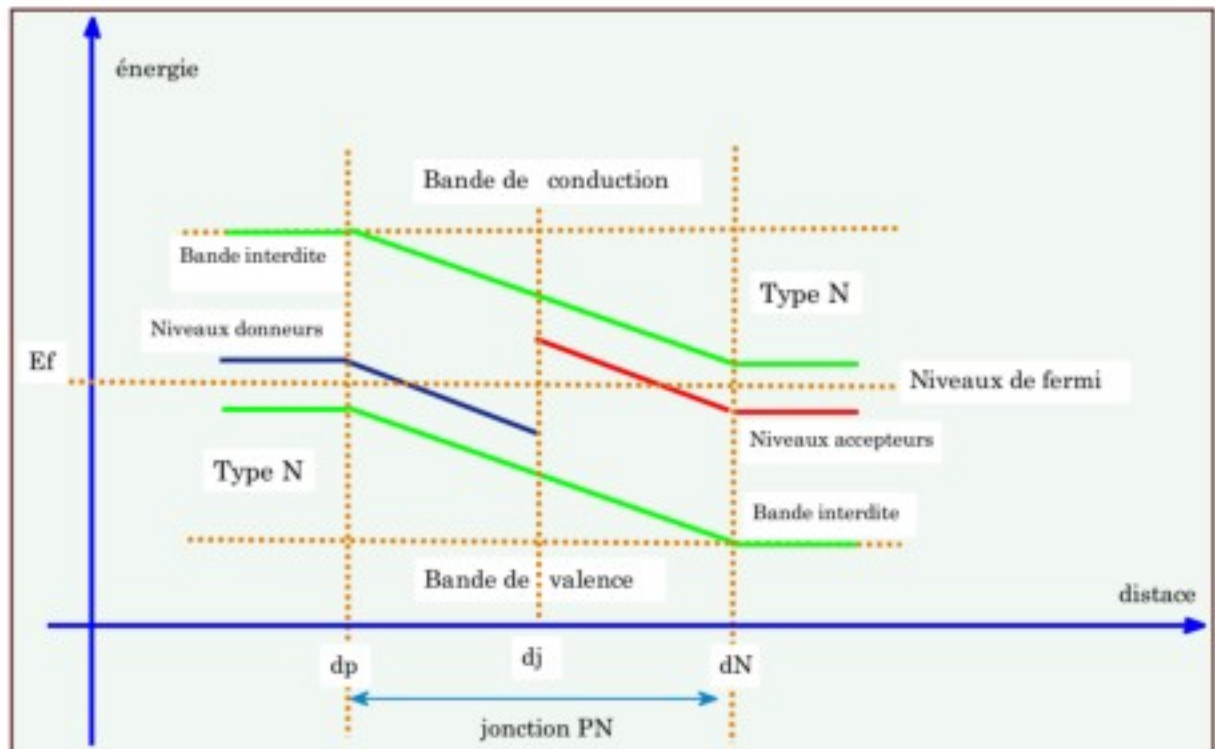


Figure II.2: Diagrammes de bandes d'énergie au voisinage de la jonction

Si les photons ont une énergie très supérieure à E_g , ils passent de la bande de valence à un niveau instable de la bande de conduction. L'excès d'énergie sera transmis sous forme de phonons au réseau cristallin puis perdu en chaleur et l'électron prendra un niveau stable dans la bande de conduction.

Si les photons ont une énergie inférieure E_g ils ne seront pas absorbés et leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque.

La longueur d'onde correspondant au maximum de photons est de l'ordre de 650nm-670nm. L'expression qui exprime l'énergie d'un photon est donnée par la relation :

$$E = h * c / \lambda \dots \dots \dots (1)$$

Où λ : La longueur d'onde

h: La constante de Planck

c : La vitesse de la lumière

Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Cette découverte valut à **Albert Einstein** le prix Nobel en 1905.

II.2. 3. Caractéristiques de la cellule photovoltaïque

Le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque qui est largement utilisé est représenté sur la Figure (II.3).

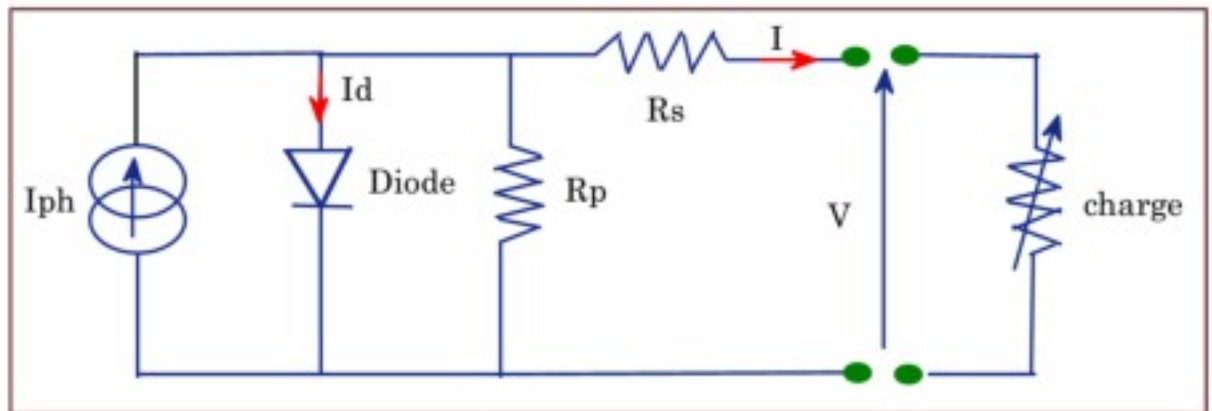


Figure II.3 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

Comme montre la figure (II.3) une cellule photovoltaïque comporte en réalité une résistance série R_S et une résistance shunt R_P . Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la cellule [9] :

*La résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles.

*La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction, elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

D'après la Figure (II.3) le modèle mathématique pour la caractéristique courant-tension est donné par :

$$I = I_{ph} - I_d - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad \dots\dots\dots(2)$$

Avec

$$I_d = I_0 \left(\exp \left[\frac{q}{kT_c} (V + IR_S) \right] - 1 \right) \quad \dots\dots\dots(3)$$

Où

- | | |
|--|--|
| V: Tension de sortie de la cellule | R_S : Résistance série |
| I: Courant de sortie de la cellule | R_P : Résistance parallèle |
| I_{ph} : Courant photo-généré ou photo-courant (A) | q: La charge électrique $1.6 \cdot 10^{-19}$ (C) |
| I_0 : Courant de saturation de la diode (A) | k: Constant de Boltzmann $1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K |

T_C : Température absolue de fonctionnement de la jonction (K°)

m : Facteur d'idéalité de la diode ($m \in [1,2]$) La valeur typique de m est 1,3

Dans la pratique l'équation (II.2) peut être simplifiée. Pour le cas d'une cellule solaire de bonne qualité, on admet que :

- La résistance R_P a une valeur assez élevée. Donc le terme $(\frac{V+IR_S}{R_P} = 0)$
- L'expression $\exp\left[\frac{q}{m \cdot k \cdot T_C}(V + IR_S)\right] \gg 1$

Par conséquent, l'équation courant-tension de la cellule s'écrit donc :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp\left[\frac{q}{m \cdot k \cdot T_C}(V + IR_S)\right] \right) \dots\dots\dots(4)$$

La **figure (II.4)** montre la caractéristique courant-tension (I-V) d'une cellule PV à une température fixée T_C et à une certaine ambiante irradiation G_a . Si une résistance série variable R connectée au terminale de la cellule, le point de fonctionnement est déterminé par l'intersection de la courbe **I-V** et la caractéristique **I-V** de la charge. La caractéristique de la charge résistive est une droite avec $I/V = 1/R$. Si la résistance est petite la cellule fonctionne dans la région **A** vers **B** seulement (comme une source de courant constant) et si la résistance est large, la cellule fonctionne dans la région **C** vers **D** de la courbe (comme une source de tension constant) [9].

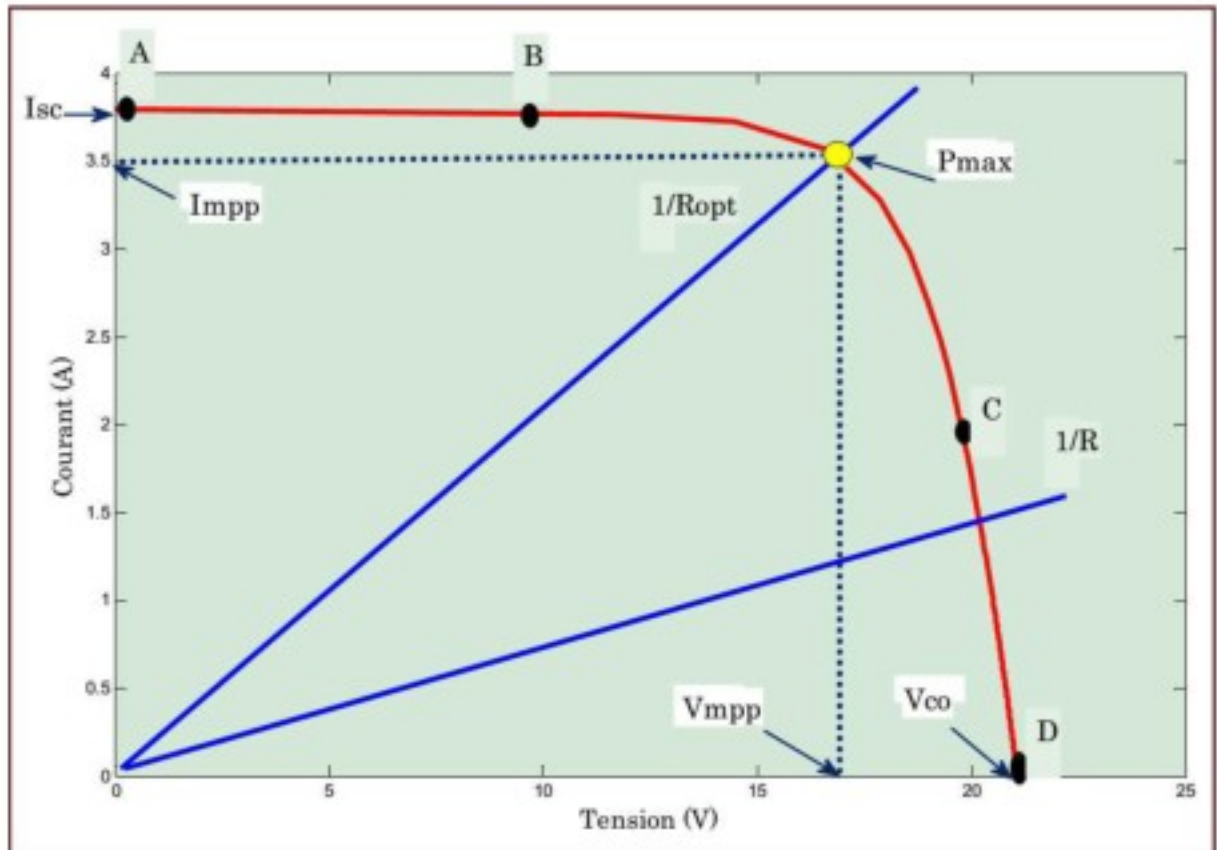


Figure II.4 : caractéristique I-V

II.2. 3.1. Paramètres d'une cellule PV

Ces paramètres peuvent être déterminés à partir des courbes I-V.

II.2.3.1.1. Le courant de court-circuit (I_{cc})

C'est la plus grande valeur de courant générée par la cellule sous les conditions de court-circuit où $V=0$. (Pratiquement $I_{cc} = I_{ph}$).

II.2.3.1.2. Tension de circuit-ouvert (v_{co})

C'est la tension pour laquelle le courant débité par le générateur PV est nul (la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur PV). Son expression est déduite de l'équation suivante:

$$V_{co} = \left(\frac{m \cdot k \cdot T_c}{q}\right) \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_o}\right) = V_{th} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_o}\right) \dots\dots\dots(5)$$

Avec $V_{th} = \left(\frac{m \cdot k \cdot T_c}{q}\right)$: la tension thermique.

II.2. 3. 1.3. La puissance maximale :

C'est la puissance électrique maximale que peut fournir le module, qui est associé à une tension maximale V_m et à une intensité maximale I_m . Lorsqu'il est question de puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement STC standard (25° et un éclairement de $1000\text{w}/\text{m}^2$), on parle alors de puissance crête, mesurée en watts-crête.

II.2. 3. 1.4. Facteur de forme FF

C'est le rapport de la puissance maximale qui peut être délivré à la charge sur le produit de (I_{cc}, V_{co})

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc} * V_{co}} = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{I_{cc} * V_{co}} \dots\dots\dots(6)$$

Pour les cellules ayant moyen rendement, le FF des valeurs d'ordre 0.7 à 0.85. Le facteur de forme FF diminue si la température augmente.

II.2. 3. 1. 5. L'efficacité (rendement) de la conversion

C'est le rapport de la puissance électrique maximale pouvant être extraite, à la puissance de rayonnement incident sur la surface X de la cellule.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inc}} = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{S * G_a} = \frac{V_{co} * I_{cc} * FF}{P_{inc}} \dots\dots\dots(7)$$

Avec P_{inc} est égale au produit de l'éclairement et de la surface totale des photopiles. Ce paramètre reflète la qualité de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique.

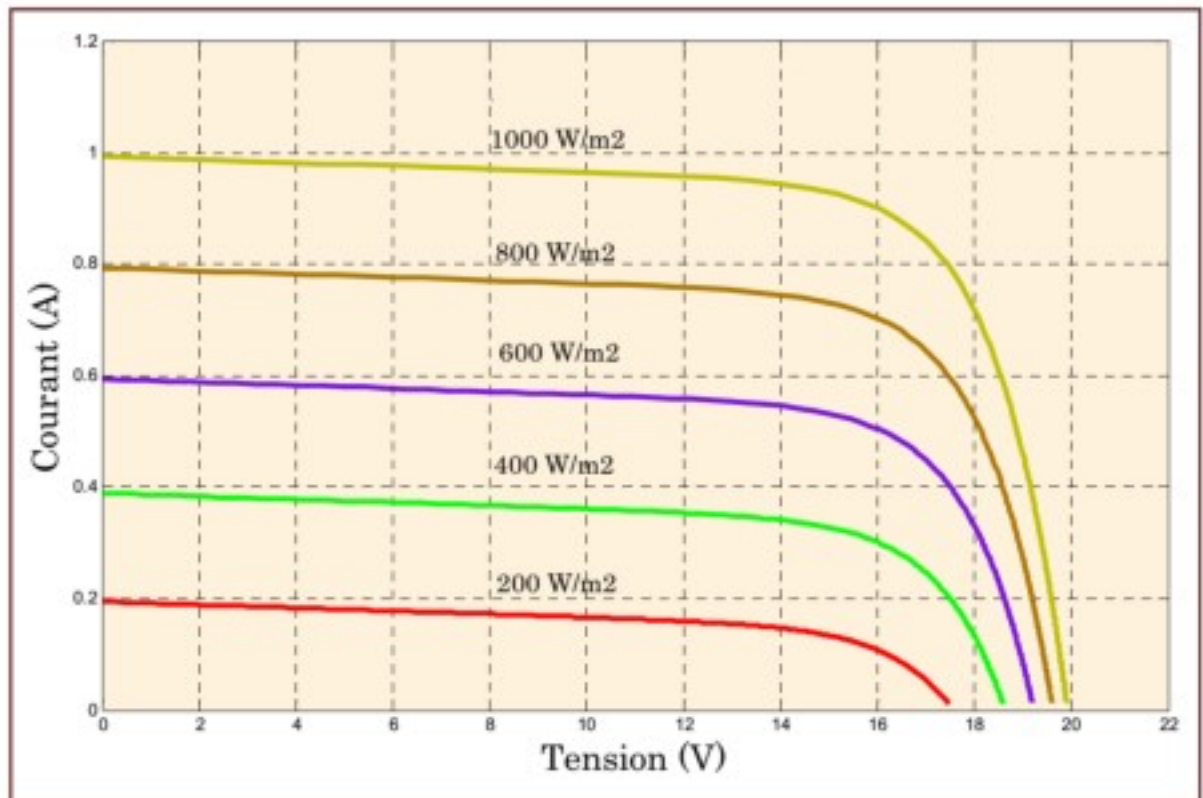
II.2. 3.2. Influence de l'éclairement :

Figure II.5 : L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$

L'énergie électrique produite par une cellule dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface. La **figure (II.5)** représente la caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes. Le courant est directement proportionnel au rayonnement, contrairement à la tension qui ne varie que très peu en fonction de l'éclairement.

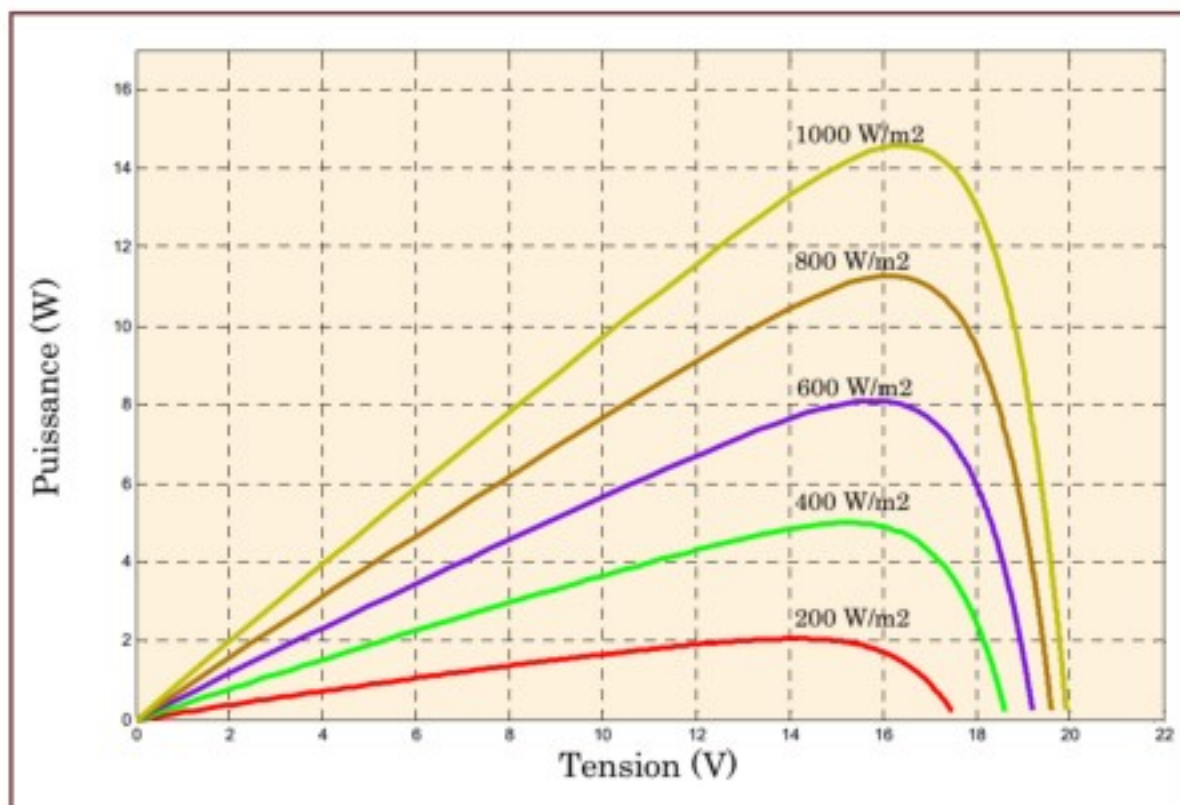


Figure II.6 : L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $P= f(V)$

La figure (II.6) illustre la variation de la puissance délivrée par le générateur en fonction de la tension pour différentes valeurs d'éclairement, ce qui nous permet de déduire l'influence de l'éclairement sur la caractéristique $P(V)$

II.2. 3.3. Influence de la température

L'influence de la température est importante et a des conséquences pour la conception des panneaux et des systèmes photovoltaïques.

La température est un paramètre essentiel puisque les cellules sont exposées aux rayonnements solaires, susceptibles de les échauffer. De plus, une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique, il se dissipe sous forme de chaleur ; c'est pourquoi la température de la cellule (T_c) est toujours plus élevée que la température ambiante (T_a).

$$T_c = T_a + \frac{E_m}{800} (TUC - 20) \dots\dots\dots(8)$$

Avec :

E_m : Eclairement moyenne (W/m2) TUC: Température d'utilisation de la cellule (c)

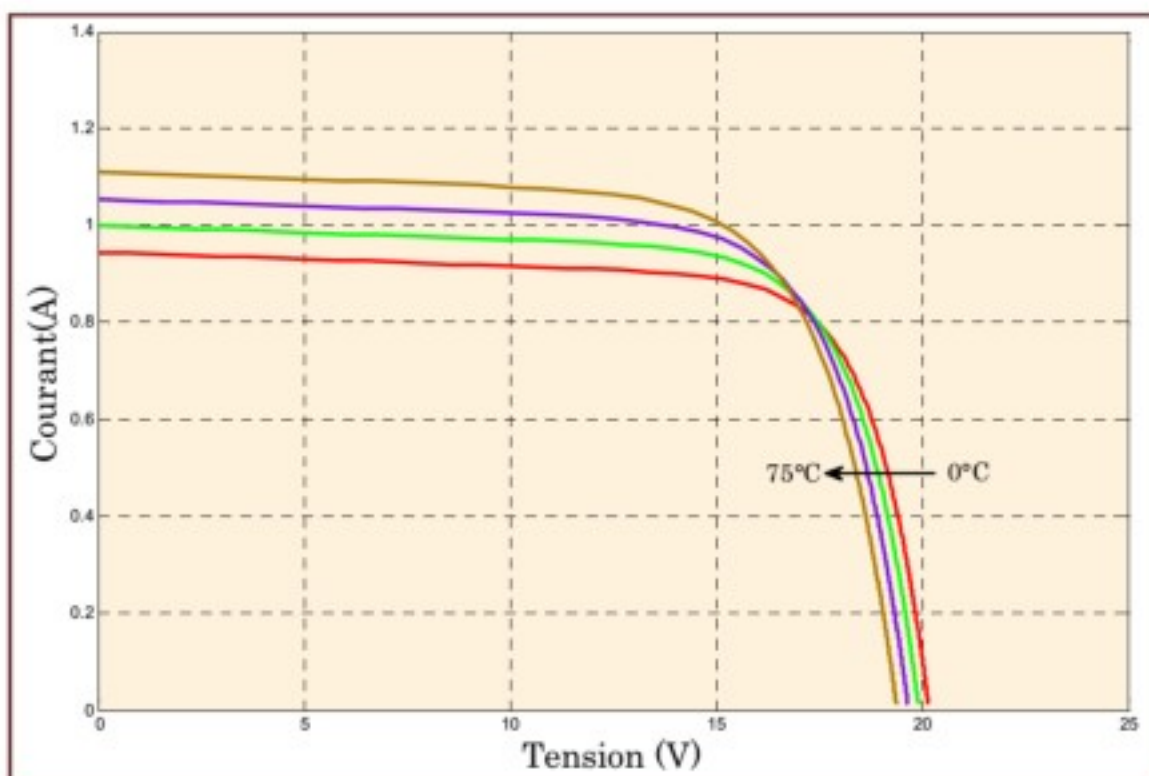


Figure II.7 : L'influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$

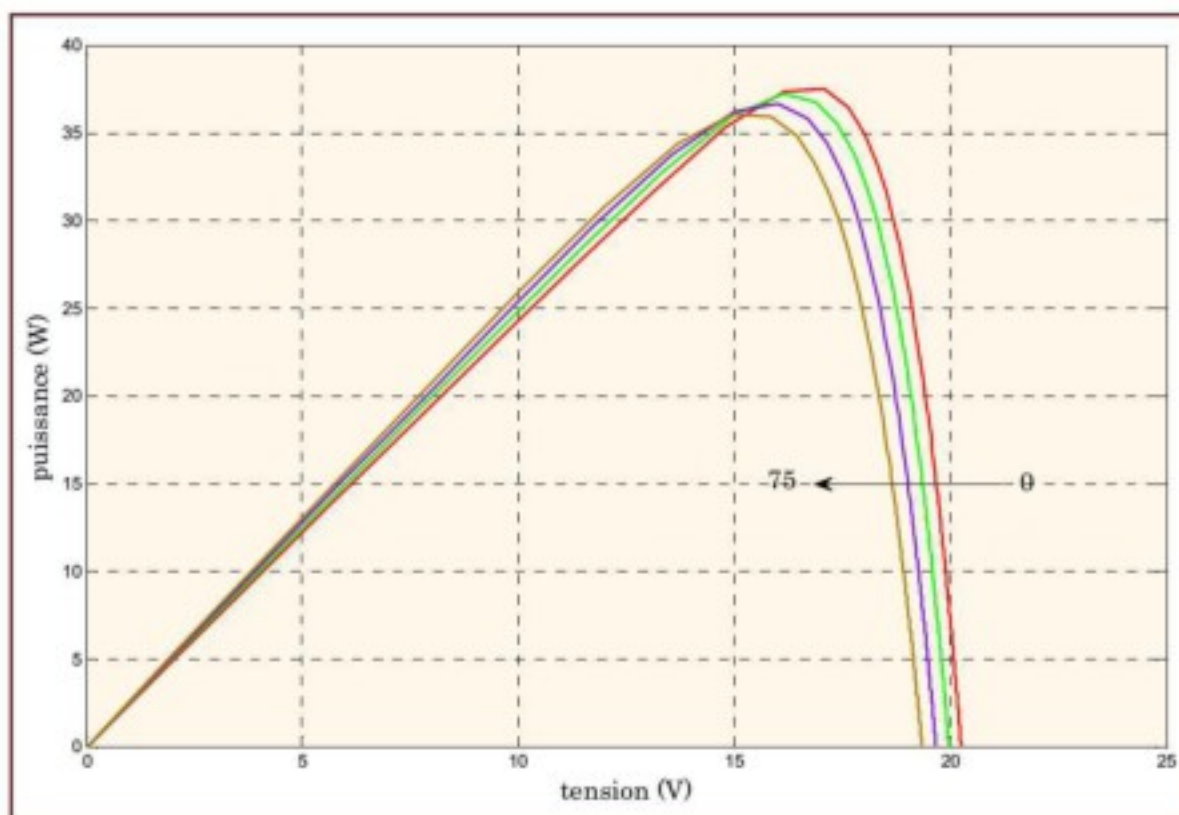


Figure II.8 :L'influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$

La figure (II.7), montre l'influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$. Il est essentiel de comprendre l'effet de changement de la température d'une cellule solaire sur la caractéristique $I=f(V)$. Le courant dépend de la température puisque le courant augmente légèrement à mesure que la température augmente, mais la température influe négativement sur la tension de circuit ouvert. Quand la température augmente la tension de circuit ouvert diminue. Par conséquent la puissance maximale du générateur subit une diminution.

La figure (II.8) illustre la variation de la puissance délivrée par le générateur en fonction de la tension pour différentes valeurs de la température, ce qui nous permet de déduire l'influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$.

II.2. 3.4. Influence de l'association série des cellules PV

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 0.5 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau).

Un module de 36 cellules en série (Type GTO136 – 80/2) est suffisant pour obtenir une tension compatible avec la charge. Pour avoir plus de tension, il faut assembler N_s modules en série, par contre pour le courant généré, un nombre N_p de modules en parallèle permet d'en ajouter, les diodes de protection série et parallèles protègent le circuit contre le retour de courant. L'association en série des cellules délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de N_s modules solaires en série est représentée par la figure suivante :

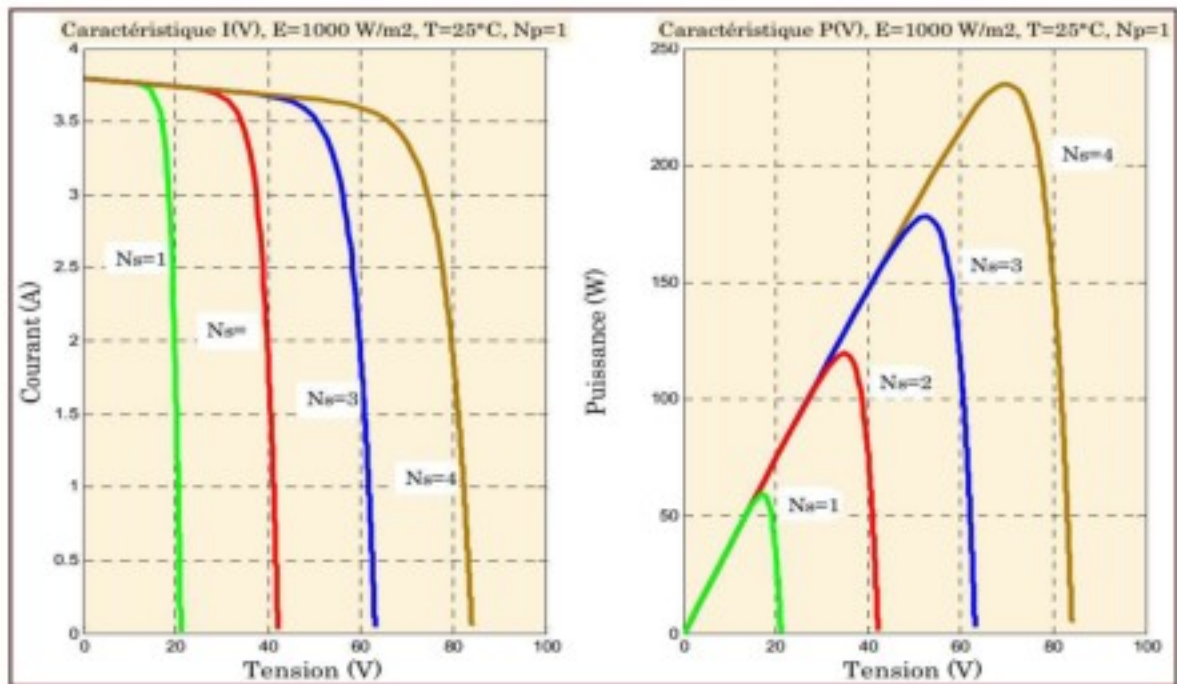


Figure II.9 : Caractéristique de nombre des modules en série

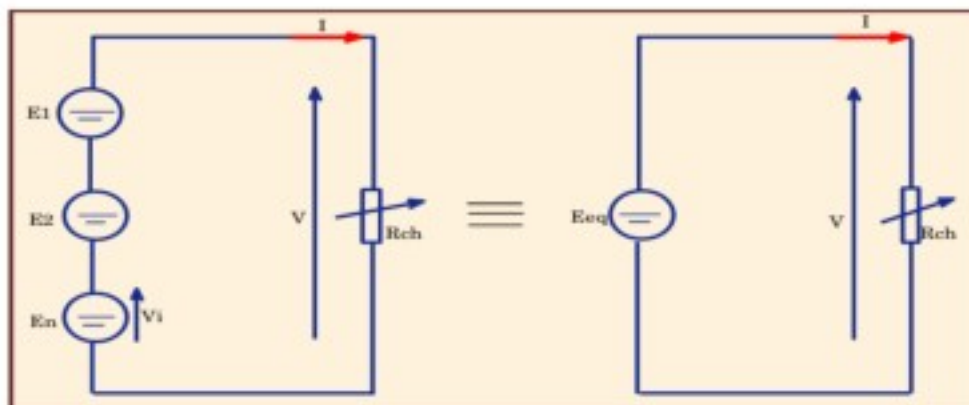


Figure II.10 : Association de N modules solaires en série

II.2. 3.5. Influence de l'association parallèle des cellules PV[14]

L'association en parallèle des photopiles délivre un courant égal à la somme des courants individuels et une tension égale à celui d'une seule cellule.

La caractéristique d'un groupement de N_p modules solaires en parallèle est représentée par la figure suivante :

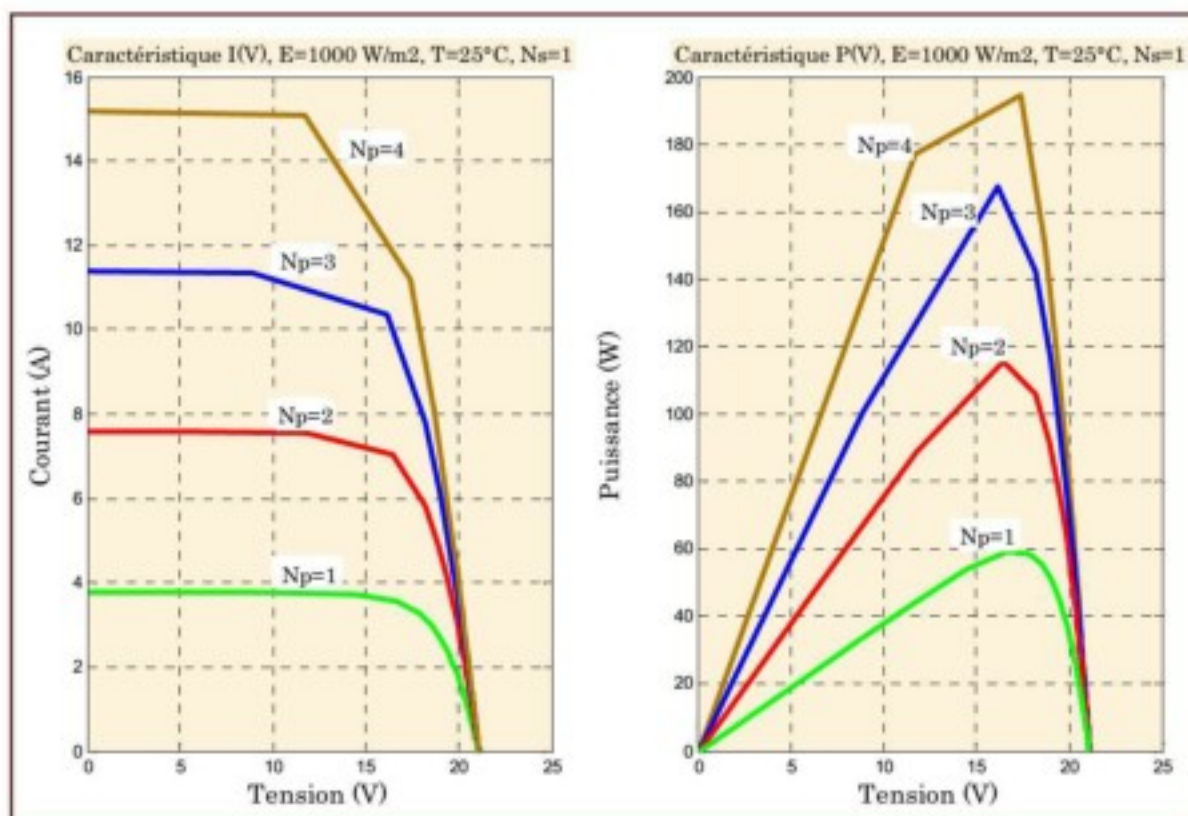


Figure II.11: Caractéristique de nombre des modules en parallèles

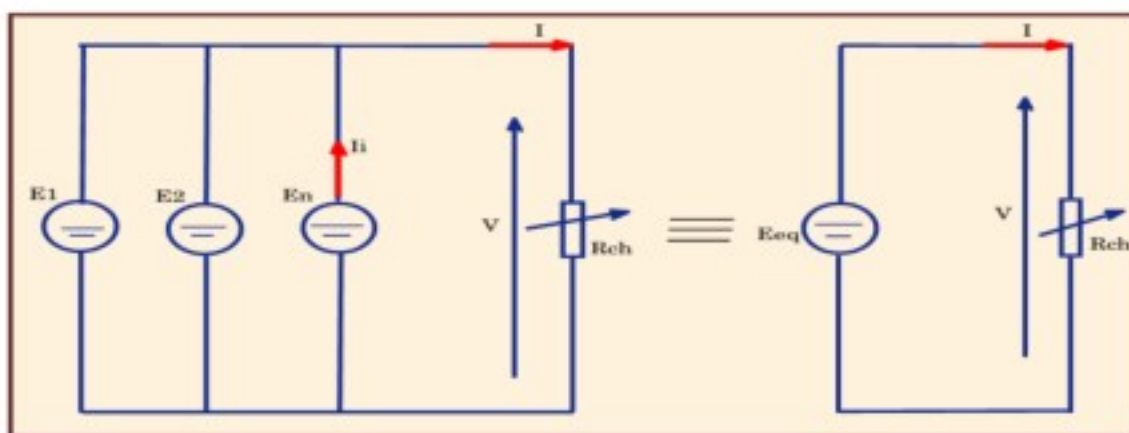


Figure II.12 : Association de N_p modules solaires en parallèle

II.2. 3.6. Influence de l'association mixte (Série + Parallèle) des cellules PV

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est à dire Série-Parallèle.

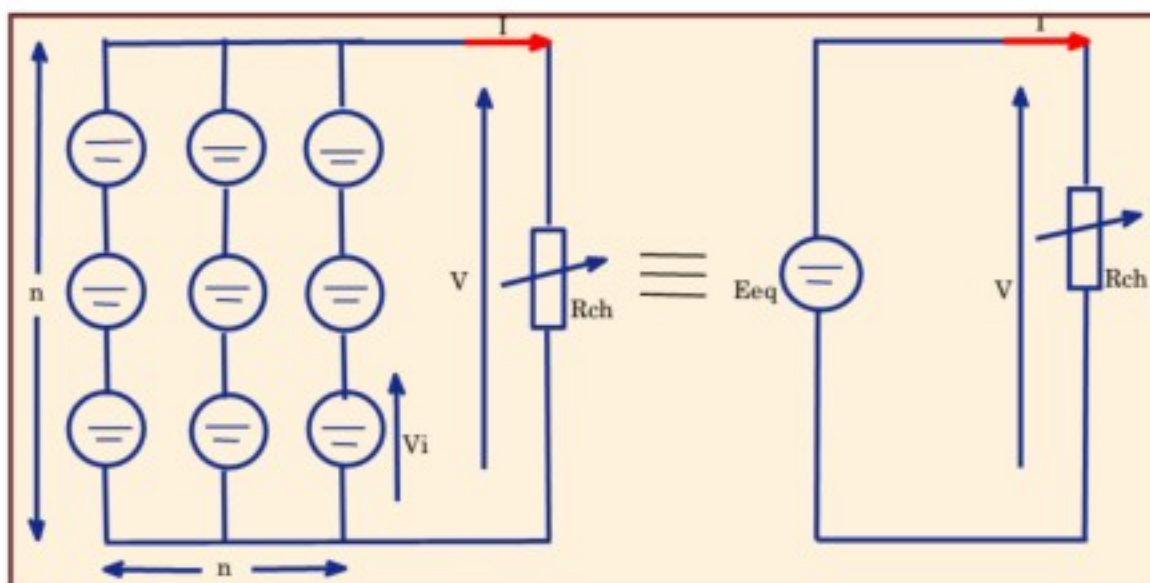


Figure II.13 : Association mixte $N_s \times N_p$ modules solaires

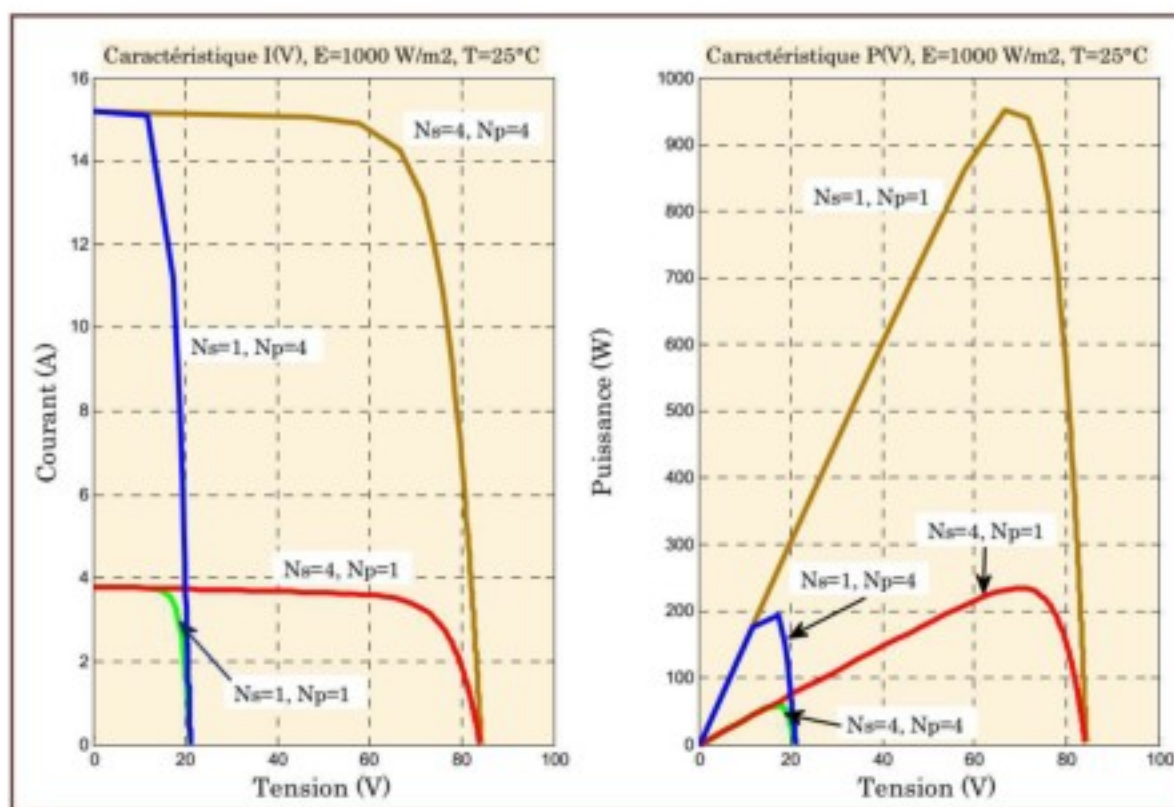


Figure II.14 : Caractéristique de nombre des modules en série et parallèle

II.3. Les différentes technologies des cellules PV

Le rendement des cellules PV dépend principalement des matériaux constitutants, la plupart des recherches se dirigent dans ce domaine, car c'est l'élément qui freine jusqu'à

maintenant la production photovoltaïque et sa répartition à grande échelle. Les technologies des cellules solaires se sont développées de manière très diverses. On distingue en général les cellules cristallines et les cellules à couches minces.

II.3.1. Cellules cristallines

Les cellules en silicium mono et poly -cristallin représentent environ 94% du marché. On reconnaît deux types des cellules sont :

II.3.1.1. La cellule monocristalline

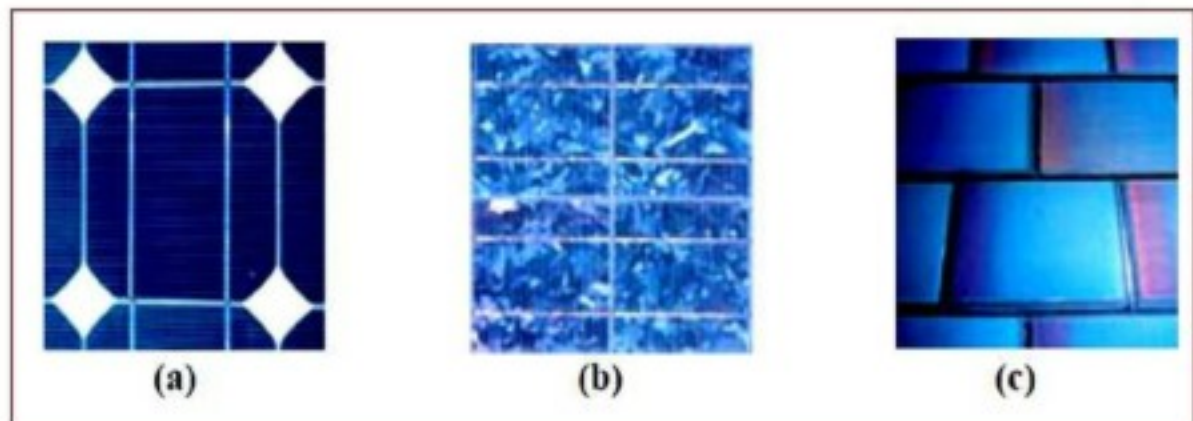
qui s'approche le plus du modèle théorique: cette cellule est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches (**figure II.15.a**). Les cellules monocristallines permettent d'obtenir de hauts rendements ,de l'ordre de **15 à 22 %** [12].

II.3.1.2. Les cellules poly-cristallines :

sont composées d'un agglomérat de cristaux (**figure II.15.b**) Elles aussi proviennent du sciage de blocs de cristaux ,, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes[12].

II.3.2. Cellules à couches minces :

La technologie des couches minces a l'avantage de produire les cellules par un procédé de revêtement à grande surface peu onéreux. Elles sont plus minces et peuvent même être déposées sur des supports flexibles, (**figure II.15.c**) [12].



FigureII.15 : Différents technologie des cellules PV

II.4. Classification d'un système solaire photovoltaïque

Les systèmes PV sont composés selon les exigences en trois types :

- 1- Autonome
- 2- Hybride
- 3- raccordée au réseau

II.4.1. Système autonome

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter un ou plusieurs consommateurs situés dans une zone isolée du réseau électrique. Comme on le remarque sur la (**Figure II.16**) qui représente l'exemple d'un système PV autonome, un système de stockage est associé aux générateurs PV pour assurer l'intermittence de la production. Le coût de l'installation, et ces conditions de fonctionnement sont très contraignantes. Par conséquent, des systèmes de gestion de l'énergie ont été développés afin d'optimiser la vie du système de stockage et de réduire les coûts de fonctionnement.

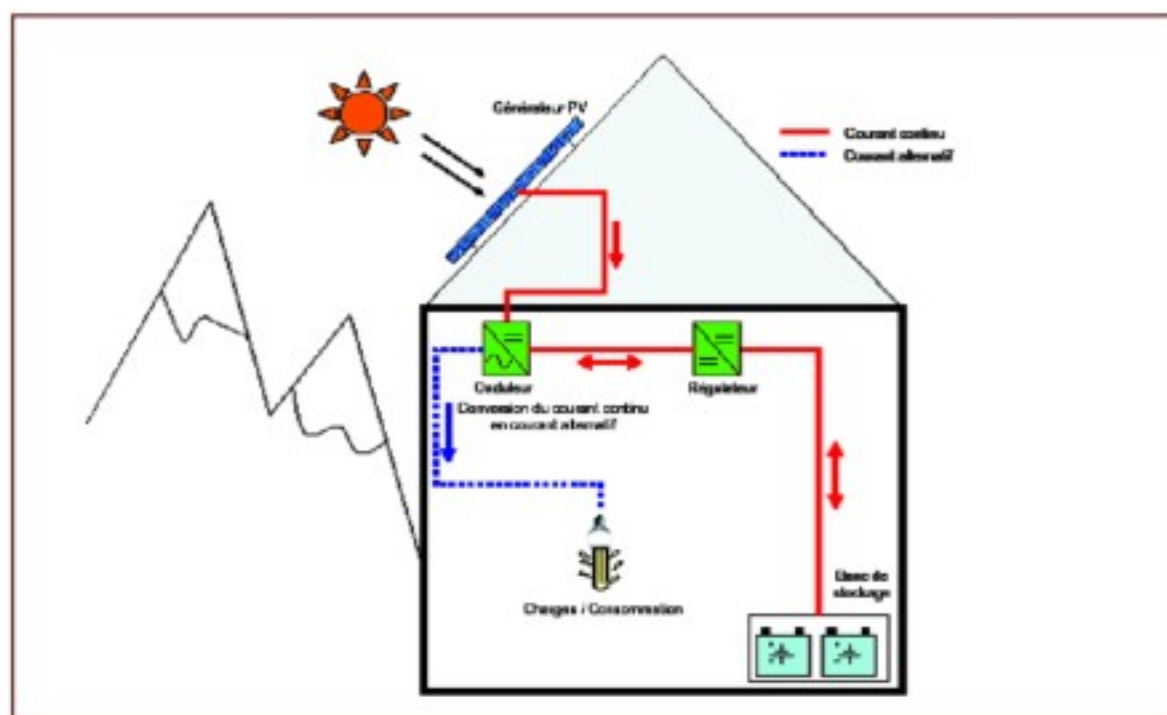


Figure II.16 : Exemple de la structure d'un système PV autonome

II.4.2. Système hybride[13]

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou plusieurs sources supplémentaires, qui sont également indépendantes des réseaux de distribution d'électricité. En pratique le générateur photovoltaïque est combiné à une éolienne ou à un

groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois avec des accumulateurs de stockage de l'énergie. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée.

II.4.3. Système PV raccordée au réseau

Une installation PV peut être connectée en parallèle avec le réseau d'électricité. Les panneaux solaires sont connectés en série pour former des « strings », eux même reliés à un onduleur. La tâche de l'onduleur est de transformer le courant continu sortant des panneaux en courant alternatif. Chaque onduleur est choisi en fonction de la puissance des panneaux et peut accueillir un ou plusieurs strings. Si la consommation locale est supérieure à la production de l'installation PV, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs.

II.5. Influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution[15]

Dans le passé, les réseaux de distribution se comportaient comme des éléments passifs dans lesquels les flux de puissance s'écoulaient de manière unidirectionnelle du poste source vers les consommateurs finaux. Du fait de l'insertion des productions décentralisées, les flux de puissance et les tensions sont impactés non seulement par les charges mais aussi par les sources. Par suite de ces spécificités techniques des installations photovoltaïques, le raccordement des systèmes PV au réseau peut avoir des impacts importants sur son fonctionnement. Les influences les plus significatives des systèmes PV sur le réseau de distribution sont les suivantes.

II.5.1. Influence sur le plan de tension

La présence de générateurs PV a une influence sur le plan de tension et sur les dispositifs de réglage du réseau. La tension varie en fonction des injections de puissances active et réactive sur le réseau. En particulier pendant une période de fort ensoleillement et de faible consommation, la tension de certains nœuds du réseau peut dépasser le seuil admissible. Une étude de l'université d'agriculture et technologie de Tokyo montre que, dans la localité d'Ota City qui concentre quelques 550 installations PV, l'injection d'énergie sur le réseau fait croître la tension jusqu'à un seuil provoquant le découplage de certains systèmes, notamment en fin de semaine lorsque la consommation est faible.

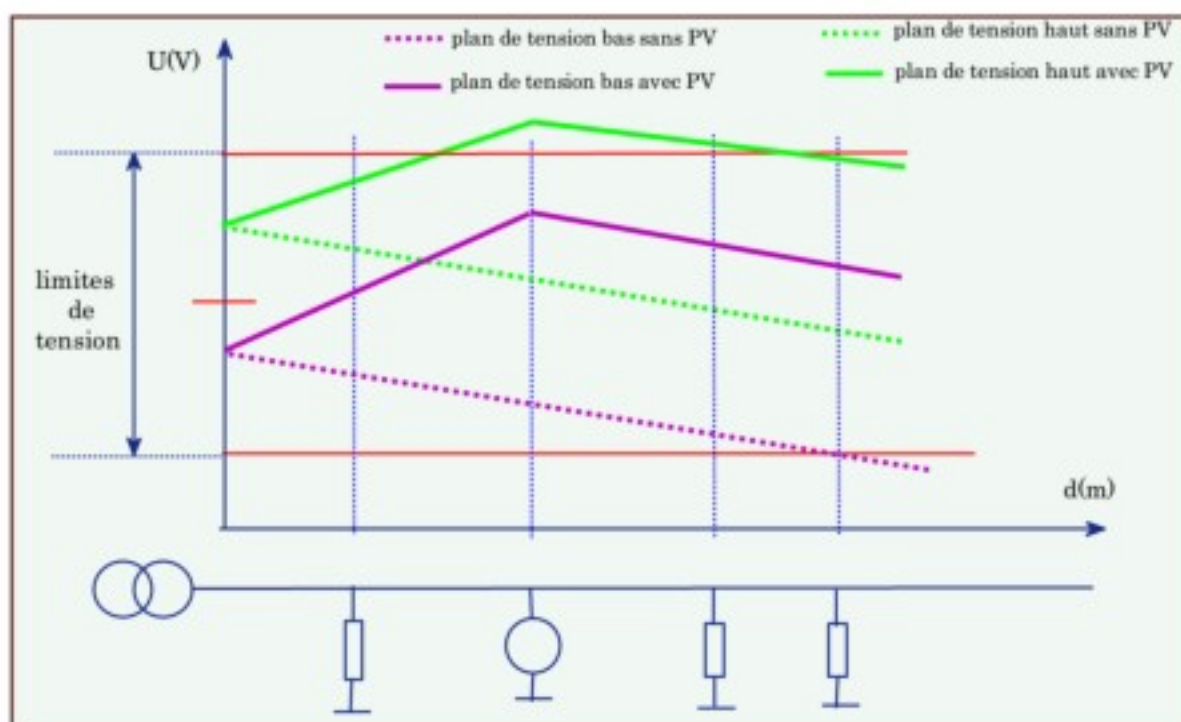


Figure II.17 : Exemple de variations de tension sur un réseau BT en fonction de la présence de production PV

II.5.2. Influence sur la qualité de l'énergie

II.5.2.1. Injection d'harmoniques de courant :

La présence d'interfaces électronique de puissance peut injecter des harmoniques de découpage au réseau si les onduleurs ne sont pas munis de filtres efficaces. Les onduleurs actuels contribuent tout de même à l'augmentation des harmoniques de courant car ils fonctionnent le plus souvent à puissance réduite (un appareil fonctionnant à puissance réduite ne peut fournir la même qualité de courant qu'à puissance nominale), ainsi les THD sont plus importants. Les conséquences de ces harmoniques peuvent être instantanées sur certains appareils électroniques : troubles fonctionnels (synchronisation, commutation), disjonctions intempestives, erreurs de mesure sur des compteurs d'énergie.

II.5.2.2. Injection de courant continu au réseau :

Une étude réalisée en Espagne montre que les onduleurs actuels (avec transformateur haute fréquence et avec ou sans transformateur basse fréquence) du marché européen injectent une composante continue dans le réseau. La présence de courants DC dans les réseaux de distribution peut affecter le bon fonctionnement des dispositifs de coupure différentiels, créer des erreurs sur les compteurs d'énergie, affecter la durée de vie des

composants du réseau, notamment à travers une augmentation de leur corrosion et enfin contribuer à une saturation des transformateurs .

II.5.2.3. Déséquilibre entre phases :

L'insertion des systèmes PV engendre un déséquilibre entre phases en cas d'utilisation d'onduleurs monophasés. Si la puissance produite n'est pas correctement répartie entre les 3 phases d'un même système PV triphasé, alors ce système va contribuer à déséquilibrer le réseau BT .

II.6. Influence du réseau de distribution sur le fonctionnement des

installations photovoltaïques

Les caractéristiques, le fonctionnement et les perturbations des réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement normal des systèmes PV. Ceci provient généralement, soit des caractéristiques intrinsèques des réseaux de distribution, soit de la qualité de tension dégradée par d'autres utilisateurs du réseau, soit d'une association de ces deux causes. Ces effets entraînent généralement des découplages injustifiés des onduleurs. Les influences du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques peuvent se résumer comme suit :

II.6.1. Régime de neutre et courants de fuite

Pour un régime de neutre de TT (point milieu du transformateur du poste de distribution à la terre, masse métallique des appareils à la terre). La protection des personnes s'effectue à l'aide de disjoncteurs ou d'interrupteurs différentiels qui ont pour fonction de s'ouvrir en cas de fuite de courant.

Les installations PV peuvent produire des courants de fuite du fait des caractéristiques capacitatives des panneaux, et des onduleurs (capacités des filtres MEC).

Ces capacités en présence d'une composante alternative sur le circuit à courant continu engendrent des courants de fuite dans la liaison de mise à la terre. Ces courants de fuite peuvent être d'amplitude importante et devenir potentiellement dangereux pour les personnes en cas de contact direct avec le fil de terre.

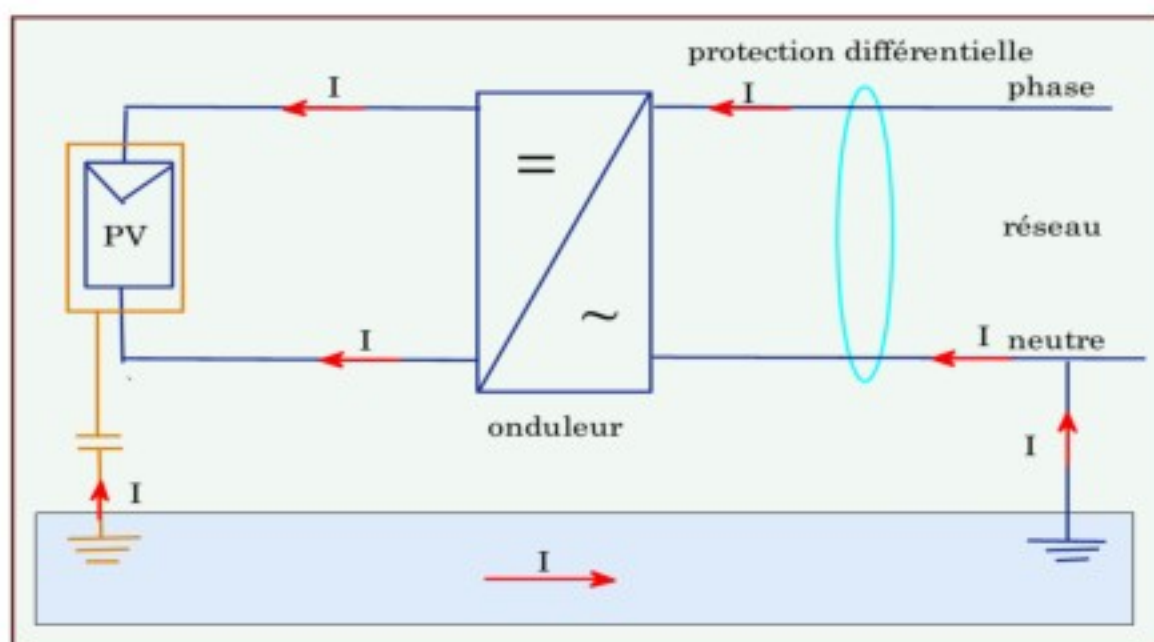


Figure II.18 : Schéma simplifié du courant de fuite via les capacités des panneaux PV, la Terre et l'onduleur

II.6.2. Creux de tension et tenue des systèmes

Les creux de tension sont ainsi l'une des principales causes de déclenchements des systèmes PV. La déconnexion d'un nombre important de systèmes PV pourrait avoir des impacts locaux et globaux sur le fonctionnement du réseau, en particulier sur des réseaux faibles.

II.6.3. Présence de composante continue et d'harmoniques de tension

Les onduleurs pour systèmes photovoltaïques hachent le courant continu issu des modules photovoltaïques en modulation à largeur d'impulsion (MLI ou PWM pour "Pulse Width Modulation") pour le convertir en courant alternatif sinusoïdal.

Le fonctionnement des onduleurs sans transformateur peut être affecté par une asymétrie des tensions du réseau (déformation de la sinusoïde par addition d'harmoniques paires), par exemple en présence d'harmoniques issues de charges non-linéaires, qui se traduirait par l'ajout d'une composante DC dans la tension injectée par l'onduleur.

II.7. Convertisseur de puissance de système photovoltaïque

Par convention, des systèmes de conversion photovoltaïques reliés au réseau se composent de convertisseur DC-DC et d'onduleur. Le convertisseur DC-DC est contrôlé pour la poursuite du point de puissance maximum du panneau photovoltaïque et l'onduleur est contrôlé pour produire le courant de telle manière que le courant de système ait une

faible déformation totale d'harmonique et il ait en phase avec la tension de réseau. Cette partie décrit certains convertisseurs d'électronique de puissance et les techniques de commande et de conversion (DC-DC).

II.8 Convertisseur DC-DC pour les systèmes d'énergie solaire [16]

Les hacheurs sont des convertisseurs du type continu-continu permettant de contrôler la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé. Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductance et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements dans les hacheurs.

Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante. Les trois configurations de base sont :

Convertisseur dévolteur(ou Buck)

Convertisseur survolteur (ou boost)

Convertisseur dévolteur- survolteur (Buck-boost)

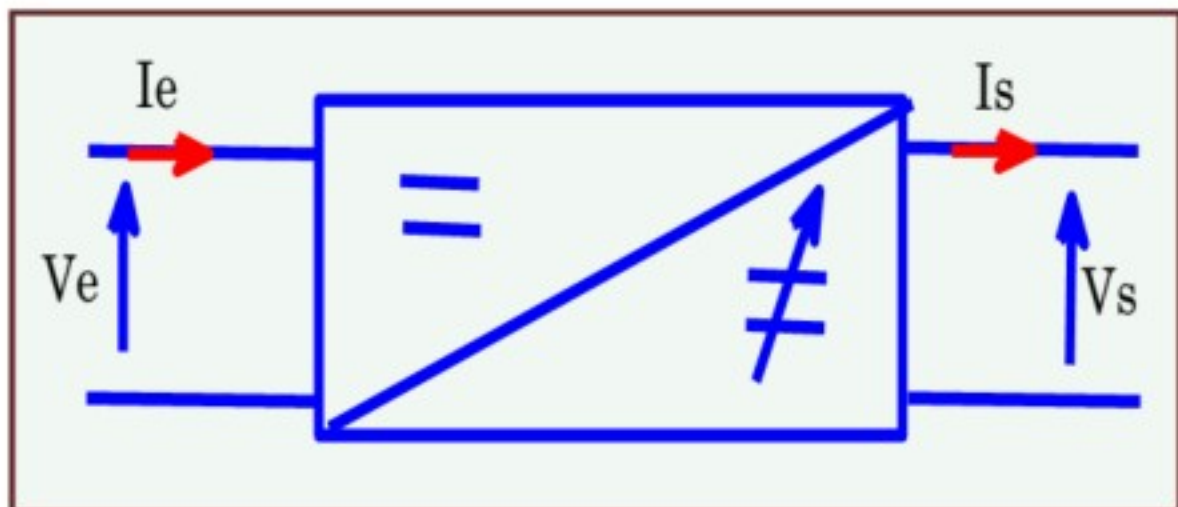


Figure II.19 : Symbole d'un convertisseur DC-DC

II.9. Commande (MPPT) des convertisseurs DC/DC

Les panneaux solaires de première génération sont généralement dimensionnés pour que leurs (PPM) correspondent à la tension nominale de batterie de 12 ou 24 Volts. Grâce à cette configuration, une simple connexion directe via une diode anti-retour suffit pour effectuer le transfert d'énergie du générateur photovoltaïque (GPV) à la charge.

Cependant, les caractéristiques non-linéaires du module photovoltaïque et sa sensibilité aux conditions extérieures, comme l'éclairement et la température, induisent des pertes énergétiques.

L'utilisation d'un étage d'adaptation afin d'optimiser la production d'énergie à tout moment est ainsi de plus en plus préconisée.

II.9. 1. Principe de fonctionnement d'un étage d'adaptation DC-DC[9]

La **Figure (II.28)** présente le schéma de principe d'un module photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation (**DC-DC**) entre le (**GPV**) et la charge. Cette structure correspond à un système plus communément appelé système autonome. Il permet le plus souvent d'alimenter une batterie pour stocker de l'énergie ou une charge qui ne supporte pas les fluctuations de la tension (ballast,...).

Cet étage d'adaptation dispose d'une commande (**MPPT**) qui permet de rechercher le que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque. L'algorithme de recherche (**MPPT**) peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisie et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé.

De nombreuses recherches sur les commandes (**MPPT**) ont été effectuées afin de trouver un système optimal permettant une recherche du (**PPM**) selon l'évolution de la puissance fournie par le **GPV**. Les commandes (**MPPT**) développées, sont toutes basées sur une commande extrême de type Perturbe & Observe, (**P&O**).

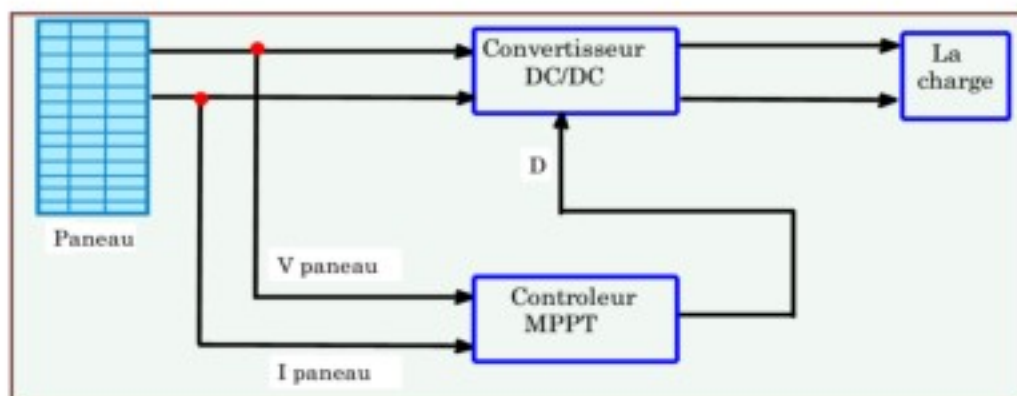


Figure II.28 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur (DC-DC) contrôlé par une commande (PPM) sur charge DC

II.9. 2. Les méthodes de poursuite de MPP

Il existe de nombreux algorithmes utilisés pour trouver le point de puissance maximale. Idéalement, le suivi de la puissance se fait automatiquement pour s'adapter aux conditions météorologiques variables [17].

II.9. 2.1. Méthodes à contre réaction de tension :

Ce genre de mécanismes repose sur le contrôle de la tension de fonctionnement des panneaux par la comparaison de cette tension avec une tension de référence. Cela génère une tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la PWM de commande afin d'annuler cette erreur. Selon la nature de cette tension de référence (fixe ou variable, interne ou externe) on a trois types de méthodes :

- Méthode à tension de référence fixe
- Méthode à tension de référence en fonction de V_{co}
- Tension de référence extrême (Cellule pilote)

II.9. 2.2. Méthodes à contre réaction de courant :

Cette méthode utilise seulement une mesure de courant pour obtenir l'information sur le point opérationnel et actuel du système. Permet de savoir la valeur du courant optimal dans lequel doit fonctionner le panneau pour extraire le maximum de puissance.

Méthode à courant de référence en fonction du courant de court-circuit I_{co} :

Méthode à courant de référence en fonction du courant de court-circuit I_{co} .

Méthode de maximisation du courant de sortie.

II.10. Les onduleurs

Un onduleur est un convertisseur statique qui permet la transformation de l'énergie de type continue, en une énergie alternative. la forme de la tension de la sortie de l'onduleur doit être plus proche d'une sinusoïde (l'allure sinusoïdale), c'est que le taux d'harmonique soit très faible, et ça dépend essentiellement à la technique de commande utilisée.

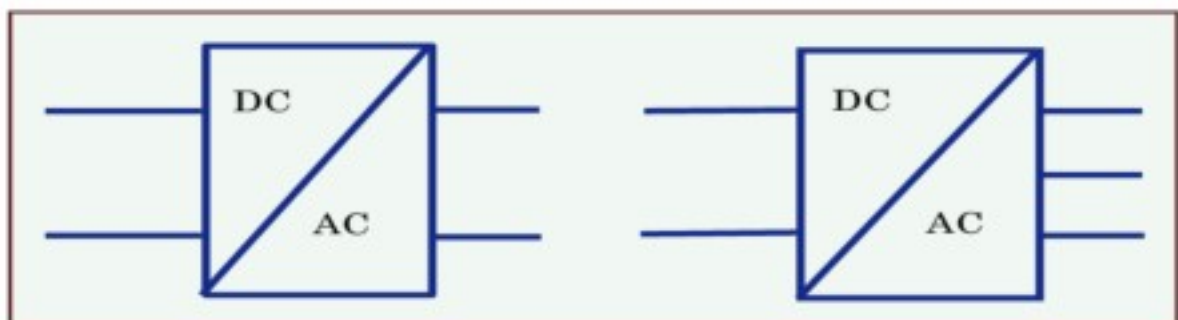


Figure II.31 : Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé

II.10. 1. Structure d'onduleur

Les onduleurs triphasés constitués de trois bras chaque bras se compose de deux interrupteurs. Les interrupteurs choisis, constituent bien une cellule de commutation. Leur fonctionnement doit être complémentaire afin de ne jamais court-circuiter la source continue#. Donc les interrupteurs doivent être bidirectionnels en courant, et se compose soit d'un thyristor et une diode en antiparallèle ou bien un transistor avec une diode en antiparallèle [18].

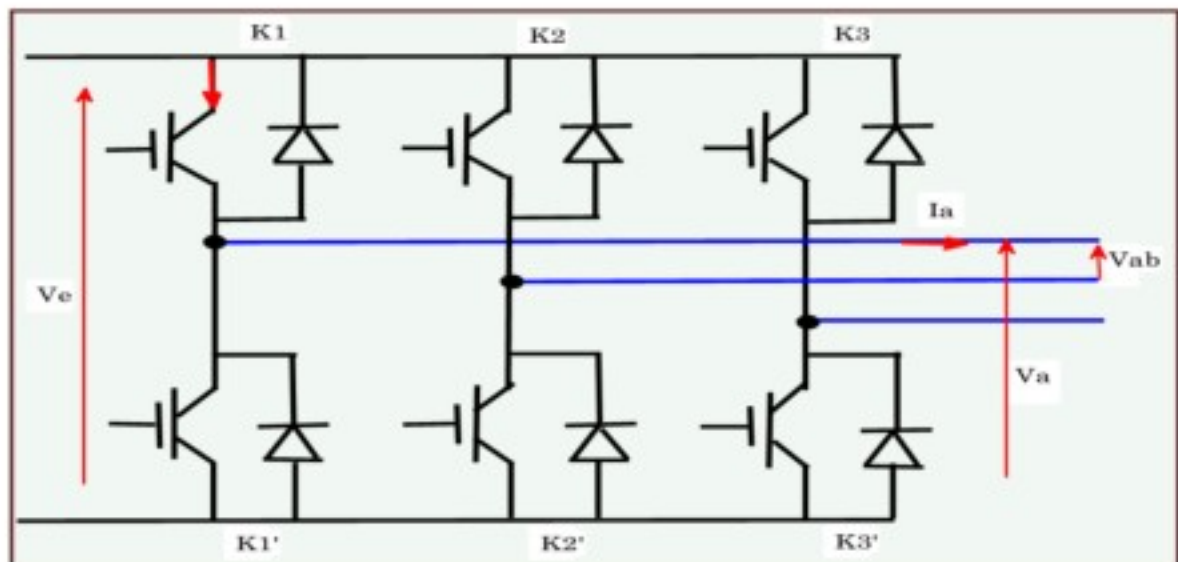


Figure II.32 : Structure d'un onduleur triphasé

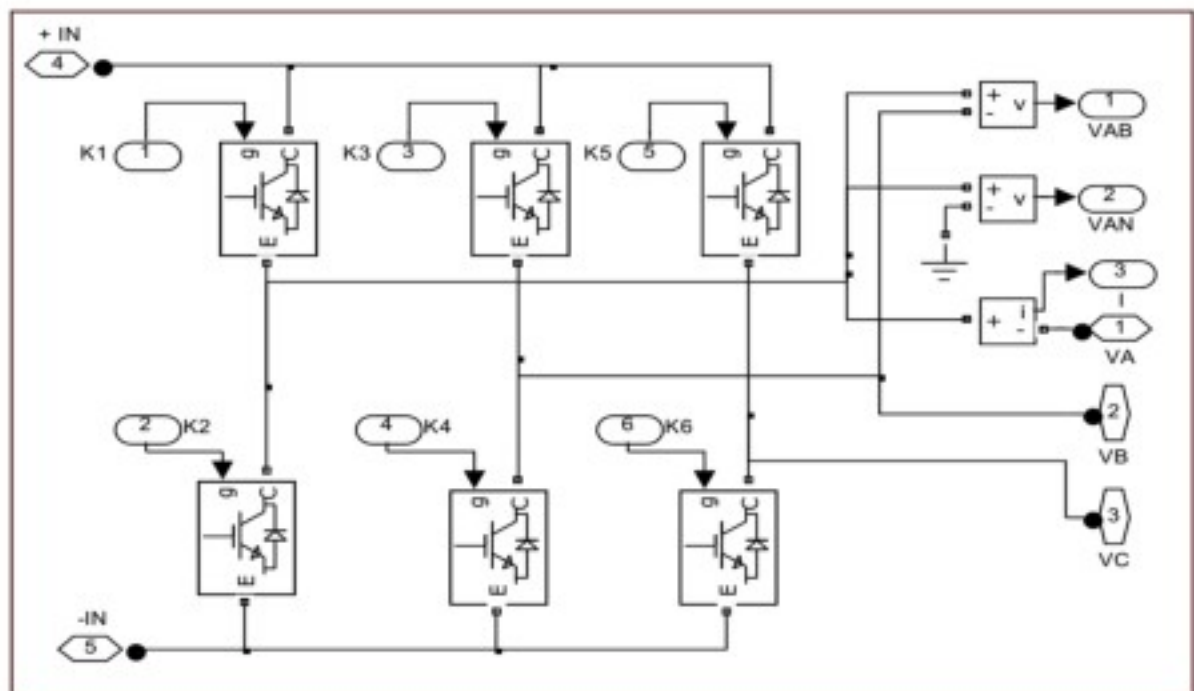


Figure II.33 : Schéma de simulation d'un onduleur triphasé

II.10. 2. Principe de fonctionnement

Il existe plusieurs types de commande d'onduleurs comme (commande symétrique (adjacente), Décalée (disjointe), **MLI**...).les différentes commandes ont le but d'obtenir l'allure sinusoïdale ou niveau de la sortie .et pour chaque commande le principe de fonctionnement se change.

II.10. 2. 1.Commande plein onde

Deux thyristors d'un même bras sont commandés à 180° de décalage. Les thyristors de deux bras voisins sont commandés à 120° de décalage. On obtient ainsi des tensions composées dont les valeurs sont E , 0 ou $-E$ volts, la durée d'un niveau non nul étant de 120° par alternance[19].

II.10. 2. 2.Commande MLI

L'utilisation de la modulation de largeur d'impulsion (MLI) ou Pulse Width Modulation (PWM) permet d'éliminer les premiers rangs d'harmoniques de courant afin d'améliorer le facteur de puissance. Cependant, cette technique ne résout pas totalement le problème des harmoniques de courant [19].

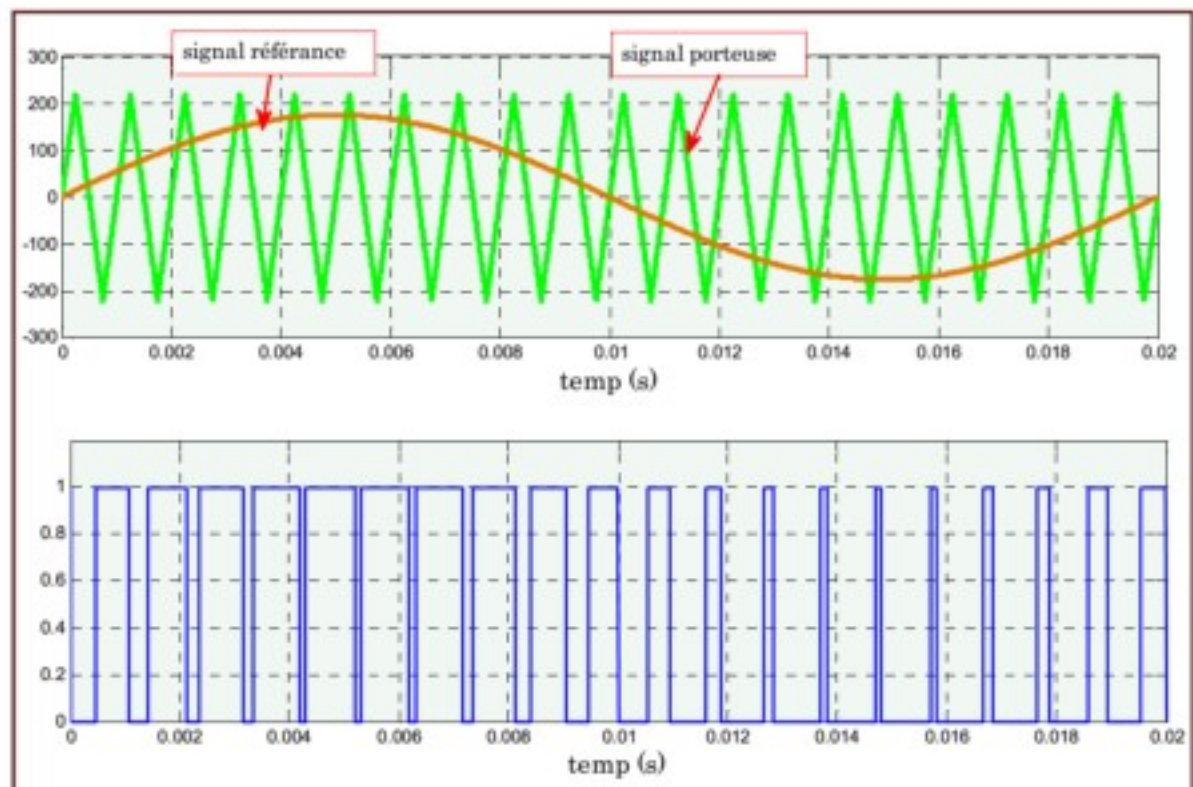


Figure II.34 : Principe de la commande MLI et les impulsions d'un interrupteur

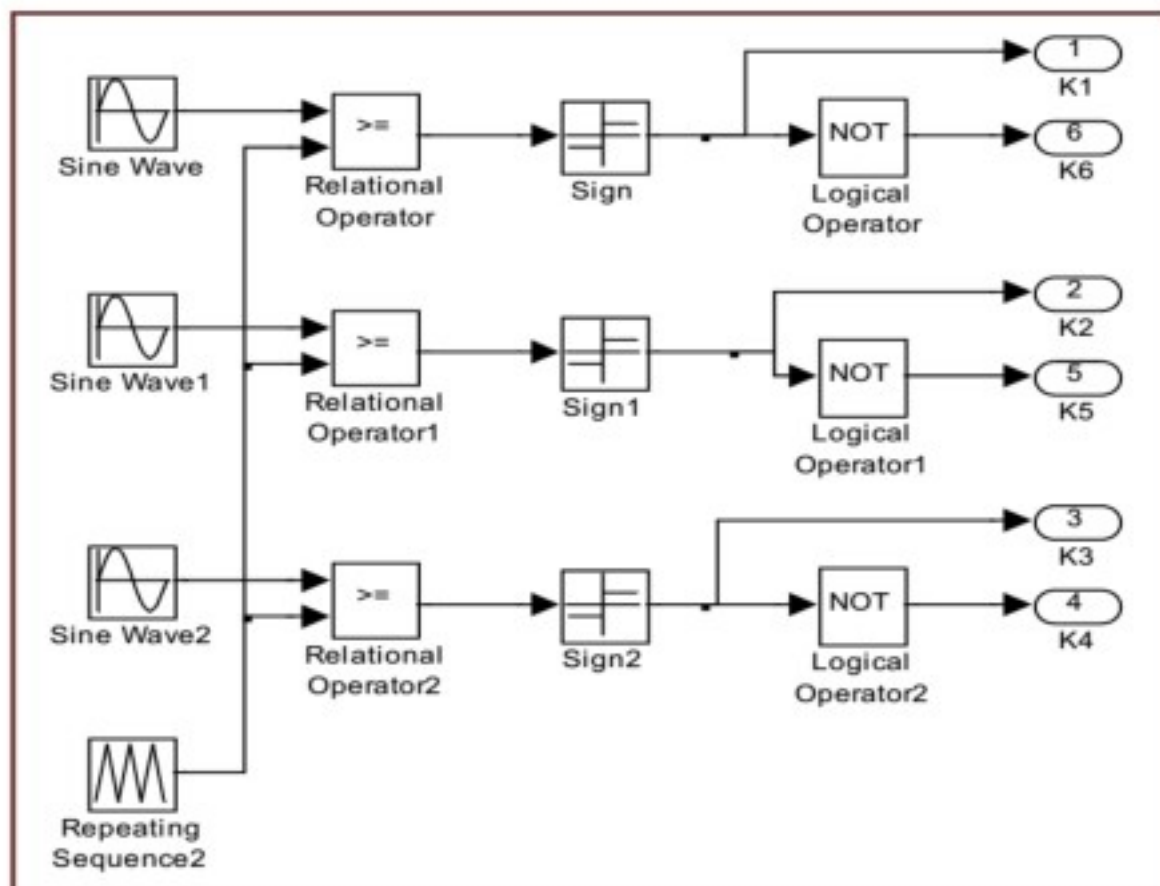


Figure II.35 : Schéma de simulation d'une commande MLI

II.11. Conclusion

Le fonctionnement du générateur (GPV) et le récepteur à leur rendement optimal, nécessitent l'insertion des convertisseurs statiques entre le générateur récepteur. Dans la littérature plusieurs travaux se sont intéressés à l'étude des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. Ce chapitre a été consacré à l'introduction de quelques notions et définitions relatives aux systèmes photovoltaïques, et les convertisseurs DC-DC et sur les méthodes de poursuite de point de puissance maximale (MPPT), nous avons donné l'exemple de deux méthodes de maximisation de puissance de GPV, la P&O et la conductance incrémentale (incond). On a présenté aussi les convertisseurs DC-AC et la commande MLI.

Chapitre III

*Modélisation des réseaux, de leurs
systèmes de protection et de protection
de découplage des systèmes PV*

III.1. Introduction :

L'élaboration et le développement de modèles adaptés jouent un rôle très important pour les études de simulation des comportements dynamique des systèmes PV face aux creux de tension du réseau auquel ils sont raccordés. Un modèle global intégrant les réseaux, les onduleurs PV et les systèmes de protection doit être développé et être à la fois précis et simple d'implantation. Ce chapitre va décrire les modèles des composants utilisés dans ce but. Nous allons d'abord présenter les généralités concernant les réseaux de distribution et leur système de protection, les structures actuelles des onduleurs PV ainsi que les protections de découplage des systèmes PV raccordés aux réseaux de distribution. Le développement des modèles sera ensuite présenté :

- Les réseaux de distribution HTA et BT (urbain et rural)
- Les systèmes de protection du réseau HTA (avec ou sans ré enclenchement) et BT (fusibles et disjoncteurs)
- Les systèmes de protection de découplage des PV respectant la norme DIN VDE 0126 ou les recommandations de ERDF
- Deux modèles des onduleurs PV sont proposés : modèle par injecteur de courant et modèle détaillé (modèle moyen dynamique : MPPT+hacheur+onduleur) qui seront présentés en détail dans les chapitre III. Tous les modèles utilisés sont modélisés sous Matlab/Simulink, ce logiciel étant bien adapté à la simulation et la modélisation par blocs fonctionnels. Par contre, ce logiciel est moins utilise pour la simulation de réseaux électriques et c'est pourquoi nous associerons à Matlab simulink la Toolbox Sim Power System permettant de gérer la simulation de réseaux triphasés ou monophasés.

II.2. Réseaux de distribution et leur systèmes de protection

Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux électrique à haute tension du réseau de transport ou de répartition. On distingue deux sous niveaux : les réseaux à moyenne tension (en France 20 kV) et les réseaux à basse tension (en France 400 V). Réseaux HTA.

Constitution des réseaux de distribution HTA :

Nous pouvons distinguer deux types principaux de réseaux HTA, selon la nature des liaisons :

- lignes aériennes

- câbles souterrains.

Nous allons donner plus de détails dans les points suivants [29]

réseaux ruraux – en majorité aériens :

Dans des zones géographiques de faible densité de charge (zones rurales, petites villes ou villages), on utilise majoritairement des lignes aériennes. Ils sont constitués par des lignes à trois conducteurs – trois phases – ou quatre conducteurs – trois phases et neutre, selon que le neutre est distribué ou non, et par des antennes triphasées ou monophasées à deux ou à un seul conducteurs. En France, on n'utilise que des lignes triphasées à trois conducteurs (le neutre n'est pas distribué)

Réseaux souterrains – urbains :

Dans les zones à plus forte densité de population on utilise majoritairement des liaisons souterraines. Ils sont constitués par des câbles généralement triphasés à isolant synthétique ou papier. Ces types des réseaux permettant de répondre aux besoins d'amélioration de qualité d'alimentation et de l'environnement (impact visuel, insensibilité aux conditions météo).

Réseau HTA de 20kV :

Les réseaux HTA doivent avoir une puissance de court-circuit PCC supérieure à 30 MVA à la sortie des postes source. Dans un poste, le nombre de transformateurs HTB/HTA est souvent limité à 2 en rural et à 3 en urbain. La puissance maximale admise par départ est de 5 MVA en rural, et 6 MVA en urbain. Cette valeur est imposée par la limite de 400 A sur les cellules « départ » du poste source. Le nombre d'organes de coupure (non télécommandés) dépend du type du réseau et de la distribution de la charge.

Lignes et câbles Dans les réseaux urbains, la section des lignes est généralement de 150 ou 240 mm². La longueur moyenne d'un départ (câble 240mm²) est inférieure à 5km. Dans les réseaux ruraux, les lignes peuvent avoir des sections de 240 mm², mais seulement à la sortie du poste source. Dans les réseaux aériens, on trouve des sections de 148 mm² pour les liaisons principales et de 54 mm² pour les liaisons secondaires. Notons que la plupart des lignes sont aériennes dans les zones rurales et en câbles souterrains dans les zones urbaines. La valeur de la réactance en mode direct des lignes aériennes HTA (exprimée en m Ω /m, ou en Ω /km) peut être de 0.30 données par la norme NF C13-205, ou 0.35 (habituellement utilisée). La capacité homopolaire des lignes aériennes est usuellement prise égale à 5 pF/m. Les câbles souterrains ont des capacités homopolaires plus importantes (de 0.155 μ F/km pour une section de 50.

Régime de neutre

Le tableau suivant indique les régimes de neutre HTA utilisés par EDF selon type de réseau.

Type de réseaux HTA alimentés par le transformateur	Ruraux ou Périurbain		Urbains
Longueur aérienne	> 5 km		< 5 km
Valeur du courant capacitif vu par le transformateur	IC < 100 A	IC > 100 A	Sans objet
Type de neutre HTA	Neutre inchangé ou NI 150 A RPN 80 Ω Avec politique de terre BT et HTA associée	Neutre Compensé	Neutre Impédant 1000A (RPN 12 ou BPN 12) ou 300 A (RPN 40 ou RPN 4 + BPN 12)

Tableau III.1. Régime de neutre HTA

Réseaux à basse tension[25]

Le réseau de distribution BT est constitué par :

- * un transformateur HTA/BT
- * un tableau de distribution BT ou un disjoncteur BT,
- * un ou plusieurs départs BT aériens ou souterrains,
- * un ou des branchements BT desservant la clientèle.

Les schémas des réseaux BT sont très différents selon les modes d'exploitations et les habitudes des distributeurs. On décrit, ci-après, les principaux schémas utilisés à EDF :

Réseau de type souterrain

Un réseau BT de type souterrain est utilisé dans les zones urbaines (**Figure III.1**). On remontera la chaîne du client jusqu'en amont du poste de transformation HTA/BT Le réseau comporte en série les protections suivantes :

- le disjoncteur (d) du client ;
- les coupe-circuits à fusibles (AD) d'accompagnement de ce disjoncteur ;
- les coupe-circuits à fusibles sectionneurs (FC) de pied de colonnes montantes des immeubles (ce fusible n'existe pas dans le réseau de type urbain avec branchement individuel)

- les coupe-circuits à fusibles sectionneurs (FD) des départs BT ;
- l'interrupteur sectionneur pour la basse tension
- les coupe-circuits à fusibles Fu HTA du transformateur HTA/BT

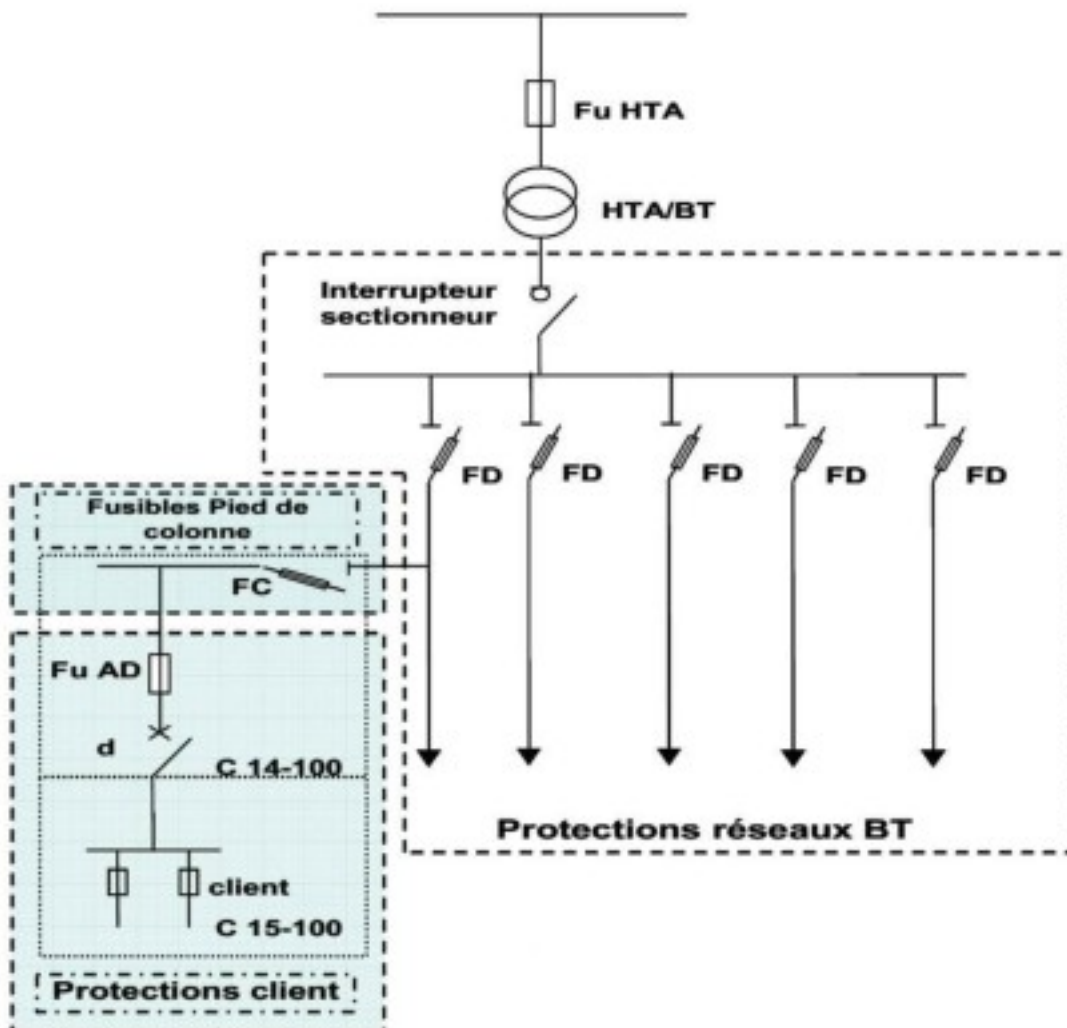


Figure III.1 Réseau de type souterrain

Réseau de type aérien [25] :

Un réseau BT de type aérien est utilisé dans les zones rurales (**Figure III.2**). On remontera la chaîne du client jusqu'en amont du poste de transformation HTA/BT. Ce réseau comporte les protections suivantes

- le disjoncteur (d) du client ;
- les coupe-circuits à fusibles (AD) d'accompagnement de ce disjoncteur ;
- les coupe-circuits à fusibles sectionneurs (FD) des départs BT. Dans le cas d'un réseau de type rural avec poste sur poteau et branchement individuel, il n'y a pas de fusible FD au niveau des protections du réseau BT.

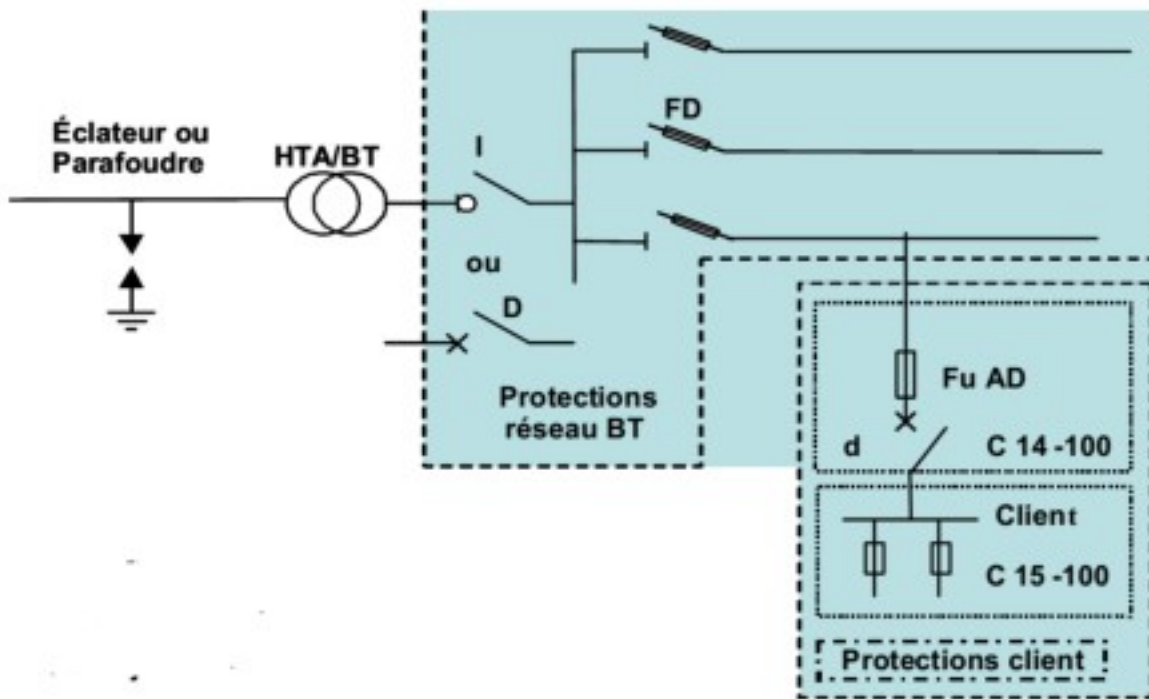


Figure III.2. Réseau de type aérien

Éventuellement le réseau comporte également un disjoncteur (D) pour un poste sur poteau; ou un interrupteur (I) et un disjoncteur (D) pour un réseau de type rural avec cabine basse simplifiée et branchement individuel.

Sur ce type de réseau, aucun coupe-circuit à fusibles n'est installé au niveau du transformateur HTA/BT, mais leur mise en place est envisagée. Par contre, il y a des éclateurs ou des parafoudres permettant de protéger le transformateur contre les perturbations atmosphériques.

Transformateurs HTA/BT :

Les transformateurs HTA/BT utilisés ont les puissances normalisées suivantes :

- transformateurs « type poteau » : 50, 100 et 160 kVA,
- transformateurs « type cabine » : 160, 250, 400, 630 et 1 000 kVA.

Les tableaux BT

Les tableaux BT normalisés comportent 4 ou 8 départs selon les modèles, un départ provisoire, un dispositif de réalimentation et une alimentation pour l'éclairage public.

Puissance assigne du transformateur HTA/BT d alimentation	Tableau BT correspondant
250kVA	TIPI 4-500²
400kVA	TIPI 8-800
630 kVA	TIPI 8-1200
1000 kVA	TIPI 8-1800

Tableau III.2 : Tableaux BT correspondant à la puissance du transformateur HTA/BT

1 Nombre de départ de distribution publique :

2 Intensité assignée :

La gamme de tableaux est conçue afin de correspondre au plus près, sur le plan électrique, à la gamme existante des transformateurs HTA/BT de distribution publique. Ils prennent en compte leurs possibilités de surcharges permanentes et leurs intensités admissibles pour les conducteurs de la liaison entre le transformateur et le tableau (**Tableau III.2**). Lignes et câbles Les départs sont aériens ou souterrains (NF C33-210); ils se composent de lignes aériennes ou de câbles souterrains de distribution sur lesquels sont raccordées les colonnes d'immeubles et les branchements individuels. Les sections utilisées sont :

- en aérien torsadé : 70 et 150 mm² Alu avec neutre 54,6 ou 70 mm²,
- en souterrain : 150 et 240 mm² Alu avec neutre 50, 70 ou 95 mm².

Les branchements sont réalisés en aérien torsadé ou souterrains avec des conducteurs de 16, 25, 35 ou 50 mm² Alu avec neutre 16, 25, 35 ou 50 mm².

Protections des réseaux de distribution :

Le système de protection du réseau de distribution est conçu pour une direction unique du transit de puissance du poste source (ou distribution) vers les consommateurs. Ce système de protection doit répondre aux objectifs suivants :

- Assurer la continuité de fourniture aux consommateurs,
- Préserver la sécurité des personnes et des biens,
- Eviter la destruction partielle ou totale des matériels.

Protections du réseau HTA

Généralement, les protections sont destinées à la détection et à l'élimination des défauts d'isolement de toute nature (monophasée et polyphasée). Elles reposent essentiellement sur le principe des protections ampérométriques. Elles visent à éliminer l'élément défectueux parmi : le tronçon de départ, le départ, un jeu de barre, le transformateur HTA/BT et leurs

liaisons aux jeux de barres HTA. Le plan de protection HTA français est structuré en trois niveaux [TL_D4810], [EDF_B61] :

Niveau 1 : la protection des départs La protection des départs est composée de deux types de protections : l'EPAMI et l'EPATR.

La protection EPAMI est utilisée pour détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. Elle est composée de deux relais de phase R_{ephi} et d'un relais homopolaire R_h . Le seuil de réglage du relais R_{ephi} est $0.8 \cdot I_{ccbi}$, avec I_{ccbi} le courant de court-circuit biphasé apparaissant au point de départ pour lequel l'impédance de court-circuit est la plus grande. Le relais R_h est réglé à $1.2 \cdot$ le courant capacitif du départ. On choisit une marge de 20% pour que la protection ne se déclenche pas intempestivement.

La protection EPATR protection à temps dépendant (ou à temps inverse) permet de traiter de façon sélective les défauts à la terre non détectés par les protections ampère métriques à temps constant et évite le recours au dispositif de recherche de terre. Elle est d'autant plus rapide que l'intensité du courant de défaut est élevée.

Grâce à un relais à temps inverse, le départ en défaut déclenche avant les autres départs. On obtient donc la sélectivité.

Sur les réseaux aériens, plus des trois quarts des défauts sont dits fugitifs, c'est-à-dire qu'ils disparaissent lors de la mise hors tension de la partie en défaut. La ligne peut donc être réalimentée sans l'intervention d'un opérateur. Afin de limiter la durée de coupure des clients au minimum, des automatismes de reprise de service (ré-enclenchement) ont été mis en place sur les départs HTA.

Sur les départs aériens du réseau HTA français, on peut trouver un disjoncteur commandé par un dispositif de ré-enclenchement triphasé. Lorsqu'un, deux ou trois des courants concernés dépassent la consigne correspondant à un seuil déterminé, ce disjoncteur va réenclencher automatiquement en respectant les séquences indiquées dans la **Figure III.3** et la **Figure III.4**.

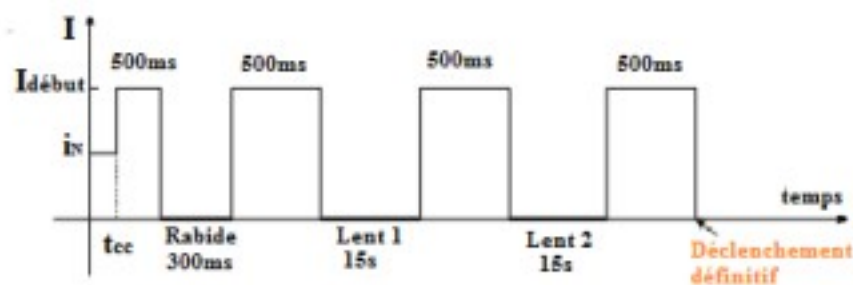


Figure III.3. Séquence de ré-enclenchement normal

Les ré-enclenchements normaux s'organisent comme suit :

- Un premier cycle rapide enchaîne une attente de 150 ms et une ouverture pendant 300ms. Il permet d'éliminer l'ensemble des défauts fugitifs soit près de 80 % des défauts. Si à la fermeture, le défaut est toujours présent, on attaque alors le deuxième cycle dit : « lent ».
- Ce deuxième cycle enchaîne, lui, une attente de 500ms en position fermée puis le disjoncteur s'ouvre pour une période de 15 à 30 secondes. La majorité des défauts semi permanents s'éliminent ainsi. Si le défaut persiste après la fermeture qui termine le cycle lent, on en fait un troisième à la suite duquel ne persistent que les défauts permanents qui doivent alors être éliminés par l'ouverture définitive du disjoncteur.

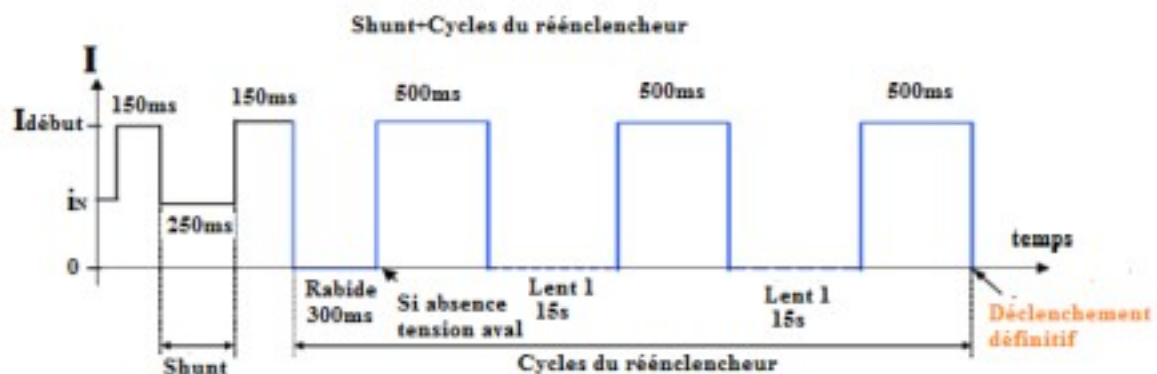


Figure III.4. Séquence de ré-enclenchement avec shuntage

Lors d'un défaut monophasé, le système ré-enclenchement par shuntage peut-être utilisé, on utilise tout d'abord un shunt qui connecte la phase en défaut au niveau du poste source à la terre pendant 250 ms. Puis si le shunt n'a pas fonctionné, il y a une séquence rapide d'ouverture / fermeture du disjoncteur puis, le cas échéant une séquence longue ([TI_D4810], [VATRA_06]). Sur les départs souterrains, 100% des défauts sont permanents, par suite de la nature de l'isolant solide. Dans ce cas un système ré enclenchement est inutile.

Niveau 2 : la protection d'arrivée

Cette protection est située entre le transformateur HTB/HTA et le jeu de barres HTA. Elle a pour but de protéger le jeu de barres et de secourir la défaillance éventuelle d'un disjoncteur de départ.

Elle est basée sur une protection EPAMI ampérométrique à temps constant. Afin de ne pas déclencher avant les protections de départ, une sélectivité ampérométrique et chronométrique est appliquée. Les seuils de déclenchement sont :

- Relais de phase Rephi : Le seuil de déclenchement doit être suffisamment faible pour que la protection d'arrivée puisse secourir la protection de départ, mais suffisamment élevé pour ne pas se déclencher lors d'une surcharge du transformateur.

- Relais homopolaire Rh : $1.2 \cdot \text{MAX}(\text{Rh départs})$ lorsque la mise à la terre du neutre est faite par une résistance et que le courant capacitif total du réseau HTA ne dépasse pas 100A.

La temporisation est supérieure de 500ms à la temporisation des départs.

Niveau 3 : la protection du transformateur HTB/HTA et des éléments associés

La protection du matériel auxiliaire connecté au transformateur côté HTA est assurée par cette protection qui déclenche alors un disjoncteur côté HTB du transformateur.

C'est une protection de type EPAMI avec des seuils ampèremétriques de 1.2 fois les seuils de la protection au niveau 2 et une temporisation de 500ms supplémentaire par rapport à la temporisation des protections niveau 2.

Autres protections du réseau

Il existe d'autres protections :

- La protection de la liaison entre le transformateur HTB/HTA et l'arrivée.

- Le détecteur de terre résistante mesure le courant circulant dans le neutre du transformateur (côté HTA). Il assure le secours des protections de type EPATR et déclenche le disjoncteur d'arrivée après une temporisation.

- La protection interne du transformateur qui agit sur le disjoncteur côté HTB.

- La protection masse cuve du transformateur qui agit sur le disjoncteur côté HTB.

Protections du réseau à basse tension Les départs BT comportent des disjoncteurs ou des coupe-circuit interrupteur unipolaire à fusibles en vue d'assurer la protection électrique du réseau basse tension de distribution publique contre les surcharges et les courts-circuits (**Tableau III.3**).

Le système de protection comporte essentiellement des disjoncteurs et des fusibles qui se répartissent comme suit:

Protection client :

Disjoncteur du client :

Ce disjoncteur est utilisé pour séparer le réseau BT des installations du client lorsqu'un défaut ou une surcharge les affectent. Les courants assignés normalisés des disjoncteurs des clients sont : 30, 45, 60 et 90 A. Ces valeurs représentent les limites supérieures du courant de réglage.

Pn≤160kVA	Poste poteau	Disjoncteur
	Cabine basse simplifiée	Fusibles+ disjoncteur
	Poste urbain	Fusibles
160kVA et 250 kVA	Cabine basse simplifiée	Fusibles ou fusibles+ disjoncteur
	Poste urbain	Fusibles
400 kVA ≤ Pn ≤ 1000 kVA	Poste urbain	Fusibles

Tableau III.3. Domaine d'emploi des protections BT

Coupe-circuit à fusible d'accompagnement du disjoncteur du client (AD) Le fusible d'accompagnement du disjoncteur du client AD est placé au début de chaque branchement. Il est destiné à interrompre les courts-circuits qui mettent en jeu des courants dépassant le pouvoir de coupure des disjoncteurs. Ils répondent à la spécification EDF HN 62-S-83 d'avril 1999 qui constitue une révision de la norme NF C 62-921 de 1981. En France, les valeurs normalisées de leurs calibres, sont : 45, 60 et 90 A. Protection « Pied de colonne » Les fusibles (FC) sont utilisés pour éliminer une colonne de distribution en défaut, évitant ainsi la coupure du départ BT au poste HTA/BT. Ils répondent à la spécification EDF HN 63-S-20 de novembre 1995. Sur les réseaux français, les calibres de ces fusibles BT sont limités à : 125, 200, 250 et 400 A.

Protection du réseau BT :

Fusible de départ BT (FD) :

Le fusible de départ (FD), placé au début de chaque départ BT, est destiné à assurer l'élimination des défauts situés en amont des colonnes d'immeubles ou des branchements individuels. Il répond à la spécification EDF HN 63-S-20 de novembre 1995. Sur les réseaux français, les calibres de ces fusibles BT sont limités à : 200, 250 et 400 A.

Disjoncteur en réseau rural Les fusibles de départ BT peuvent, selon leur calibre, être insensibles à des courants de court-circuit lointains pouvant affecter des câbles de faible section. Ceci est particulièrement vrai sur des réseaux ruraux desservant des départs de faible section et de grande longueur. La non-détection des défauts entraîne un risque pour la sécurité des personnes et du matériel qui peut être détérioré ou détruit par surchauffe. Il est alors nécessaire de prévoir soit une protection complémentaire (par exemple, un fusible divisionnaire au milieu du départ et de calibre moindre que celui du départ, mais c'est une

solution rarement utilisée), soit de substituer aux fusibles un disjoncteur associé à un bloc déclencheur.

Transformateur à protéger	In(A)	Poste	Type de disjoncteur	Bloc déclencheur	P
50kVA	72	Sur poteau	165T ³	3T/6T	4kA
100 kVA	144	Cabine basse sur poteau socle	TUR ⁴ 165T 165A ⁵	6 3T/6T 6T	4kA
160 kVA	231	Cabine basse sur poteau socle	TUR 165T 165A	6 7T 7T	6.4kA
250 kVA	361	Cabine basse	TUR	8	2kA

3 La lettre T indique que le bloc déclencheur est à image thermique, ce qui permet d'assurer une meilleure prise en compte du déséquilibre éventuel des charges entre phases.

4 Tableau Urbain de Répartition.

5 La lettre A indique que le bloc déclencheur est ampèremétrique.

Tableau III.4: Caractéristiques des blocs déclencheur

Le **Tableau II.4** donne le type de déclencheur à utiliser suivant la nature du poste et la puissance du transformateur. Disjoncteur BT associé au transformateur HTA/BT
Ce disjoncteur est utilisé pour protéger le transformateur HTA/BT contre les courts-circuits et les surcharges. Dans les réseaux de type aérien, les disjoncteurs sont équipés d'un indicateur de charge. Il s'agit d'un dispositif qui permet de signaler que le disjoncteur a été traversé, pendant 24 h, par une charge de l'ordre de la puissance assignée du transformateur qu'il protège. Coupe-circuit à fusible HTA on utilise les fusibles des transformateurs HTA/BT pour protéger le réseau HTA contre les avaries affectant soit les transformateurs de distribution et les clients alimentés en HTA, soit les circuits BT en amont des protections BT normales ou en cas de défaillance de celles-ci. Dans les réseaux de tension comprise entre 12 et 24 kV, les calibres sont : 3, 6, 16, 43 et 63 A

II.3. Modélisation des réseaux de distribution :

Les comportements des systèmes PV raccordés au réseau de distribution face au creux de tension sont très compliqués. Ils dépendent de nombreux facteurs : la structure des

systèmes PV, la configuration des réseaux, le système de protection du réseau, les types de défaut, etc. C'est pourquoi, afin d'étudier globalement le comportement des systèmes PV raccordés au réseau de distribution face au creux de tension en tenant compte tous les facteurs d'influence, il est nécessaire de développer et de modéliser des différents types de réseaux de distribution avec leur système réel de protection; des modèles de l'onduleur PV avec différents types de protection de découplage. Cette partie va décrire les modèles des composants utilisés dans ce but.

Réseaux de distribution :

Deux types de réseaux de distribution sont modélisés :

- Réseau à Basse tension urbain et rural
- Réseau HTA urbain et rural

Modélisation des réseaux à basse tension :

Réseau BT urbain :

Description du réseau Il s'agit d'un réseau de type urbain avec branchement individuel comportant un transformateur, deux départs BT, quatre branchements BT desservant la clientèle. Le régime de neutre est du type mis à la terre du neutre par une résistance de 40 Ohms (à chaque accessoire de jonction, tous les 20 m).

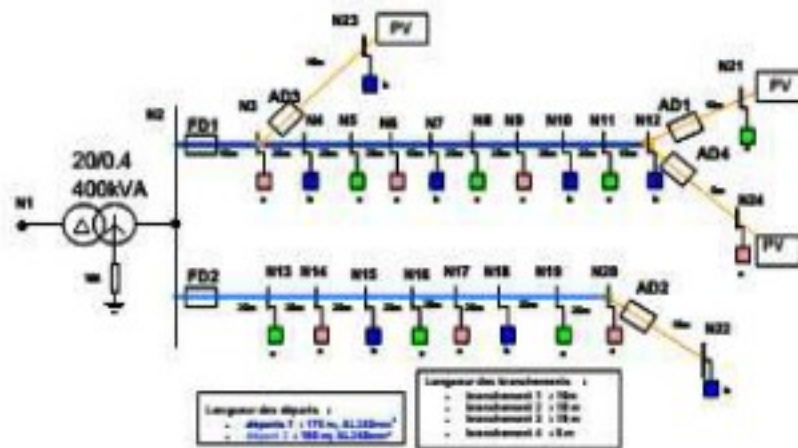


Figure III.5. Réseau urbain étudié

Architecture du réseau :

Le réseau BT triphasé avec neutre distribué est illustré dans la Figure II.5, il est composé de 23 nœuds, chaque accessoire de jonction (tous les 20m) est mis à la terre par une impédance équivalente de terre de 40Ω . La longueur de deux départs est comprise entre 160m et 170m et la longueur de quatre branchements est comprise entre 1m et 15m.

Paramètres des lignes Le réseau a été modélisé avec deux types de lignes : deux départs câbles souterrains de 240mm² et quatre branchements de 35mm². Les modèles de câble ont été utilisés avec les paramètres suiv ants :

Paramètre de la ligne	Paramètre de la câble 240mm ²	Paramètre de la câble 35mm ²
Rd(Ohms/km)	0.1113	0.856
Ro(Ohms/km)	0.954	2.61
xd(Ohms/km)	0.085	0.145
Xo(Ohms/km)	0.382	1.72
Co(μF/km)	0.3	0.005

Tableau III.5. Réseau urbain étudié

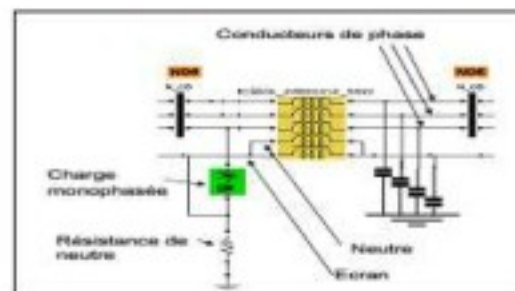


Figure II.6. Modélisation d'une section de câble sous Matlab – Simulink

Nous avons proposé une nouvelle méthode pour modéliser correctement les lignes ou les câbles de 4 ou 5 conducteurs (3 conducteurs, neutre et écrans) par utilisation de la matrice des paramètres de ligne (ou câble). La Figure II.6 présente le modèle d'une section de câble 240mm² avec neutre et écran. Les conducteurs, le neutre et l'écran sont modélisés par une matrice avec les valeurs propres et mutuelles de résistance et d'inductance. Les capacités sont modélisées par les paramètres localisés en π ou en Γ .

Matrice des résistances pour 50m de câble souterrain de 240mm²

0.039485	0.0338475	0.03379	0.03385	0.01800675
0.0338475	0.039485	0.0338475	0.033815	0.019966
0.03379	0.0338475	0.039485	0.03385	0.019966
0.03385	0.033815	0.03385	0.047835	0.019966
0.01800675	0.019966	0.019966	0.019966	0.0437825

Matrice des inductances pour 50m de câble souterrain de 240mm²

0.1443275	0.140085	0.138495	0.14054	0.0856525
0.140085	0.1443275	0.140085	0.1393175	0.0856525
0.138495	0.140085	0.1443275	0.14054	0.0856525
0.14054	0.1393175	0.14054	0.143805	0.0856525
0.0856525	0.0856525	0.0856525	0.0856525	0.0856525

Les valeurs de capacité pour 50 m de câble souterrain de 240 mm²

- C_{phase_a} = 0.0158 μF
- C_{phase_b} = 0.0152 μF
- C_{phase_c} = 0.0158 μF
- C_{neutre} = 0.0091 μF
- C_{écran} = 0.0097 μF

Structure du poste source Le réseau amont a été modélisé par une source de tension triphasée avec les paramètres :

$R_s=0.015$ Ohms et $L_s=0.25$ mH.

Modélisation des charges

Toutes les charges résidentielles sont modélisées par des charges monophasées PQ (un circuit RL série) variables de quelques dizaines de kW avec $\text{tg}\varphi = 0.4$; les productions de P-V monophasées varient de quelques kW et sont placées aux nœuds : N23, N21 et N24.

Paramètres du transformateur HTA/BT

- Couplage : D-yn
- Puissance : 400Kva
- Paramètres de l'enroulement primaire (50% Zt) : U = 20kV ; R1 = 17.25 Ω ; L1 = 183mH
- Paramètres de l'enroulement secondaire : U = 0.4kV ; R2 = 0.0023 Ω ; L2 = 0.024 mH ; Rmag = 143 kΩ ; Lmag = 1.3691*106 (H)

Réseau BT rural :

Description du réseau Il s'agit d'un réseau de type rural avec poste sur poteau et branchement individuel, un départ BT (Figure II.7). Le régime de neutre est du type mis à la terre du neutre par une résistance de 40 Ohms. Architecture du réseau

Le réseau BT triphasé avec neutre est alimenté par un transformateur de 160kVA, 20/0.4kV. Il est composé de 14 nœuds, 10 charges et 2 productions de PV. La configuration de ce réseau et sa longueur des lignes sont illustrées dans la **Figure III.7**.

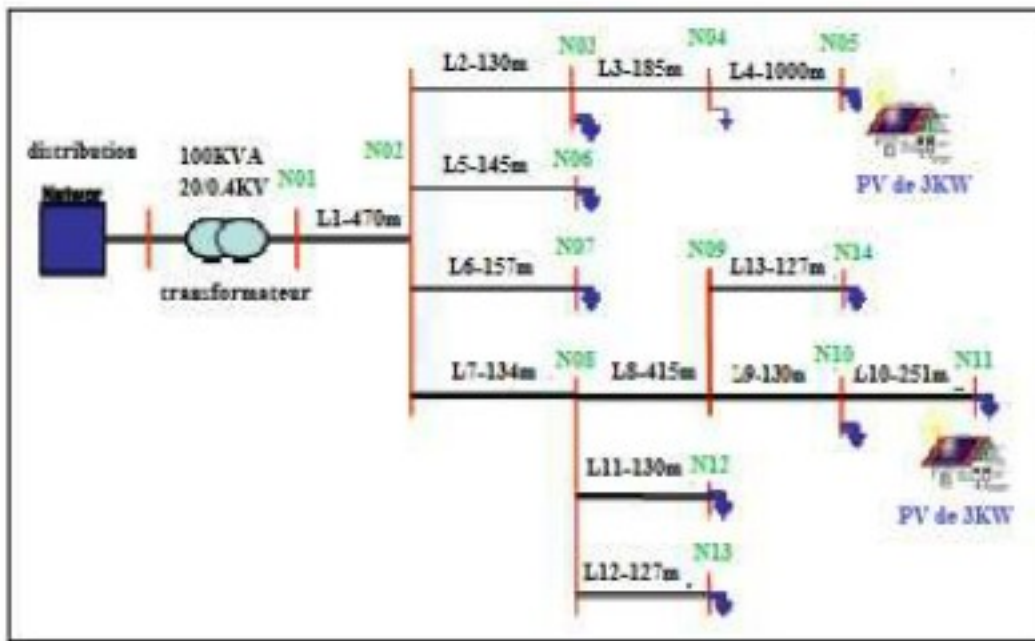


Figure III.7. Réseau BT rural étudié

Paramètre des liaisons :

Le réseau a été composé de ligne 70mm² torsadé et de ligne 54mm² en conducteurs nus. Le modèle de câble est été utilisé avec les paramètres suivants :

Paramètre de la Liaison	Paramètre de la câble 70mm ²	Paramètre de la câble 54mm ²
Rd(Ohms/km)	0.428	0.613
Ro(Ohms/km)	2.185	0.751
xd(Ohms/km)	0.124	0.35
Xo(Ohms/km)	0.518	1.595
Co(μF/km)	0.005	0.005

Tableau III.6. Paramètres de câbles du réseau BT

Structure du poste source :

Le réseau amont a été modélisé par une source de tension triphasée avec les paramètres : $R_s = 0.3536 \text{ Ohms}$ et $L_s = 0.0056270 \text{ H}$

Paramètres du transformateur HTA/BT

- Couplage : D-yn

- Puissance : 160kVA

- Paramètres de l'enroulement primaire : $U = 20\text{kV}$; $R_1 = 110.25 \text{ } \Omega$; $L_1 = 0.889 \text{ H}$

- Paramètres de l'enroulement secondaire : $U = 0.4\text{kV}$; $R_2 = 0.001 \text{ } \Omega$; $L_2 = 0.003\text{mH}$

et $R_{\text{mag}} = 3750 \text{ k}\Omega$, $L_{\text{mag}} = 11937 \text{ (H)}$

Modélisation des charges Toutes les charges résidentielles sont modélisées par des charges monophasées PQ (un circuit RL série) variables de quelques kW ; les productions de PV monophasées de 3 kW sont placées aux nœuds : N05, N11. Le Tableau III.6 présente les puissances active et réactive des charges.

Charges					
Norud	P(kW)	Q(kVAr)	Norud	P(kW)	Q(kVAr)
N03	47	17.50	N10	7	2.6
N04	6.3	2.30	N11	7.3	2.7
N05	2.2	0.8	N12	4.2	1.6
N06	4.9	1.8	N13	7.2	2.7
N07	1.3	0.5	N14	6.3	2.3

Tableau III.7. Paramètres de charges du réseau BT

Modélisation des réseaux HTA :

Réseau HTA urbain :

Description du réseau Il s'agit d'un réseau de type urbain contenant 6 départs mais seul le départ No. 6 est modélisé en détail, les autres départs (No. 1 à No. 5) étant modélisés par des charges équivalentes. Le neutre du transformateur HTB/HTA est mis à la terre par une résistance de 40 Ohms.

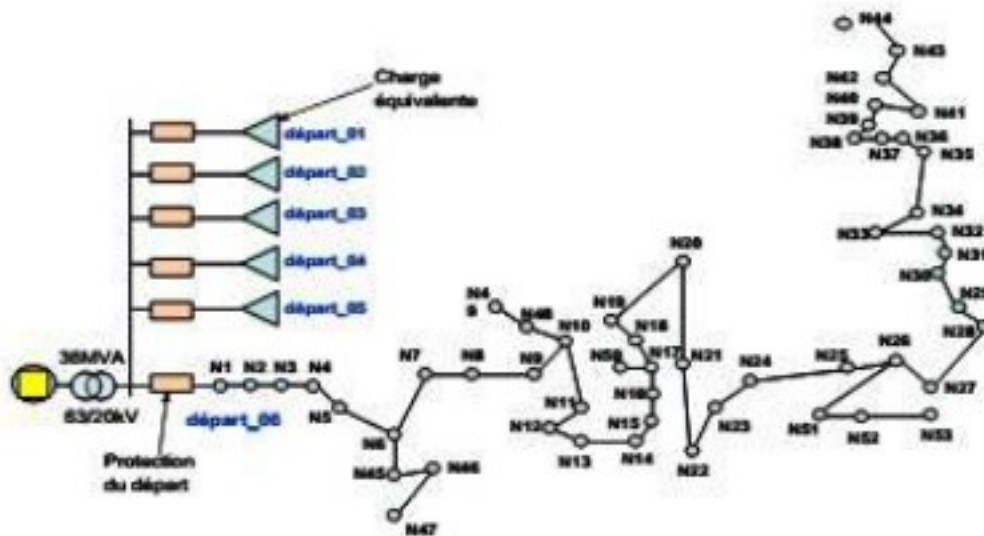


Figure .III.8. La topologie du réseau urbain HTA

Paramètre des lignes :

Tout le réseau a été modélisé avec les mêmes paramètres de ligne, du poste source aux charges. Les câbles ont les caractéristiques suivantes :

Paramètres de câble		Type2
		AL 240 mm ²
Rd	Ohms/km	0.125
Ro	Ohms/km	0.946
Xd	Ohms/km	0.13
Xo	Ohms/km	1.62
Cd	(μ F/km)	250
Co	(μ F/km)	250

Tableau III.8. Paramètres de câble du réseau HTA

Il s'agit des caractéristiques de câble 240mm² Architecture du réseau Le réseau HTA triphasé est illustré dans la **Figure III.8**. Ce réseau se compose de 53 nœuds. La longueur maximale d'un départ est de 4784m (le nœud le plus éloigné du transformateur étant le nœud 43) et la longueur totale des lignes est de 5928.8m. Structure du poste source et paramètres du transformateur HTB/HTA Le réseau est alimenté par un poste source ayant les caractéristiques comme indiqué dans le Tableau II.9. Le Tableau II.10 présente les paramètres du transformateur HTB/HTA

Pcc(MVA)	712
R(Ohm)	0.788
L(mH)	17.56
U(kV)	63
R/X	0.05
U(kV)	20
Q(MVAR)	3

63/20kV, Yg/Yn	
S(MVA)	36
Up(kV)	63
Us(kV)	20
Ucc(%)	17
Io(%)	0.5
Pfer(kW)	26
Pcu(kW)	220

Tableau III.9. Paramètres du poste source

Tableau III.10. Paramètres du transformateur

HTB/HTA

Modélisation des charges :

Toutes les charges sont modélisées par un circuit RL parallèle. Les charges connectées sur le départ étudié (No. 6) ont une puissance active totale de 4.372 MW et une puissance réactive totale de 0.974 MVAR. Dans la représentation du réseau, nous avons aussi ajouté les autres départs équivalents qui peuvent exister au niveau du transformateur. La puissance active totale de ces départs (No. 1 à No. 5) est de 7.5MW et la puissance réactive est de 1.5 MVAR. Réseau HTA rural

Description du réseau Il s'agit d'un réseau de type rural, six départs dont seul le départ L_06 est modélisé en détail, les autres départs sont modélisés par une ligne et une charge équivalente. La topologie de ce réseau est la suivante :

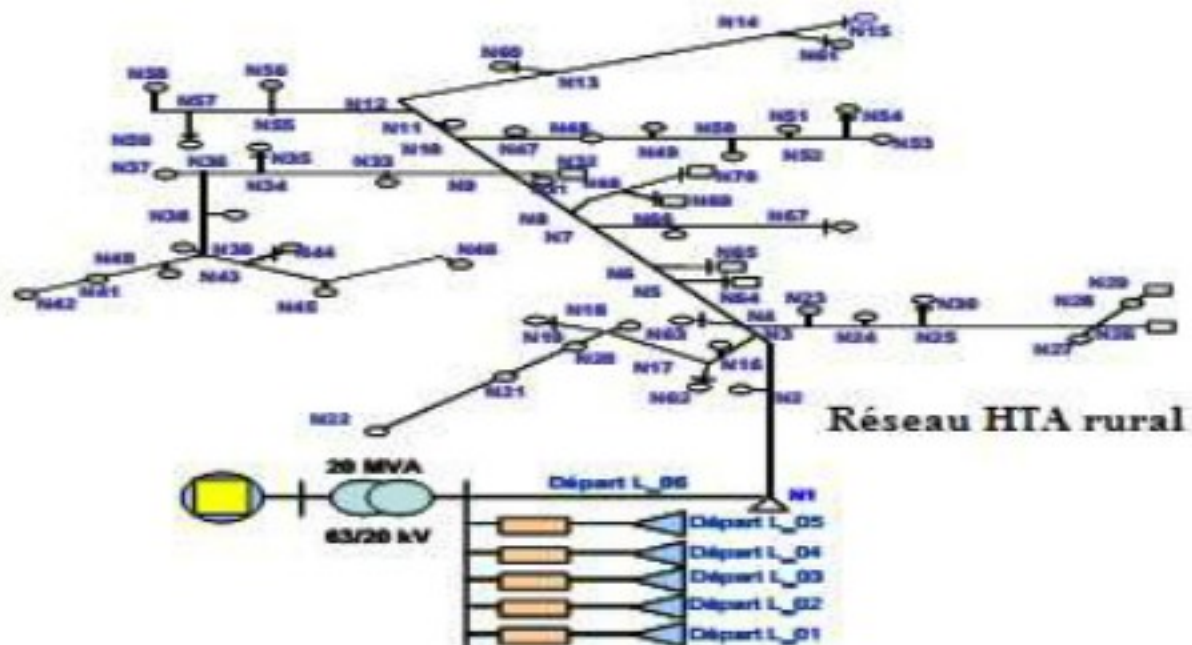


Figure .III.9. La topologie du réseau rural

Paramètres du transformateur HTA/BT :

La liaison entre les charges et le réseau HTA et HTB sont réalisés par un transformateur dont les caractéristiques sont présentées dans le **Tableau III.12**

Structure du poste source : le réseau est alimenté par une poste source ayant les caractéristiques suivantes (**Tableau III.11**) :

Puissance	20MVA
Tension primaire	63Kv
Tension secondaire	20kV
U_{cc}	16%
Surintensité en régime normal	1.1pu
Surintensité en secoure	1.25pu
Niveau de réglage	20kV
Nombre de prises du régleur en charge	17
Plage de réglage	62.5kV+/-12%
Couplage	Yy0
Mise à la terre primaire	Isolé
Mise à la terre secondaire	RPN 40 Ω

Tableau III.11. Caractéristiques du transformateur du réseau rura

Poste source	
Pcc(MVA)	250
R(Ohm)	0.788
L(mH)	17.56
U(kV)	63
R/X	0.05
U(kV)	20
Q1(MVAR)	3.3
Q2(MVAR)	3

Tableau III.12. Caractéristiques de la poste source du réseau rural

Modélisation des charges :

Les charges connectées au réseau ont une puissance active totale de 2,29 MW et une puissance réactive totale de 0,4577 MVAR. Dans la représentation du réseau nous avons aussi ajouté les autres départs équivalents qui peuvent existent au niveau du transformateur. La puissance active totale de ces départs est 7.5MW et la puissance réactive est 1.5 MVAR.

Paramètre des lignes

Le réseau se compose de 70 nœuds, dont 22 sont des nœuds de liaison, qui n'ont pas de la charge. Les liaisons dans ce réseau sont des lignes aériennes. La longueur maximale d'un départ est 7000m (le nœud le plus loin du transformateur étant le nœud 46) et la longueur totale des lignes est de 25245m. Le matériel que les lignes ont les caractéristiques suivantes :

Caractéristiques électriques		Unités
Aérien Almélec 148 mm ²		
Rd	0.2236	Ohms/km
Ro	0.368	Ohms/km
Xd	0.35	Ohms/km
Xo	1.588	Ohms/km
Cd	11.13	μF/km
Co	5	μF/km

Tableau III.13. Caractéristiques de la ligne

Modélisation de protections des réseaux de distribution :

Protections du réseau à basse tension dans notre réseau d'essais, nous modélisons seulement les protections suivantes :

Protections du réseau BT urbain

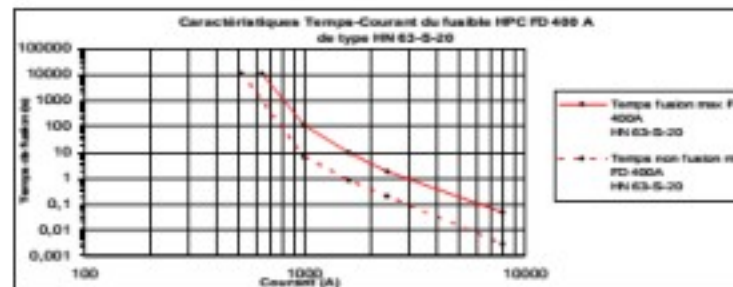


Figure III.10. Caractéristiques des fusibles FD 400A

Le plan de protection est assuré par des fusibles de départ FD 400A pour deux départs du réseau BT et des fusibles d'accompagnement du disjoncteur du client AD 90A pour les quatre branchements. Les Figure III.10 et II.11 donnent les caractéristiques des fusibles FD 400A et AD 90A selon la spécification EDF HN 63-S-20 et HN 62-S-83.

Le temps de fusion en fonction de l'intensité peut se traduire par deux courbes : la courbe de fusion du fusible et la courbe de non-fusion du fusible. Dans notre étude, nous utilisons seulement la courbe de fusion du fusible comme courbe de fonctionnement.

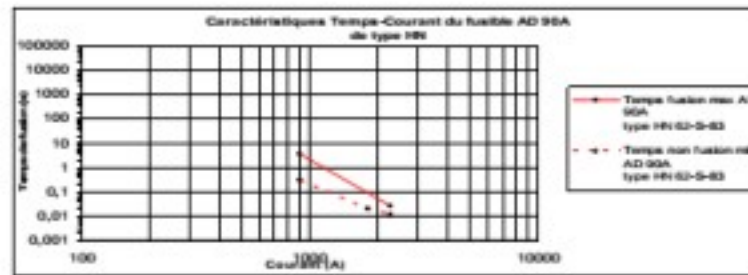


Figure III.11. Caractéristiques des fusibles AD 90A

Protections du réseau BT rural :

On remarque que notre réseau est de type rural avec poste sur poteau et branchement individuel (Tableau III.3 et Tableau III.4), le disjoncteur de type 256T – 7T correspondant à la puissance du transformateur de 160kVA est modélisé. La Figure III.12 montre la caractéristique temps/courant du disjoncteur 256T- 7T selon la spécification EDF HN 63-S-11.

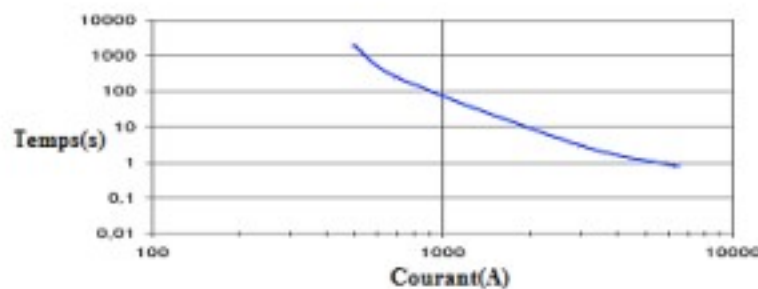


Figure.III.12. Caractéristique temps/courant du disjoncteur 256T-T

Protections du réseau HTA :

La protection EPAMI est modélisée. Elle est placée en amont de chaque départ pour l'isoler en cas de défaut dans la zone de protection. La grandeur mesurée est alors le courant. Lorsqu'un, deux ou trois des courants concernés dépassent la consigne correspondant au seuil ($R_{epi} > 0.8 \cdot I_{c\text{cbi}}$ et $R_h > 1.2 \cdot$ le courant capacitif du départ), la protection devient active et se déclenche après une temporisation. Sur les départs souterrains, 100% des défauts sont permanents, par suite de la nature solide de l'isolant. Dans ce cas le système ré-enclenchement n'existe pas. La protection de départ déclenche après une temporisation de 500ms. Par contre, plus des trois quarts des défauts sur les départs aériens sont dits fugitifs, et des automatismes de ré-enclenchement sont utilisés sur le réseau HTA pour réalimenter la ligne sans intervention d'un opérateur. Les cycles de ré-enclenchement normal et de ré-enclenchement shuntage sont modélisés basés sur les séquences présentées dans les Figure III.3 et Figure III.4.

$$\vec{I}_{ccbi} = \frac{\sqrt{3}E}{(Z_d + Z_i)}$$

Avec : E = tension simple nominale

Zd, Zi = Impédances totales directe et inverse.

Par contre, le courant ou la tension de court-circuit dans nos études sont mesurés par les blocs de mesures existant dans Matlab Simulink.

II.4. Systèmes photovoltaïques et leurs protections de découplage :

Systèmes photovoltaïques :

Les systèmes photovoltaïques sont des générateurs qui entrent dans la cadre des Productions Décentralisées d'Energies (PDE) interfacées au réseau par de l'électronique de puissance.

Donc, il s'agit ici de fournir des informations aux onduleurs PV. Pour la plupart des marques d'onduleurs présentes sur le marché français, une recherche du type de circuit électronique utilisé a été effectuée dans l'annexe I. Les avantages et les inconvénients de chaque structure sont analysés afin de porter notre choix sur une structure donnée caractérisée par sa simplicité et sans transformateur. Afin de convertir l'énergie électrique à basse tension du système photovoltaïque à un niveau approprié pour le réseau, il existe actuellement différents types de structures de système photovoltaïque :

- Onduleur sans ou avec transformateur (BF ou HF),
- Onduleur sans ou avec convertisseur DC/DC.

Six types d'onduleurs ci-dessous couvrent presque tous les types d'onduleurs du marché (voir Tableau III.14) :

- Topologie 1 (T1) : Onduleur en pont – sans convertisseur DC/DC- sans transformateur
- Topologie 2 (T2) : Onduleur en pont – convertisseur DC/DC boost - sans transformateur
- Topologie 3 (T3) : Onduleur en demi-pont – convertisseur DC/DC boost - sans transformateur
- Topologie 4 (T4) : Onduleur en pont – convertisseur DC/DC Forward – avec transformateur HF
- Topologie 5 (T5) : Onduleur en pont – convertisseur DC/DC en pont- avec transformateur HF
- Topologie 6 (T6) : Onduleur en pont – sans convertisseur DC/DC – avec transformateur BF.

Topologie du système PV	Onduleur sur le marché (modèle de fabricant)
<p style="text-align: center;">T1: Onduleur en pont – sans convertisseur DC/DC- sans transformateur</p>	<p style="text-align: center;">SPUTNIK Solamax 4000C KACO Powandor 2500xi</p>
<p style="text-align: center;">T2 : Onduleur en pont – convertisseur DC/DC boost - sans transformateur</p>	<p style="text-align: center;">SMA Sunny Boy 2100 TL Schneider SunEzy 2000, 4000, 400E SPUTNIK Solamax 2000C/3000C SPUTNIK Solamax 2000S/3000S SPUTNIK Solamax 4600S/6000S RIELLO Helios Power HP 4065REL-D AROS Sirio 4000 FRONIUS IG TL (3.0, 3.6, 4.0, 5.0)</p>
<p style="text-align: center;">T3 : Onduleur en demi-pont – convertisseur DC/DC boost - sans transformateur</p>	<p style="text-align: center;">SCHNEIDER SunEzy 600E CONERGY IPG 4000 5000</p>

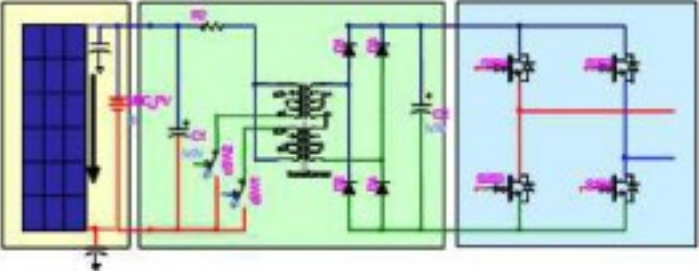

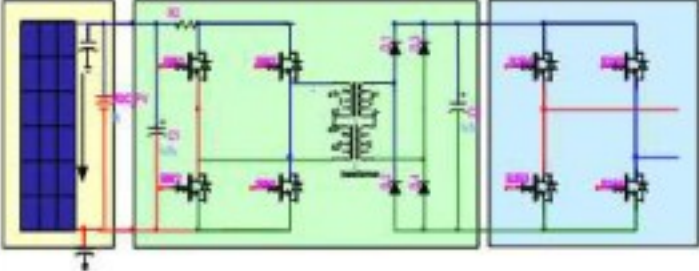
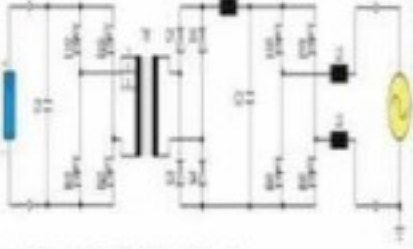
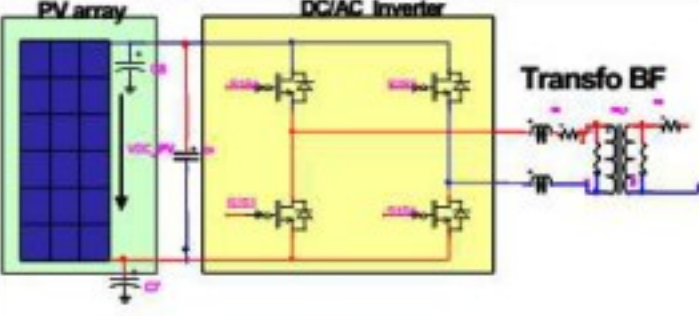
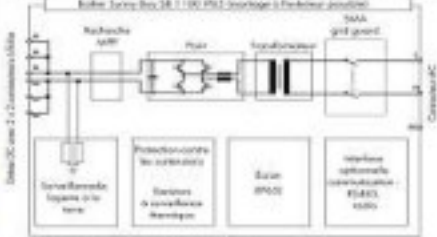
T4 : Onduleur en pont – convertisseur DC/DC Forward - avec transformateur HF		
PV array	DC/DC Forward	Inverter
		
		 MASTERVOLT Sunmaster QS KACO Powador 3501xi
T5 : Onduleur en pont – convertisseur DC/DC en pont - avec transformateur HF		
PV array	DC/DC Double pont	Inverter
		
		 FRONIUS Série IG plus DANFOSS série TLX PHOTOWATT série PWI Indoor XANTREX série GT SP
T6 : Onduleur en pont – sans convertisseur DC/DC – avec transformateur BF		
PV array	DC/AC Inverter	Transfo BF
		
		 SMA Sunny Boy 1100 SMA Sunny Mini Central 5000A, 6000A KACO Platinum S

Tableau III.14. Différents modèles d'onduleurs modélisés avec EMTP-RV

Dans nos études, deux types de modèle sont développés :

- Système PV triphasé : modèle par un injecteur de courant avec son système de régulation. La modélisation de ce modèle sera présentée en détail dans le chapitre III.
- Système PV monophasé : modèle de type 2 « Onduleur en pont – convertisseur DC/DC boost - sans transformateur » avec son système de régulation. Ce type d'onduleur est largement utilisé sur le marché (voir Tableau III.14). La modélisation de ce modèle sera présentée en détail dans le chapitre IV

Protections de découplage pour les installations de productions raccordées au réseau de distribution :

Couplage au réseau :

Il existe trois types de couplage au réseau HTA des installations de production [GP_05] :
Couplage en basse tension en aval d'un poste à comptage BT (puissances inférieures ou égales à 250kVA)

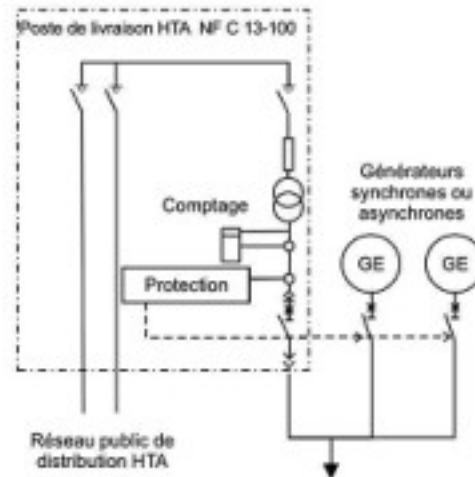


Figure III.13. Couplage pour installations inférieures ou égales à 250kVA

Les mesures pour la protection de découplage sont faites côté BT.

Couplage en basse tension en aval d'un poste à comptage BT (puissances supérieures à 250kVA)

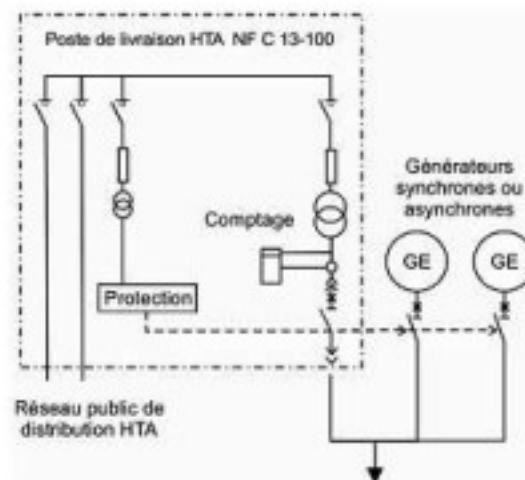


Figure III.14. Couplage à comptage BT pour installations supérieures à 250kVA

Ce schéma de couplage s'applique plutôt aux installations de faible puissance car il ne comporte qu'un transformateur

Couplage en HTA avec comptage HTA :

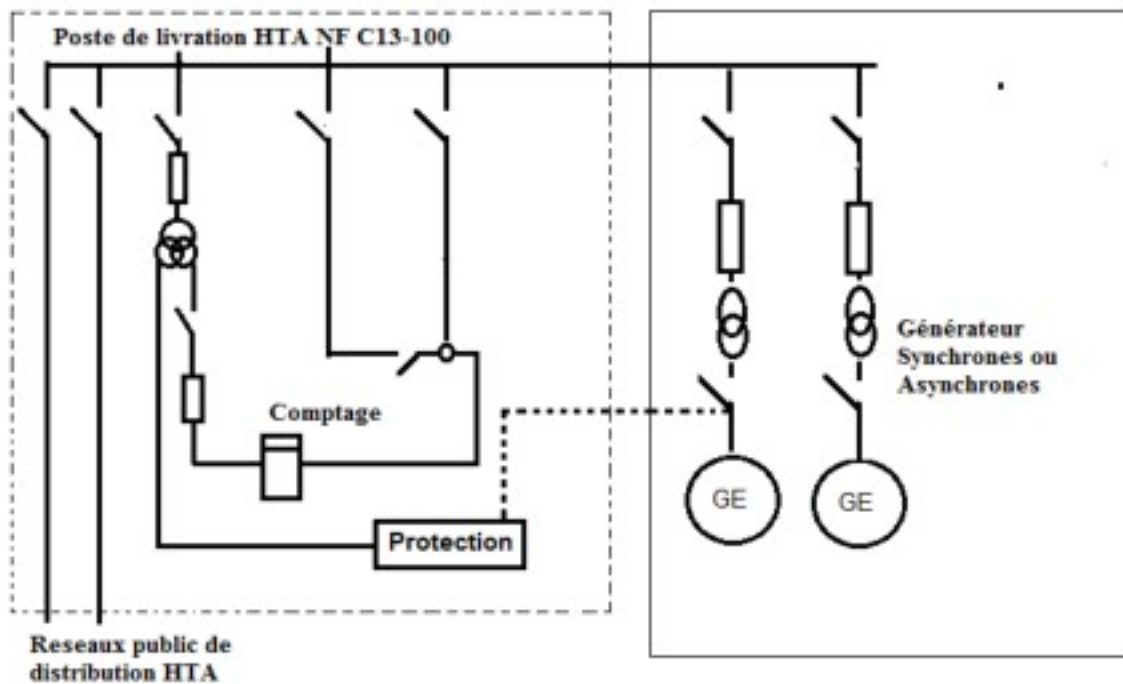


Figure III.15. Couplage à comptage HTA

Ce schéma de couplage est applicable aux puissances supérieures à 250kVA. Il s'applique plutôt aux installations de forte puissance car il comporte plusieurs transformateurs de livraison.

Protections de découplage pour les installations de productions raccordées au réseau de distribution :

Les protections de découplage sont régies par la norme C 15-400 qui s'applique à toute installation de production connectée au réseau de distribution. Il n'y a aucune spécificité quant au type de l'installation.

La protection de découplage a pour but de déconnecter l'installation du réseau en cas de défaut sur celui-ci et ainsi protéger le réseau et l'installation. Elle doit permettre de détecter les situations suivantes :

- réseau séparé sans défaut,
- défauts HTA à la terre,
- défauts entre phases pour la HTA et entre conducteurs pour la BT,
- risque de faux couplage,
- défauts sur le réseau HTB amont, lorsque le raccordement de l'installation conduit à ce que la somme des puissances maximales actives des installations de production

raccordées sur un poste HTB/HTA devienne importante (>12MW).

Protections de découplage pour les systèmes PV raccordés en BT :

Actuellement, les normes IEEE et IEC ([UL_1741], [IEEE_03], [IEC_08]) permettent de définir les exigences de raccordement des onduleurs PV au réseau. Cependant, plusieurs pays ont des réglementations spécifiques qui peuvent différer des approches IEC ou IEEE. En France, les protections de découplage intégrées dans les onduleurs PV respectent la norme DIN VDE 0126-1-1 [DIN_0126_1] ou les recommandations ERDF [ERDF_13E].

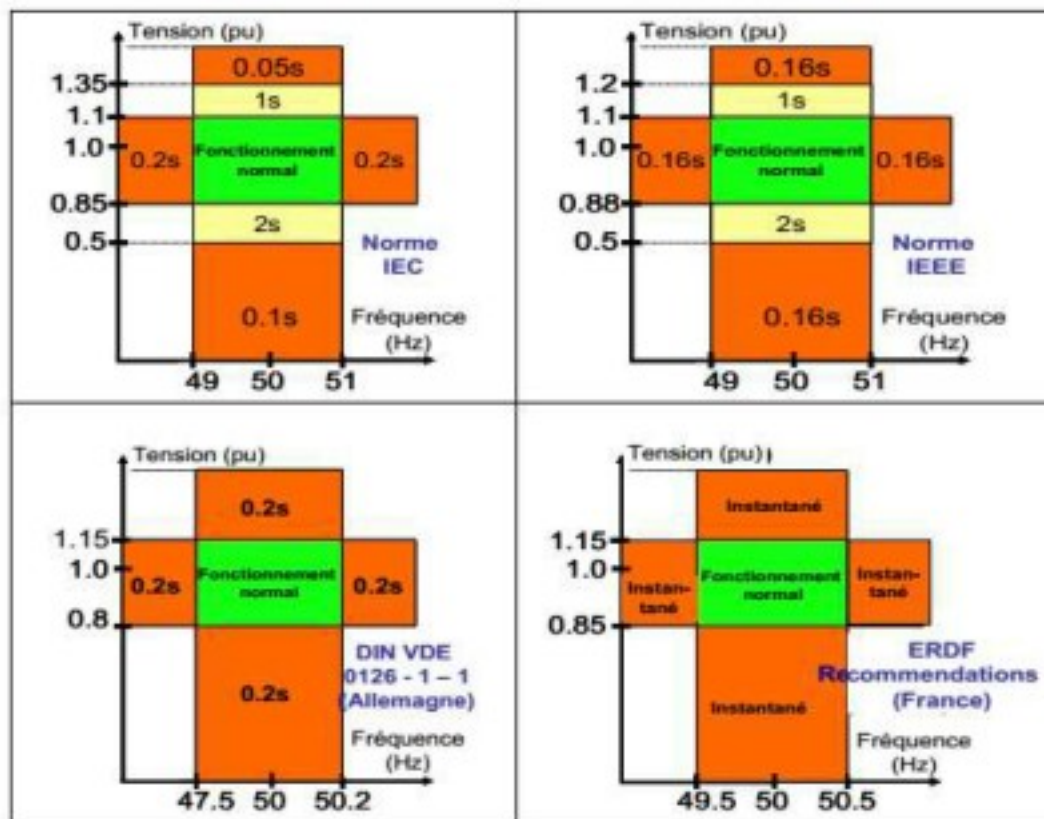


Figure III.16. Recommandations de IEC, IEEE, DIN VDE 0216 et ERDF pour les protections de découplage des installations de production raccordés en BT

La Figure III.16 présente les exigences pour la tension et la fréquence définies par IEC, IEEE, l'Allemagne et la France [TRAN_11] pour les onduleurs PV raccordés au réseau BT. En respectant la norme DIN VDE 0126-1-1, tous les générateurs photovoltaïques raccordés au réseau public à basse tension respectent les règles suivantes [DIN_0126_1] :

Contrôle de tension

- Diminution de la tension (fonction de protection) Les tensions au niveau des conducteurs externes, par lesquels passe l'alimentation électrique, de $\leq 80\%$ UN doivent provoquer un

déclenchement dans un laps de temps de 0,2 seconde. La modification de cette valeur limite sur l'appareil doit être impossible,

- Augmentation de la tension (fonction de protection) Les tensions au niveau des conducteurs externes, par lesquels passe l'alimentation électrique, de $\geq 115\%$ UN doivent provoquer un déclenchement dans un laps de temps de 0,2 seconde. La modification de cette valeur limite sur l'appareil doit être impossible,
- Augmentation de la tension (contrôle de la qualité de la tension) Le but est de maintenir les valeurs limites de tension au point de liaison. Le seuil de déclenchement peut être réglé entre 110% UN et 115% UN, pour tenir compte de la baisse de tension entre le site de départ et le point de liaison. La distribution s'effectue avec un seuil de déclenchement de 110% UN. Le temps de réaction est instantané.

Contrôle de fréquence

Les fréquences inférieures à 47,5 Hz et supérieures à 50,2 Hz doivent provoquer un déclenchement en moins de 0,2 seconde.

Contrôle du courant continu

L'apparition d'un courant continu dans le réseau basse tension en raison d'un mauvais fonctionnement du générateur doit provoquer une coupure en moins de 0,2 s. Pour cela, il est possible de prendre soit la panne elle-même soit une fraction égale de courant de plus de 1 A comme critère de déclenchement.

Détection d'ilotage Des modes de fonctionnement à plusieurs générateurs sont évoqués. Dans ce cas, il est admis que l'identification de la marche en réseau séparé et la transmission des ordres de coupure soient réalisées, via une interface, par un autre dispositif de protection.

- Déconnexion de l'onduleur pour un saut d'impédance $\Delta ZR \geq 1\Omega$. Le temps de réaction est de 5 s
- Surveillance triphasée de la tension du réseau (seulement pour les onduleurs ou générateurs monophasés) selon les mêmes critères que pour la surveillance des variations de tension. Le temps de réaction est de 0,2 s

Protections de découplage BT	Type B.1 (ex type 2.1)	Type B.2 (ex type 2.2)	Sectionneur automatique DIN VDE 0126
Détection des défauts monophasés HTA	Non réalisée	Non réalisée	Non réalisée
Séparation du réseau amont			Max impédance raccordement amont $Z_{max} < 1,25$ puis $1,75\Omega$ $\Delta Z_{max} < +0,5 \Omega$ Temposée 5 secondes
Détection des défauts polyphasés	Mini de V Instantanée $85\% V_n$	Mini de V Instantanée $85\% V_n$	Mini de V Instantanée $80\% V_n$
Marche en réseau séparé	Mini de V Instantanée $85\% V_n$	Mini de V Instantanée $85\% V_n$	Mini de V Instantanée $80\% V_n$
	Max de V Instantanée $115\% V_n$	Max de V Instantanée $115\% V_n$	Max de V Instantanée $115\% V_n$
	Mini de f Instantanée 49,5 Hz		Mini de f Instantanée 49,8 Hz
	Maxi de f Instantanée 50,5 Hz		Maxi de f Instantanée 50,2 Hz

Tableau III.15. Différents types de protections de découplage BT

En respectant les recommandations de ERDF, les types de protections de découplage utilisables pour les installations raccordées au réseau public BT sont présentés sur le **Tableau III.15.**

III.5 Protections de découplage pour les systèmes PV raccordés en HTA :

La protection de découplage est basée sur des seuils de différents paramètres déduits d'une mesure de tension côté HTA (sauf pour les installations dont la puissance est inférieure à 250kVA)

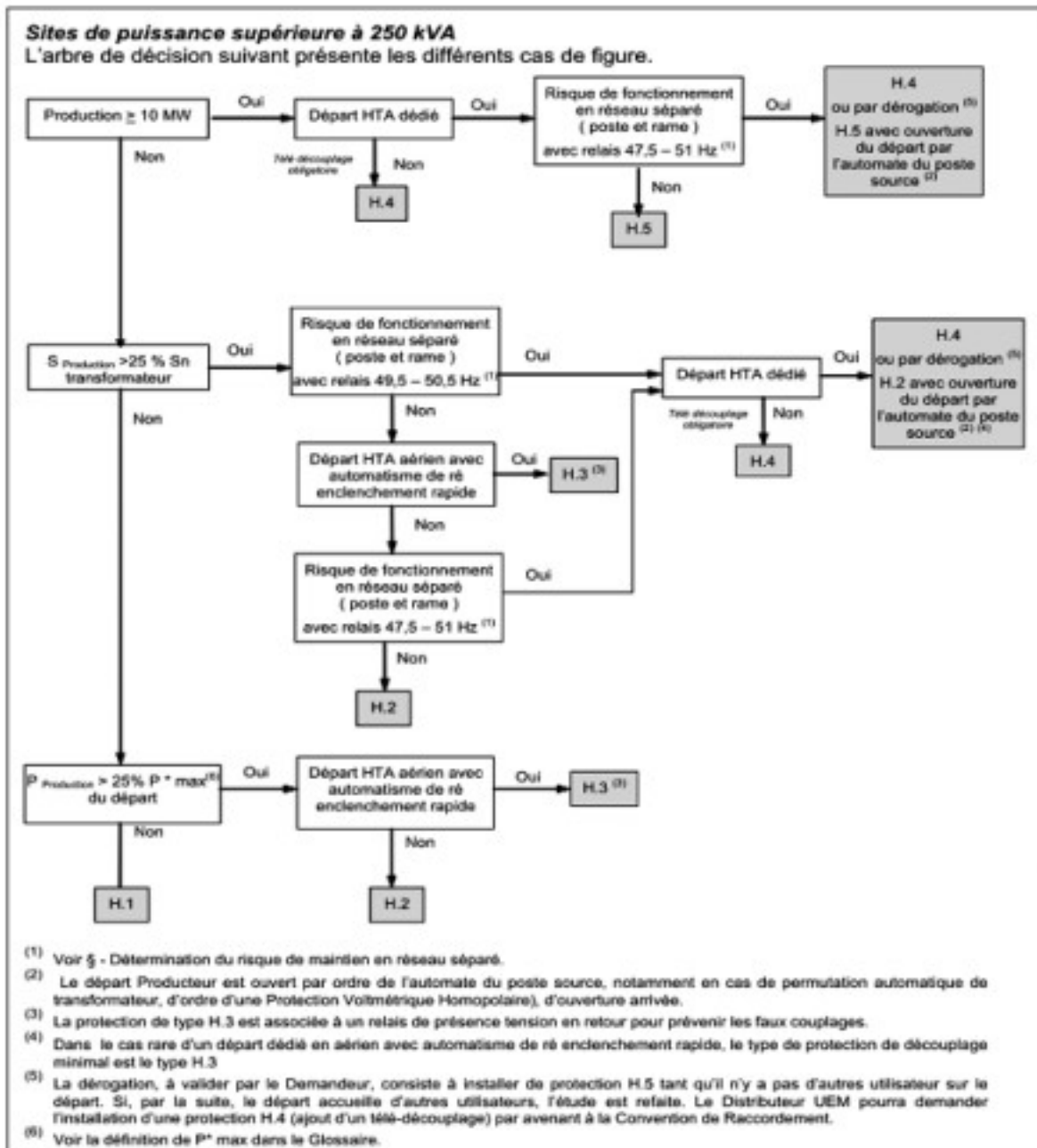
- maximum de la tension homopolaire HTA $V_o > 10\% V_n$
- minimum de la tension composée $U < 85\% U_n$
- maximum de la tension composée $U > 115\% U_n$
- minimum/maximum de la fréquence f du réseau HTA 47.5Hz-51Hz

Différents types de protections de découplage des productions décentralisées raccordées en HTA sont présentés sur le **Tableau III.16:**

Type de protection Fonction à assurer	Type H.1 (ex type 1.1)	Type H.2 (ex type 1.2)	Type H.3 (ex type 1.3)	Type H.4 (ex type 1.4)	Type H.5 (ex type 1.5)	Type 1.4 Modifié (pour mémoire)
Détection des défauts monophasés HTA	Max de V_0 instantanée 10% V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde e 10% V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde e 10% V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% V_n
Détection des défauts polyphasés	Mini de U instantanée 85% U_n	Mini de U instantanée 85% U_n	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% U_n	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e 85% U_n	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e 85% U_n	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% U_n
Marche en réseau séparé				Télé découplage		Télé découplage
	Mini de U instantanée 85% U_n	Mini de U instantanée 85% U_n	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% U_n	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e 85% U_n	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e 85% U_n	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% U_n
	Max de U instantanée 115% U_n	Max de U instantanée 115% U_n	Max de U instantanée 115% U_n	Max de U temporisée à 0,2s 115% U_n	Max de U temporisée à 0,2s 115% U_n	Max de U temporisée à 0,2s 115% U_n
	Mini de f instantanée 47,5 Hz	Mini de f instantanée 47,5 Hz	Mini de f instantanée 49,5 Hz	Mini de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e 47,5 Hz	Mini de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e 47,5 Hz	Mini de f instantanée 49,5 Hz
	Maxi de f instantanée 51 Hz	Maxi de f instantanée 51 Hz	Maxi de f instantanée 50,5 Hz	Maxi de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e 51Hz	Maxi de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e 51Hz	Maxi de f instantanée 50,5 Hz
Protection contre les creux de tension de forte amplitude (perte de synchronisation)	Mini de U instantanée 85% U_n	Mini de U instantanée 85% U_n	Mini de U instantanée 25% U_n (dont 2 sur demande du producteur)	Mini de U instantanée 25% U_n (sur demande du producteur)	Mini de U instantanée 25% U_n (sur demande du producteur)	Mini de U instantanée 25% U_n (sur demande du producteur)

Tableau III.16. Différents types de protections de découplage HTA

La **Figure III.17** présente un organigramme permettant de définir le type de protection de découplage à mettre en place selon la puissance de l'installation et le type de départ (aérien, souterrain ou départ dédié).



Figuree.III.17. Arbre de décision pour le choix d'une protection de découplage

Les installations de productions de puissances supérieures à 5MW connectées en HTA doivent également rester connectées et en fonctionnement lors de l'apparition d'un creux de tension aux bornes de l'installation défini par le gabarit présenté sur la **Figure III.18**

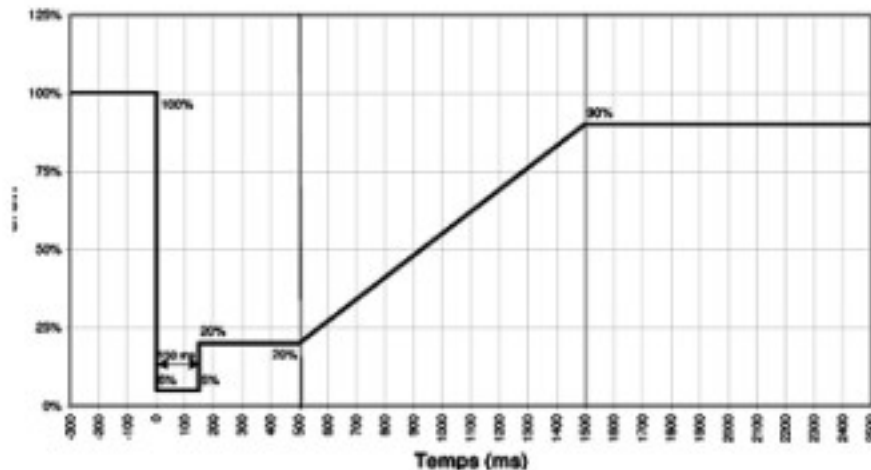


Figure III.18. Gabarit de tension à respecter pour les installations supérieures à 5MW

Détection d'îlotage :

Dans un réseau électrique en présence de productions décentralisées d'énergie (PDE), en particulier d'installations photovoltaïques, une situation appelée "îlotage" apparaît quand un sous-réseau comportant une ou des PDE est déconnecté du réseau principal, ces PDE continuant à alimenter des charges locales. L'îlotage peut être intentionnel ou accidentel. En effet, lors d'une opération de maintenance sur le réseau électrique, la coupure du réseau peut entraîner l'îlotage du générateur. Étant donné que la perte du réseau est volontaire, l'îlot est connu et peut être mis hors tension par le personnel d'exploitation. L'îlotage non intentionnel, lié à une coupure du réseau accidentelle (défauts), est d'un plus grand intérêt. Cette situation met en évidence les dangers liés au maintien d'une tension dans le réseau îloté et peut générer des risques pour :

- Les équipements électriques lors des dérives importantes de tension ou de fréquence,
- Les générateurs lors du ré-enclenchement des protections (faux couplage),
- Les personnes à proximité d'équipements ou lors d'opérations de maintenance.

Il est donc primordial de détecter toute situation d'îlotage et de réduire le temps de fonctionnement du système îloté. Cette situation doit être détectée afin :

- D'éviter d'alimenter un défaut ou de laisser sous tension une installation en défaut,
- D'éviter d'alimenter l'îlot à une tension ou une fréquence anormal,
- De permettre aux systèmes de ré-enclenchement automatique de fonctionner.

Il existe plusieurs méthodes de détection d'îlotage (ou détection de perte du réseau principal). Des méthodes de détection d'îlotage peuvent être divisées en trois catégories : les méthodes passives, les méthodes actives, les méthodes d'utilisation des communications entre le réseau principal et l'onduleur PV

Pour évaluer ces méthodes, il faut déterminer leur zone de non détection, NDZ (Non Détection Zone). Celle-ci, pour des raisons évidentes de sécurité, doit être la plus réduite possible tout en ne générant pas des déclenchements intempestifs. Cette zone est définie par les puissances actives et réactives pour lesquelles la variation de l'amplitude de la tension et/ou de la fréquence est insuffisante pour provoquer le déclenchement de la protection principale.

Les méthodes de protection de découplages généralement utilisés avec leurs avantages et inconvénients sont regroupées dans le **Tableau III.17**

On peut constater que les méthodes passives sont les plus simples à utiliser. Cependant, elles ont un grand inconvénient à en ce qui concerne la zone de non détection, souvent importante. Les méthodes actives sont généralement couplées à une méthode passive car elles sont plus efficaces que les méthodes passives et permettent de réduire considérablement la zone de non détection. Cependant, le fait qu'on injecte des courants harmoniques au nœud de raccordement peut provoquer une dégradation de la qualité de l'énergie fournie. Quant aux des méthodes utilisant des moyens de communication, elles permettent d'obtenir une zone de non détection nulle et de ne pas dégrader la qualité de l'énergie fournie, elles sont donc très efficaces mais leur inconvénient majeur est leur coût très élevé.

III.6. Conclusions

Dans ce chapitre nous avons décrit les différentes briques élémentaires constituant le générateur PV, les lignes et les protections. Le choix du type de modèle de générateur PV dépendra du scénario d'étude. Ainsi un injecteur de courant contrôlé suffira pour ce qui est des études de plan de tension du réseau HTA. Par contre les simulations en BT requièrent plus de précision pour les dynamiques de court circuit et la réponse des protections de découplage, on est alors dans le choix de modèle moyen dynamique plus détaillé du système PV muni de sa commande. La modélisation de ces deux types de modèles sera présentée en détail dans les chapitres suivants.

Egalement dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de protection de découplage, ainsi que les recommandations (réglementations) les concernant. Les valeurs de seuils relatifs aux protections de découplage présentées dans cette partie seront utilisées pour effectuer les simulations dans les parties suivantes.

Chapitre V

**Solutions proposées pour maintenir un
bon fonctionnement des onduleurs
photovoltaïques**

V.1. Introduction

Afin d'éviter des déconnexions non-justifiées, nous avons proposé dans les chapitres précédents des solutions concernant les protections de découplage des onduleurs PV. A titre de rappel, ces solutions sont capables d'éviter des déclenchements non-justifiés. Dans ce chapitre, l'orientation proposée porte sur l'intégration d'un système de contrôle/commande « intelligent » dans les onduleurs PV. L'utilisation d'un tel contrôle/commande des onduleurs pourrait avoir comme avantages :

- la réduction des coûts de raccordement,
- l'augmentation des performances des onduleurs PV,
- la possibilité de mise en œuvre de fonctionnalités permettant d'améliorer le fonctionnement du réseau ou la qualité de la tension, Et ce, sans pour autant diminuer l'efficacité du dispositif de découplage des onduleurs. Le système de commande doit ainsi assurer les fonctions suivantes :
- Maintenir la tension du bus continu de l'onduleur PV dans ses limites de tolérance lors d'un creux de tension.
- Permettre la participation au maintien de la tension au nœud de raccordement en utilisant un régulateur auto-adaptatif de tension. Toutes ces fonctions doivent être compatibles avec le respect du plan de tension et tenir compte du fonctionnement normal de la protection de découplage.

V.2. Limitation de la tension du bus DC en cas de creux de tension

Problématique :

Dans [NG_10], on analyse l'impact des systèmes PV sur le réseau en régime transitoire face aux creux de tension (dus à un court-circuit). On a montré que le maintien de la connexion des systèmes PV permet d'améliorer la stabilité du réseau. Cette capacité influence non seulement la stabilité transitoire au moment du défaut, mais aussi l'état permanent après le défaut.

L'augmentation de la tension du bus continu VDC à une valeur supérieure à la valeur maximale admissible est une des causes de déconnexion des onduleurs PV, et ce de par la protection intégrée à l'onduleur.

Dans [BLET_05], il est montré qu'avec plus de 1000 tests portant sur 9 types différents d'onduleurs PV du commerce, les comportements face aux creux de tension sont différents en fonction du scénario. Il est même relevé des cas de non déconnexion.

Dans [BENZ_10], il est simulé des scénarios tenant compte de la réaction face aux creux, mais seulement en étudiant les effets sur les variables externes (courants, puissances active et réactive). La variable interne, c'est-à-dire la tension VDC, est occultée.

[AZEV_09] présente un système PV sans étage DC/DC (l'onduleur interface directement les

panneaux PV au réseau). On utilise directement la caractéristique des panneaux solaires : quand la tension du bus continu augmente, la tension de sortie des modules PV également et la puissance envoyée au réseau diminue du fait que l'on s'éloigne petit à petit du point de Maximum de Puissance ; en conséquence, la tension du bus DC reste dans la limite admissible. Nous proposerons donc une solution permettant de résoudre ce problème de surtension pour un système PV comprenant un étage DC/ DC.

V.3. Commande de la tension du bus continu en régime normal :

Dans la section précédente V.1.2, on a réglé la tension V_{DC} lorsque le courant de sortie de l'onduleur reste dans les limites admissibles. Maintenant, on va voir ce qui se passe quand ce courant dépasse cette limite. On rappelle que dans la Figure V.2, la puissance instantanée en sortie du hacheur est la somme de la puissance instantanée en entrée dans le condensateur et la puissance instantanée en entrée dans l'onduleur de tension.

$$(p_{DC}) = p_{Ct} + p_{ondt}$$

$$\text{On a : } P_{out} = I_{out} \cdot V_{res}$$

Quand V_{res} diminue, I_{out} augmente. Jusqu'à une valeur quelconque, I_{out} doit être limité, alors $P_{out} < P_{DC}$, l'énergie est accumulée dans le condensateur. C'est pourquoi la tension V_{DC} augmente toujours et dépasse la limite admissible V_{sat} . En effet, V_{sat} est le seuil de déclenchement de la protection interne, donc le système PV est déconnecté du réseau.

A partir de cette analyse, on peut conclure que pour limiter la tension V_{DC} , il est nécessaire de limiter la puissance P_{DC} , c'est-à-dire limiter le courant du hacheur. En plus, P_{DC} est presque proportionnelle avec P_{PV} ($P_{DC} = P_{PV}$) si on néglige les pertes dans le hacheur), alors il faut diminuer P_{PV} . Une solution très simple est de diminuer le courant I en multipliant le courant référence I_{ref} avec un coefficient k , $0 < k < 1$ ce qui de fait dégrade le MPPT.

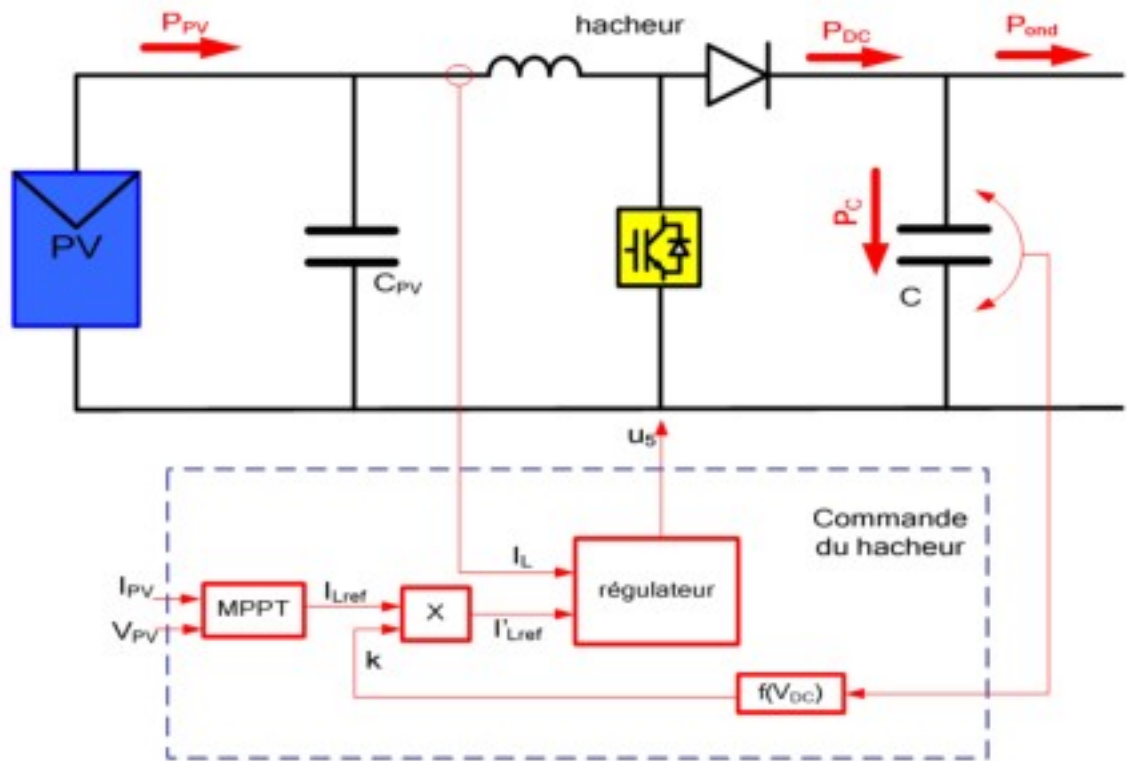


Figure V.1. Schéma de principe de la commande du hacheur pour limiter la tension du bus continu

En résumé, on contrôle le courant I_L du hacheur pour maintenir la tension V_{DC} dans une limite acceptable.

$$I'_{Lref} = k \cdot I_{Lref}$$

Où

I'_{Lref} est le courant de référence pour commander le hacheur

I_{Lref} est le courant de référence généré par l'algorithme MPPT

k est un coefficient qui dépend de la tension V_{DC}

$$\text{Si } V_{DC} < V_{seuil}, k=1$$

$$\text{Si } V_{DC} > V_{seuil}, k=f(V_{DC}), 0 < k < 1.$$

Dans la section suivante, la simulation est effectuée avec $V_{seuil} = 1,2 \times V_{ond} = 600V$. Avec cette boucle supplémentaire proposée, on l'appellera le contrôle « nouvelle commande » et sans cette commande, on dira « commande classique ».

La différence entre la commande classique et la nouvelle commande est la suivante :

La commande classique limite la tension V_{DC} en laissant constante la puissance PV

La nouvelle commande limite la surtension V_{DC} en diminuant la puissance PV.

V.4.Conclusion :

Dans cette partie, nous avons proposé une méthode efficace pour éviter la déconnexion des systèmes PV causée par la surtension du bus continu en cas de court-circuit. La solution proposée consiste à limiter la puissance d'entrée du condensateur, ce qui permet de limiter la tension du bus continu. Pour réaliser cette fonction dans le système de contrôle numérique de l'onduleur PV, on ajoute seulement quelques instructions de commande, sans qu'il soit nécessaire de modifier le matériel physique.

V.5. Tenue des onduleurs PV face au creux de tension en utilisant un régulateur auto-adaptatif de tension :

V.5.1. Problématique :

Le comportement des systèmes PV raccordés au réseau de distribution sur les onduleurs PV conformes à la norme DIN-VDE-0126-1-1 [DIN_0126_1] et ERDF (ERDF_13E). Ces études avaient en particulier pour objectif de déterminer la sensibilité des onduleurs aux creux de tension. Le résultat de ces études montre que tous les systèmes PV sont déconnectés suite un creux de tension tel que :

$U \leq 80 \%$ de la tension nominale pour les systèmes PV raccordés en BT et $U \leq 85 \%$ pour les systèmes PV raccordés en HTA. Actuellement, les onduleurs équipés d'une régulation classique (Reg. P/Q) ne peuvent pas contrôler les tensions, ce qui peut provoquer la déconnexion des systèmes PV par la protection découplage. Dans le pire des cas, quand un creux est très profond (c'est-à-dire que la tension peut chuter pratiquement à quelques V pendant quelques centaines de milli-secondes) il est impossible d'assurer la tenue des systèmes PV dans de telles conditions. Mais en cas de creux de tension moins sévères, par exemple en cas de court-circuit sur le départ adjacent HTA ou BT, le maintien des systèmes PV connectés au réseau est réalisable si une régulation est intégrée aux onduleurs permettant de maintenir la tension au point de raccordement à plus de 0.80pu. Dans [TRAN-05, TRAN- 09 et TRAN-10c] un nouveau concept de système PV plus intelligent a été développé. Il s'agit d'un régulateur auto-adaptatif capable de maintenir la tension au point de raccordement des installations PV dans les limites admissibles et de participer au réglage « optimal » de la tension du réseau. Afin d'évaluer les performances de la solution proposée en matière de tenue des systèmes PV aux creux de tension, cette partie décrit tout d'abord le régulateur auto-adaptatif proposé et les performances de la méthode proposée sont évaluées par simulations d'un réseau réel BT et HTA en présence des systèmes PV.

V.6. Description du régulateur auto-adaptatif proposé

Pourquoi un régulateur auto-adaptatif ?

Les Productions Décentralisées d'Énergie (PDE) disposées sur une portion de réseau peuvent participer au réglage de tension sur cette portion. Mais des questions se posent :

- Qui décide de changer les valeurs de consigne de ces PDE ? De combien ? (La quantité nécessaire pour ramener la tension dans les limites admissibles)
- Quand et combien de temps ?
- Où ? (Quelles PDE ?)

Un régulateur auto-adaptatif permet de répondre en partie aux questions posées avec un intérêt particulier : prise de décision locale sur des mesures locales.

Une quantité significative de PDE de petite puissance n'est en général ni observable, ni dispatchable. Dans ce contexte, les stratégies de contrôle centralisé avec les communications entre les PDE et le gestionnaire du réseau sont difficiles cela amènerait à une augmentation sensible du coût de raccordement (équipements supplémentaires de mesure et de contrôle).

L'échange des informations étant limité, chaque PDE doit assurer la fonction de régulation de tension de manière locale, automatique, intelligente et adaptative. Chaque PDE doit détecter la situation de fonctionnement et s'adapter pour les différents régimes de fonctionnement avec les seules mesures locales.

Principe :

Le système concerné comporte une production décentralisée d'énergie (PDE). Un régulateur auto-adaptatif de tension est développé afin d'assurer la fonction de régulation de tension pour maintenir la tension dans les limites dans les différents régimes de fonctionnement. Trois modes de fonctionnement du régulateur sont possibles (**Figure V.4**) correspondant à trois régimes de fonctionnement possibles (Régime normal, Régime perturbé et Régime critique) :

- Mode de régulation du facteur de puissance ou de puissance réactive (Mode PF/VAR) pour le régime de fonctionnement normal (Régime normal).
- Mode de régulation de tension (Mode AVR) pour le régime de fonctionnement perturbé (Régime perturbé)
- Mode de régulation de puissance active (Mode P) pour le régime de fonctionnement perturbé (Régime critique)

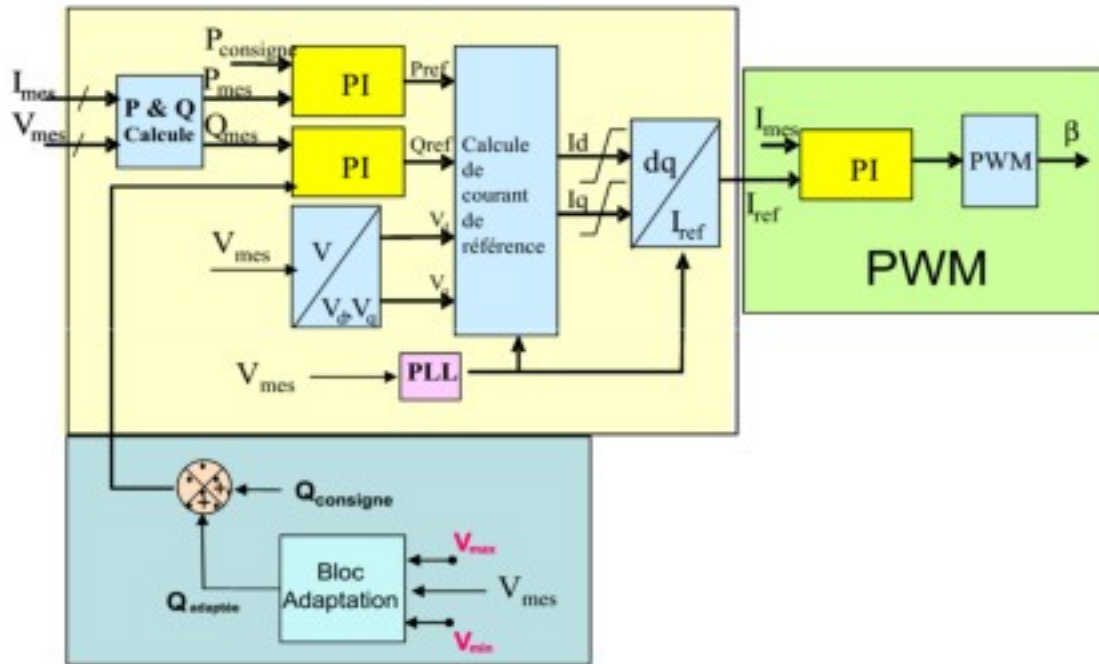


Figure V.2. Régulation auto-adaptative de tension proposée

Le changement de mode de fonctionnement du régulateur est assuré de manière automatique et auto-adaptative afin de maintenir la tension au nœud désiré dans la limite désirée pour n'importe quel régime de fonctionnement. Ce régulateur utilise les mesures de tension ou de courant au point de raccordement.

Dans cette partie, la description d'un Régulateur Auto-Adaptatif (RAA) est présentée.

Quelques points importants du régulateur auto-adaptatif proposé sont :

-Rôle du Régulateur Auto-Adaptatif (RAA) :

Ce régulateur permet de maintenir la tension au point de raccordement ou un point désiré du réseau dans les limites désirées dans n'importe quelles conditions de fonctionnement. Normalement, ce système permet de maintenir localement la tension au point de raccordement dans la limite désirée s'il n'y a aucun échange d'information (mode local). Dans le cas où il y a un minimum d'information sur le réseau (mode coordonné), ce système permet de maintenir la tension au point désiré dans la limite désirée. Cela permet de maintenir globalement le niveau de tension du réseau dans les limites désirées. Ce régulateur fonctionne en 3 modes. La détection de la condition de fonctionnement et le basculement entre ces modes de fonctionnement sont automatiques et auto-adaptatifs.

-Domaine d'application :

Ce régulateur est utilisable pour les PDE de quelques kW à quelques dizaines sur les réseaux de distribution BT ou HTA. Cela comporte des PDE de type de machine tournante ou de type de convertisseur DC/AC (onduleur).

Variable d'entrée :

- Le système utilise uniquement les mesures de tension et de courant sur le point de raccordement ou sur le point désiré.

- Pour les productions raccordées au réseau AC la valeur efficace simple (phaseneutre ou phase-terre) ou composée (phase-phase ou entre phases) est utilisée.

- Pour les productions raccordées au réseau DC la valeur directe est utilisée

Il faut définir les différents niveaux de tension pour le fonctionnement du régulateur comme sur la **Figure V.5**:

- La tension nominale $V_{nominale}$, normalement elle est égale à 1.0 pu

- La tension admissible, cette tension est fixée par les réglementations. Par exemple en France, en BT : $V_{min_admissible} = 0.90$ pu et $V_{max_admissible} = 1.1$ pu ; en HTA : $V_{min_admissible} = 0.95$ pu et $V_{max_admissible} = 1.05$ pu

- La limite de tension désirée est une plage de tension désirée; ex : $V_{min_desiree} = 1.0$ pu;

$V_{max_desiree} = 1.04$ pu. Un bon choix de ces valeurs permet de maintenir non seulement la tension au noeud de raccordement mais encore les autres noeuds du réseau dans la limite admissible. Cette limite peut être fixée par le client ou par le gestionnaire du réseau après les calculs d'optimisation de façon à assurer le réglage optimal du plan de tension du réseau

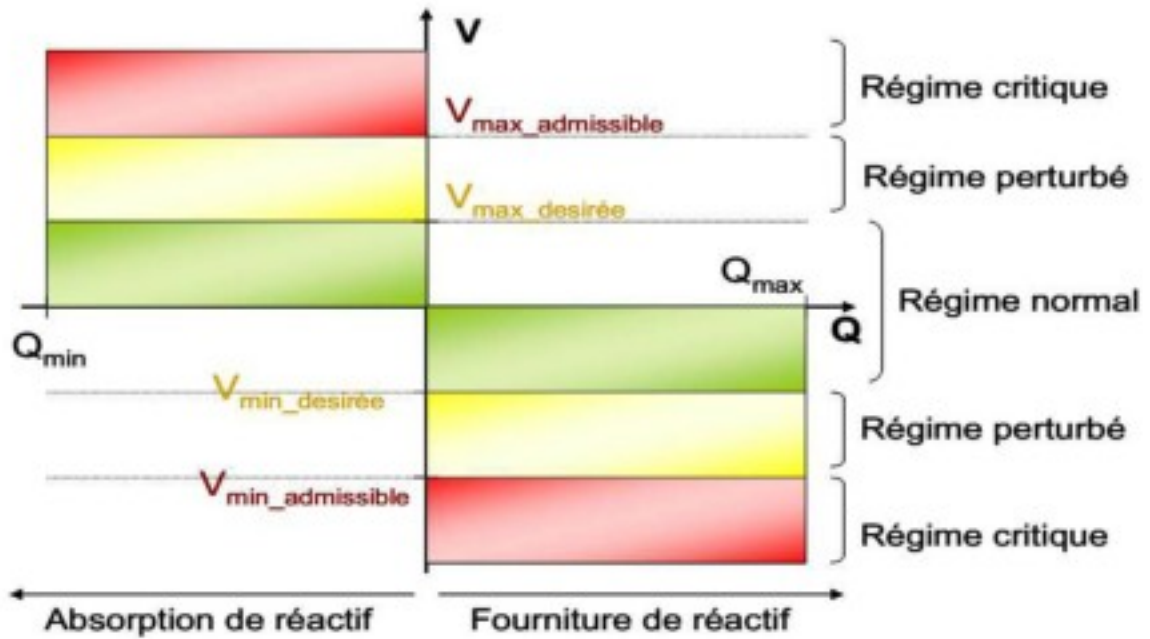


Figure V.3. Régimes de fonctionnements du régulateur adaptatif

Le fonctionnement est expliqué comme suit (voir Figure V.3) :

• **Régime normal :**

Ce cas correspond à la tension au point de raccordement restant dans les limites désirées

($V_{min_désirée} \leq V \leq V_{max_désirée}$). Le régulateur fonctionne en mode de régulateur PF/VAR (Mode PF/VAR) par deux possibilités :

- Soit le régulateur maintient le facteur de puissance constant afin de minimiser les pertes
- Soit le régulateur maintient la puissance réactive constante à la valeur désirée; ex: $Q=0$

• **Le régime perturbé :**

Dans ce mode de fonctionnement, la tension sort des limites désirées ($V > V_{max_désirée}$ ou $V < V_{min_désirée}$). Le but du régulateur adaptatif est de maintenir, dans les limites du système, la tension entre ces bornes fixées. Ainsi en régime perturbé, les PDE passent en mode de régulation de tension (mode AVR). Ici, seule la puissance réactive est utilisée pour contrôler la tension au point de connexion du PV, qui absorbe ou fournit de la puissance réactive pour respectivement diminuer ou augmenter la tension. Ainsi, le groupe de production PV va contrôler la tension limite et la maintenir dans les minimales ou maximales désirées selon que la tension est trop basse ou trop élevée.

• **Le régime critique :**

Dans ce mode de fonctionnement, la tension sort des limites d'admissibilité ($V > V_{max_ad}$ ou $V < V_{min_ad}$) et, comme expliqué précédemment, le système PV ne peut plus agir par

compensation de puissance réactive ($Q=Q_{min}$ ou $Q=Q_{max}$). Une action sur la puissance active devient alors nécessaire et les systèmes PV passent en mode de régulation de puissance active critique pour contrôler la tension. Le système PV diminue (ou augmente) sa production de puissance active afin de ramener la tension à la valeur $V_{max\ admissible}$ (ou $V_{min\ admissible}$). Dans ce cas, la puissance réactive peut être fixée à une valeur minimale. Cette valeur minimale de la puissance réactive peut être modifiée par la relation $Q = S^2 - P^2$. La régulation simultanée des puissances active et réactive pour maintenir le facteur de puissance constant n'est pas nécessaire. L'action de réduction de production équivaut à une action de reprise de charge pour diminuer la tension. Avec l'action de régulation de puissance active et réactive, la solution est toujours trouvée dans n'importe quel régime de fonctionnement. De plus, dans le réseau de distribution où le rapport R/X est très important relativement au réseau de transport, l'action sur la puissance active s'avère efficace.

V.7. Réseau d'étude et scénarios :

Afin d'étudier les performances du régulateur auto-adaptatif de tension appliqué aux onduleurs PV dans la tenue aux creux de tension, deux scénarios sont étudiés :

- Deux systèmes PV triphasés de 1000 kW intégrant le régulateur auto-adaptatif sont raccordés au réseau HTA rural (à N46 et N53 du départ L_06). Un court-circuit triphasé apparaît à l'instant $t=0.5s$ pendant 500ms sur le départ adjacent L_05, à 4km du poste source (voir Figure III.26).
- Un système PV triphasé de 30kW (centre commercial) intégrant le régulateur autoadaptatif est raccordé au réseau BT rural (à N05, voir Figure II.7). Un court-circuit résistif sur le réseau HTA apparaît à l'instant $t=2s$ avec une durée de court-circuit de 200 ms. Deux types de régulation pour ces systèmes PV sont utilisés :
 - Régulation classique P/Q (RPQ),
 - Régulation auto-adaptative de tension (RAA)

Régulation en P/Q (RPQ) :

Pour les onduleurs PV raccordés au réseau HTA, en cas de fonctionnement en mode de régulation P/Q la puissance réactive est imposée nulle (0 kVAR). La **Figure V.6** présente la puissance du système PV de 1000kW raccordé au nœud N53 en HTA et la tension au point de raccordement. On constate que :

- La tension au point de raccordement des systèmes PV dépasse la tension limite normée par la recommandation ERDF (0.85pu), alors ces installations PV pourront être déconnectées par leurs protections associées.
- La puissance réactive reste nulle au moment du court-circuit

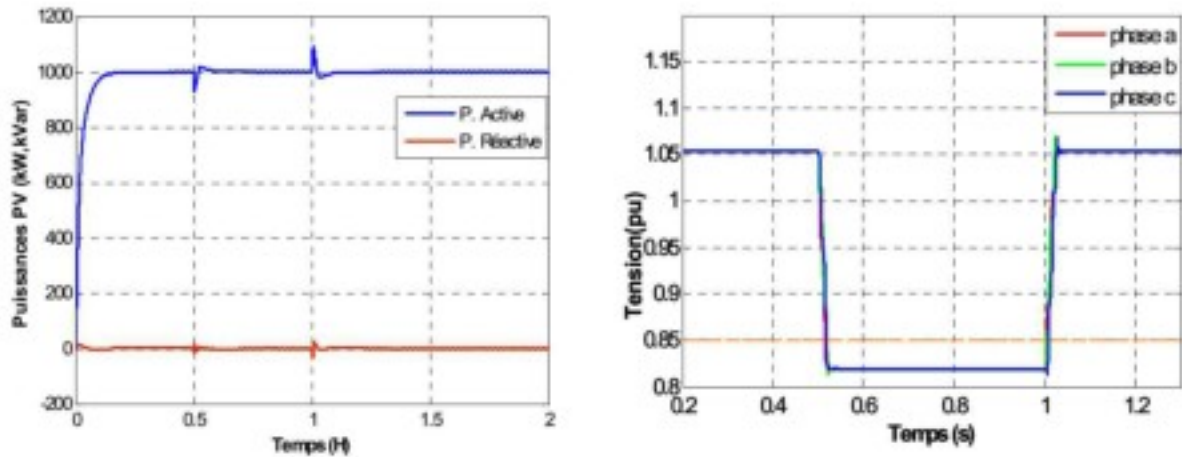


Figure V.4. Puissances du système PV raccordés au réseau HTA et variation de tension avec la régulation en P/Q

Pour l'onduleur PV raccordé au réseau BT, en cas de fonctionnement en mode de régulation P/Q la puissance réactive est aussi imposée nulle (0 kVAR). La Figure V.7 présente la puissance du système PV de 30kW raccordé en BT. On remarque que la tension au point de raccordement est inférieure à 0.8pu (voir courbe bleu de la). En respectant la norme DIN VDE 0126_1, ce creux de tension pourra entrainer la déconnexion du système PV par sa protection associée. La puissance réactive reste nulle au moment de court-circuit

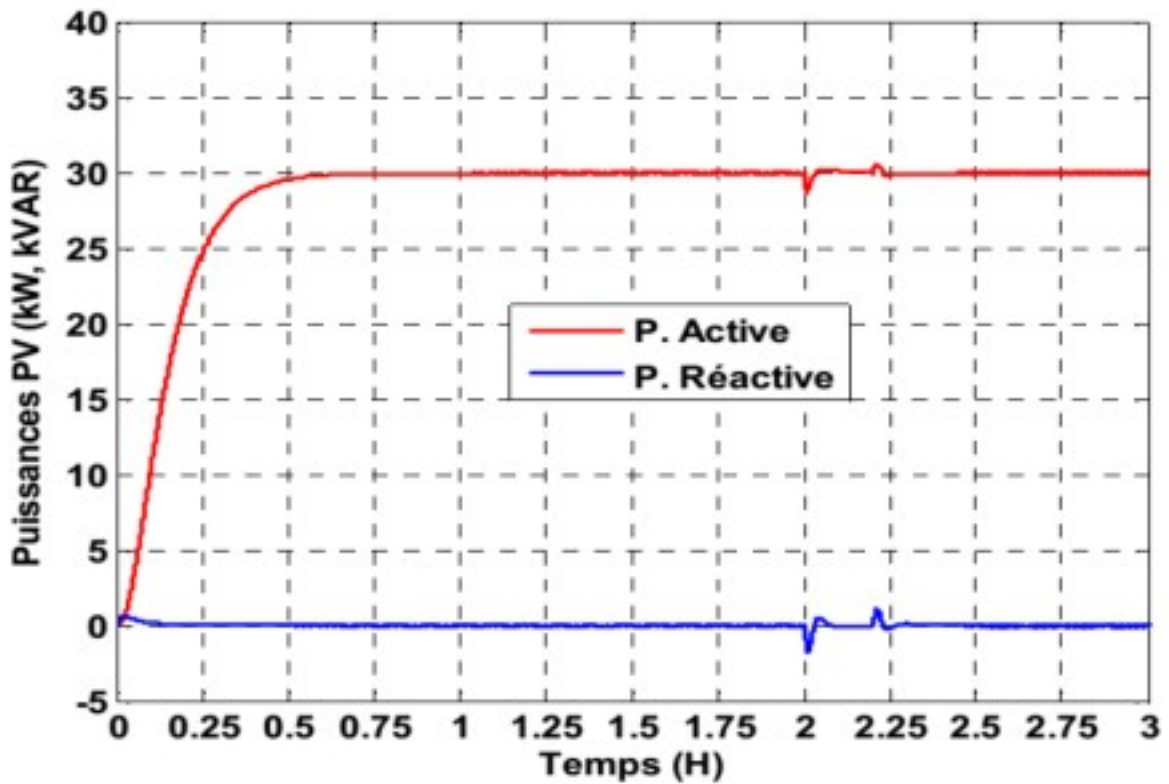


Figure V.7. Puissances du système PV raccordé au réseau BT avec la régulation en P/Q

Ces résultats mettent donc en évidence le dépassement des limites de tension dû au court-circuit. A cet effet, la puissance réactive des systèmes PV devrait donc être modifiée pour maintenir la tension dans les limites admissibles.

Régulation auto-adaptative de tension (RAA) :

La structure du réseau, les paramètres et le scénario sont identiques à ceux de l'étude précédente. Les onduleurs PV utilisent le régulateur auto-adaptatif de tension au lieu de la régulation en PQ. La Figure V.8 présente la puissance du système PV de 1MW raccordé au HTA et la tension au point de raccordement en utilisant le RAA de tension comparé au cas d'utilisation du régulateur P/Q. Les onduleurs PV participent au réglage de tension (voir la puissance réactive absorbée et fournies par ces onduleurs PV) pour rétablir la tension dans la fenêtre admissible par les protections de découplage ($U \leq 1.15$ pu et $U \geq 0.85$ pu).

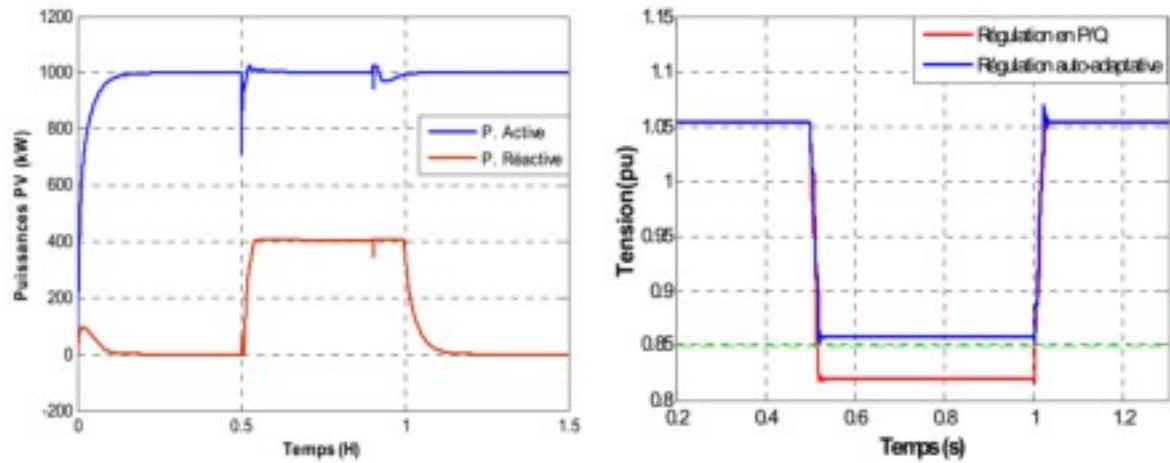


Figure V.6. Puissances du système PV raccordé au réseau HTA et variation de tension avec la régulation auto-adaptative de tension

Le même résultat est obtenu pour le système PV raccordé au réseau BT. La **Figure V.7** présente la puissance du système PV de 30kW raccordé au réseau BT et la tension au point de raccordement en utilisant le RAA de tension. Pour le régulateur P/Q, la puissance réactive reste toujours nulle. Pour le régulateur auto-adaptatif, à l'état initial, il absorbe la puissance réactive car la tension initiale est élevée. En cas de court-circuit, le système PV produit de la puissance réactive pour restaurer la tension à la valeur normale. Donc, la tension au nœud de raccordement (avec RAA de tension) est supérieure à 0.8 pu. Dans ce cas, ce système PV reste connecté au réseau.

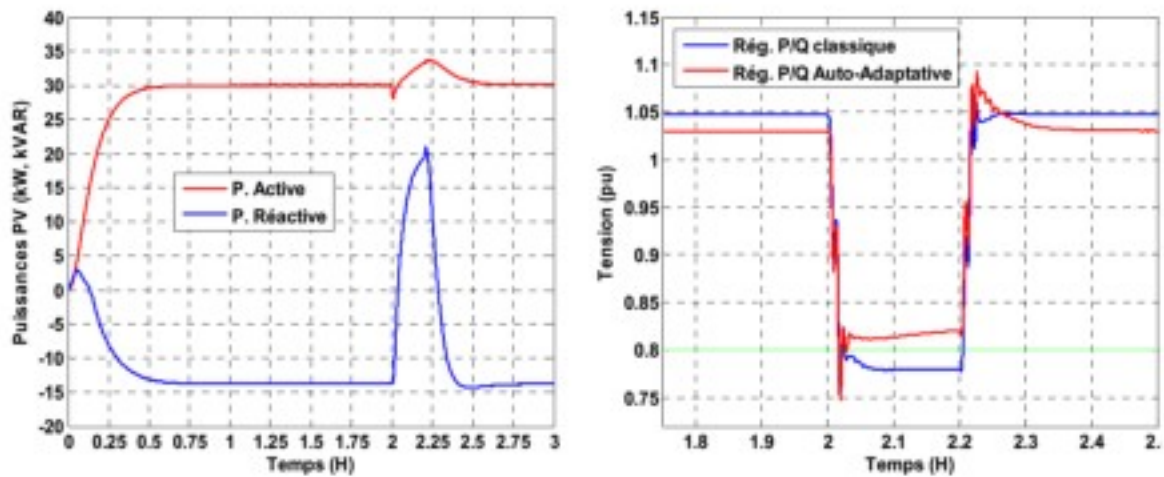


Figure V.7. Puissances du système PV raccordé au réseau BT et variation de tension avec la régulation auto-adaptative de tension

Ainsi, les onduleurs PV participent pour maintenir un plan de tension assez élevé par la production de puissance réactive afin de maintenir la tension supérieur à la tension limite qui permet d'éviter la déconnexion des systèmes PV. Cette participation dépend de plusieurs facteurs comme la puissance des onduleurs PV, le point de raccordement, l'état de la tension... Les résultats ci-dessus montrent les performances apportées par les onduleurs équipés de régulateur auto-adaptatif de tension proposé.

Remarques :

Le régulateur auto-adaptatif de tension proposé présente les avantages suivants :

- Ce régulateur permet de maintenir la tension dans les limites désirées et permet d'éviter les déconnexions non justifiées des systèmes PV en cas de court-circuit peu sévère sur un le départ HTA adjacent
- Le basculement entre les modes de régulation est effectué de manière automatique et adaptative pour les différents régimes de fonctionnement
- Il est possible de maintenir la puissance active et réactive de la PDE dans ses limites constructives
- Le fonctionnement du régulateur est totalement automatique, il n'exige pas de connaissances spécifiques sur les caractéristiques de la PDE pour son paramétrage
- Le régulateur n'exige pas de mesures supplémentaires ou de nouveaux équipements, permettant ainsi de réduire le coût de raccordement
- Ce régulateur permet d'augmenter la capacité de pénétration des PDE au réseau
- Ce principe est utilisable pour les PDE raccordées en HTA ou BT.

V.6. Conclusions :

Dans ce chapitre, nous avons proposé d'utiliser des systèmes de contrôle/commande intelligents et robustes pour les onduleurs PV. Avec ces systèmes de contrôle/commande, les onduleurs PV sont capables de résister aux perturbations du réseau (surtension du bus continu et creux de tension en cas de court-circuit).

Les résultats de simulation montrent les performances des méthodes proposées. Cela permet de réduire le coût de raccordement des systèmes PV au réseau et d'augmenter les performances des onduleurs PV.

CONCLUSION

GENERALE

Conclusion générale

La fonction principale et l'objectif essentiel du réseau électrique depuis la construction des premiers réseaux étaient la fourniture et l'acheminement de cette énergie aux différents consommateurs avec continuité et bonne qualité. Cependant, vu la construction complexe des réseaux électriques et la diversité des différents éléments assurant l'acheminement de cette énergie, la qualité de cette dernière sera sans doute exposée à des perturbations dans les différents étages de la chaîne.

Le travail présenté dans ce mémoire a consisté dans la première partie en une présentation des différentes perturbations survenant dans le réseau électrique qui peuvent dégrader la qualité d'énergie, ces perturbations influent essentiellement sur les deux grandeurs principales qui sont la tension et le courant caractérisés par l'amplitude, la forme d'onde et la fréquence de propagation. Ces trois paramètres sont bien définis dans des normes selon le niveau de la tension et selon les exigences des pays.

Dans la deuxième partie nous avons parlé de la production de l'énergie électrique par les centrales photovoltaïques. Après la présentation de ce moyen de production avec ses différents composants, nous avons parlé des perturbations liées à ce système électrique et des différents effets mutuels entre ces productions et le réseau électrique. Une concentration a été faite sur le problème des harmoniques, leurs origines et les différentes solutions utilisées pour leur élimination comme les filtres passifs et les filtres actifs sur lesquels a été donnée une idée dans cette partie.

Dans le troisième chapitre nous avons décrit les différentes briques élémentaires constituant le générateur PV, les lignes et les protections. Le choix du type de modèle de générateur PV dépendra du scénario d'étude. Ainsi un injecteur de courant contrôlé suffira pour ce qui est des études de plan de tension du réseau HTA. Par contre les simulations en BT requièrent plus de précision pour les dynamiques de court-circuit et la réponse des protections de découplage, on est alors dans le choix de modèle moyen dynamique plus détaillé du système PV muni de sa commande. La modélisation de ces deux types de modèles sera présentée en détail dans les chapitres suivants.

Egalement dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de protection de découplage, ainsi que les recommandations (réglementations) les concernant. Les

valeurs de seuils relatifs aux protections de découplage présentées dans cette partie seront utilisées pour effectuer les simulations dans les parties suivantes.

Dans la dernière partie, nous avons proposé une méthode efficace pour éviter la déconnexion des systèmes PV causée par la surtension du bus continu en cas de court-circuit. La solution proposée consiste à limiter la puissance d'entrée du condensateur, ce qui permet de limiter la tension du bus continu. Pour réaliser cette fonction dans le système de contrôle numérique de l'onduleur PV, on ajoute seulement quelques instructions de commande, sans qu'il soit nécessaire de modifier le matériel physique. Finalement nous avons essayé de montrer une des perturbations liées aux systèmes photovoltaïques qui est le problème des harmoniques dues au convertisseur d'électronique de puissances.

Nomenclature

P-V : Photovoltaïque

MPPT : Maximal Point de Puissance Tracking

MLI : Modélisations d'Impulsions largeurs

HTA : haute tension

BT : Base tension

λ : La longueur d'onde

h: La constante de Planck

c : La vitesse de la lumière

V: Tension de sortie de la cellule

R_S : Résistance série

I: Courant de sortie de la cellule

R_P : Résistance parallèle

I_{ph}: Courant photo-généré ou photo-courant (A)

q: La charge électrique $1.6 \cdot 10^{-19}$ (C)

I₀: Courant de saturation de la diode (A)

k: Constant de Boltzmann $1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K

T_C: Température absolue de fonctionnement de la jonction (K°)

m: Facteur d'idéalité de la diode ($m \in [1,2]$) La valeur typique de m est 1,3

FD : Fusible Départ

FC : Fusible de pied de Colonne

FuAD : Fusible accompagnant Disjoncteur

D : Disjoncteur

D ou FD : Disjoncteur ou Fusible

EPAMI : Ensemble des Protections Autonomes a Maximum d' Intensité

EPATR : Ensemble des Protections Autonomes de Terre Resistance

I_{ccbi} : le courant de court-circuit biphasé

X : Disjoncteur