

REPUBLIQUE DU SENEGAL
UNIVERSITE CHEIKH ANTA DIOP



Gm. 10/68

ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE
Centre de Thiès
Département Génie Mécanique

Projet de fin d'études

En vue de l'obtention du Diplôme d'Ingénieur de Conception

Titre : Conception et optimisation d'un modèle d'électrification hybride
raccordé au réseau de distribution de la SENELEC application à la
résidence hôtelière MOUNA NDAYANE

Auteur : Modou NDIAYE
Directeur interne : Mamadou SARR
Directeur interne : Cheikh WADE
Directeur externe : Banda NDOYE

Année : 2002 – 2003

Dédicaces :

*A ma chère Mère, que j'aime beaucoup, ton sacrifice n'a pas
été vain,*

A mon défunt Père , que la terre lui soit légère,

A Mamadou Moctar Parr de m'avoir beaucoup aidé,

A mes frères et sœurs,

A tous mes camarades de promotion,

A tous ceux qui me sont chères.

Remerciements

Nous n'aurions pu faire ce travail et le présenter sans l'appui de tout le corps professoral qui a été à au début et à la fin de notre formation et que nous ne pourrions manquer de remercier.

J'aimerais par conséquent remercier plus particulièrement M.Banda NDOYE de nous avoir associé à un projet aussi important que la construction de la résidence hôtelière MOUNA NDAYANE

Nous remercions M.Cheikh WADE de sa disponibilité mais aussi de toute la documentation qu'il a mis à notre disposition.

Nous remercions aussi M.Mamadou SARR de sa disponibilité. Il n'a ménagé aucun effort pour la réussite de ce travail.

Sommaire

Cette étude s'inscrit dans le cadre du projet de construction du complexe hôtelier MOUNA NDAYANE. Elle a pour objectif de réduire le coût d'exploitation du volet énergie tout en assurant un service de qualité.

Pour y parvenir, une étude portant sur la nouvelle technologie des systèmes photovoltaïques, intégrés aux bâtiments, raccordés au réseau a été faite.

En effet, cette technologie offre la possibilité, dans les pays qui font la subvention, de réduire les factures d'électricité en diminuant considérablement la consommation venant du réseau public.

De plus, elle permet de vendre le surplus de production par l'utilisation d'un compteur réversible.

L'amélioration de la qualité de service est obtenue en ayant recours, en cas de production insuffisante, au réseau comme source d'appoint mais aussi à un parc de batteries d'accumulation chargées par les panneaux photovoltaïques et dimensionnées à cet effet.

Pour apprécier la performance de l'installation, contrôler le fonctionnement du système de production, un dispositif de télécontrôle par réseau téléphonique commuté via un modem a été proposé.

Il permet ainsi d'avoir une idée sur le bilan de production et les alarmes survenues du fait d'un dysfonctionnement mais aussi de faire le réglage à distance des différents organes de commande de l'ensemble de l'installation.

Table des matières

SOMMAIRE	1
LISTE DES ABREVIATIONS	IV
LISTE DES TABLEAUX	VI
LISTE DES FIGURES	VII
INTRODUCTION	VIII
I PRESENTATION DU SITE	1
<i>1.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE</i>	<i>1</i>
<i>1.1.1 Situation Climatique</i>	<i>1</i>
<i>1.1.2 Situation Continentale</i>	<i>1</i>
<i>1.2 CARACTERISTIQUE DU PROJET</i>	<i>2</i>
<i>1.2.1 Description des différents bâtiments du complexe</i>	<i>3</i>
II OBJECTIF DE L'ETUDE	8
III LES DIFFERENTES OPTIONS	10
<i>III.1 SYSTEMES HYBRIDES</i>	<i>10</i>
<i>III.2 DESCRIPTION DES SYSTEMES</i>	<i>12</i>
<i>III.3 ANALYSE COMPARATIVE DES OPTIONS</i>	<i>14</i>
<i>III.4 LA SOLUTION DE REFERENCE</i>	<i>14</i>
<i>III.5 IDENTIFICATION DE LA MEILLEURE SOLUTION</i>	<i>15</i>
IV ELABORATION DE LA SOLUTION PROPOSEE	16
<i>IV.1 DESCRIPTION DU SYSTEME</i>	<i>16</i>
<i>IV.2 ANALYSE DES BESOINS (PAR RECEPTIF)</i>	<i>16</i>
<i>IV.3 DIMENSIONNEMENT DES GENERATEURS PHOTOVOLTAIQUES</i>	<i>21</i>
<i>IV.3.1 Introduction : notion de rayonnement solaire</i>	<i>21</i>
<i>IV.3.1.1 Aperçu de la ressource (le soleil)</i>	<i>21</i>
<i>IV.3.1.2 Aspect géométrique</i>	<i>22</i>
<i>IV.3.1.2.1 Mouvements de la Terre</i>	<i>22</i>
<i>IV.3.1.2.2 Mouvement apparent du soleil</i>	<i>23</i>
<i>IV.3.1.2.3 Les composants du rayonnement solaire reçu au sol</i>	<i>25</i>
<i>IV.3.1.2.4 L'ensoleillement quotidien</i>	<i>26</i>
<i>IV.3.2 Le dimensionnement des modules</i>	<i>27</i>
<i>IV.4 CHOIX DES CONVERTISSEURS DC/AC</i>	<i>33</i>
<i>IV.5 DIMENSIONNEMENT DU GROUPE</i>	<i>41</i>
<i>IV.6 CALCUL DES CÂBLES DE CONNEXION</i>	<i>41</i>
<i>IV.7 DIMENSIONNEMENT DU TRANSFORMATEUR</i>	<i>43</i>
<i>IV.8 L'INTÉGRATION DES MODULES À L'ARCHITECTURE</i>	<i>44</i>
<i>IV.9 CONTRAINTES TECHNIQUES POUR LA CONNEXION AU RÉSEAU</i>	<i>46</i>
<i>IV.9.1 protection de découplage</i>	<i>46</i>
V TELECONTROLE DE L'INSTALLATION	48
VI ETUDE ECONOMIQUE	53
<i>VI.1 CALCUL DU COUT DE REVIENT DU KWH DU SYSTEME</i>	<i>53</i>
<i>VI.2 CALCUL DE LA VALEUR ACTUELLE NETTE (VAN)</i>	<i>55</i>
VII ETUDE ENVIRONNEMENTALE	59
VIII CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	61

ANNEXE 1 : CARACTERISTIQUES DU SITE	63
ANNEXE 2 : DONNEES METEOROLOGIQUES ET CALCUL DE RAYONNEMENT	66
ANNEXE 3 : CARACTERISTIQUES DU MODULE, DE L'ONDULEUR ET DE LA CENTRALE D'ACQUISITION DE DONNEES	68
ANNEXE 4 : DONNEES SENELEC.....	70

Liste des abréviations

- PV = Photovoltaïque
 P_{secours} = Puissance totale des réceptifs à secourir (kW)
 E_{secours} = Énergie totale consommée par les réceptifs à secourir (kWh)
 P_{ecl} = Puissance nécessaire à l'éclairage (kW)
 p = Coefficient de puissance ($W/m^2/lux$)
 E = Éclairement (lux)
 P_{clim} = Puissance nécessaire à la climatisation (kW)
 k_u = facteur d'utilisation
 k_s = facteur de simultanéité
 E_0 = Constante solaire
 δ = Déclinaison solaire
 ω = Angle horaire
 h = Hauteur du soleil
 G = irradiation globale reçu sur un plan horizontal
 $G(\beta)$ = irradiation globale reçu sur un plan incliné d'angle β
 D = irradiation diffus journalière moyenne
 σ = Taux d'insolation
 S = irradiation directe reçu sur un plan horizontal
 T_c = Température moyenne d'opération des modules
 $NOCT$ = Température nominale d'opération des modules
 η_m = Rendement moyen des modules
 η_0 = Rendement des modules sous les conditions standard de test
 N_{ms} = Nombre de modules en série
 N_{mp} = Nombre de modules en parallèle
 A = Surface occupée par les modules
 V_{ec} = tension nominale d'entrée du convertisseur
 V_m = tension nominale des modules
 FS = Facteur de sécurité
 N_{ond} = Nombre d'onduleurs en parallèle
 η_c = Rendement des onduleurs
 C_{in} = Coût initial
 C_{PV} = Coût du générateur PV installé ($\$/wc$)
 A = Taille du générateur PV (Wc)
 P_{VA} = prix du VA onduleur installé (F/Wh)
 CF = facteur d'adaptation taille générateur et les onduleurs
 O_0 = coût initial des des onduleurs
 C_0 = Coût divers (étude, transport, régulateur,...)
 OM = Coût de maintenance
 OM_0 = Coût de maintenance première année
 M = Facteur d'actualisation des coûts de maintenances
 O_R = Coût de remplacement des onduleurs

R = Facteur d'actualisation du coût de remplacement des onduleurs

P_{pv} = Coût de durée de vie

N = Durée de vie (année)

AE_{pv} = Energie PV annuelle produite par le système

K = Taux d'escompte

G_m = Taux d'inflation des coûts de maintenance

G_r = Taux d'inflation des coûts de remplacement

A_p = Facteur d'actualisation

Y_f = Production final du système (kWh/kWc)

P_a = Prix d'achat de l'énergie du réseau

u = Fraction de l'énergie produite et vendue au réseau

P_v = Prix de vente de l'énergie du réseau

Liste des tableaux

Pages

<u>Tableau 1.1</u> : Les dimensions des pièces et terrasses du bâtiment administratif	P.3
<u>Tableau 1.2</u> : Les dimensions des pièces et terrasses du restaurant	P.4
<u>Tableau 1.3</u> : Les dimensions des pièces et terrasses de la salle polyvalente	P.5
<u>Tableau 1.4</u> : Les dimensions des pièces et terrasses d'une des 4 cellules	P.5
<u>Tableau 1.5</u> : Les dimensions des pièces et terrasses du type de villa R3B	P.6
<u>Tableau 1.6</u> : Les dimensions des pièces et terrasses du type de villa R2	P.6
<u>Tableau 1.7</u> : Les dimensions des pièces et terrasses du type de villa R4	P.7
<u>Tableau 1.8</u> : Les dimensions des pièces et terrasses de la salle de gymnastique	P.7
<u>Tableau 4.1</u> : coefficient p en watts par mètre carré et en lux	P.17
<u>Tableau 4.2</u> : Facteur d'utilisation pour utilisation industrielle et domestique	P.19
<u>Tableau 4.3</u> : Facteur de simultanéité de quelques types d'application	P.20
<u>Tableau 4.4</u> : Facteur de simultanéité de tableau général et secondaire	P.20
<u>Tableau 4.5</u> : irradiation globale moyenne mensuelle	P.28
<u>Tableau 4.6</u> : irradiation globale : journalière sur un plan incliné de $\beta = 15^\circ$	P.30

Liste des figures

	Pages
<u>Figure 1.1</u> : Carte de la petite côte	P.2
<u>Figure 3.1</u> : Schéma des flux énergétiques du système PV/groupe électrogène raccordé au réseau	P.12
<u>Figure 3.2</u> : Schéma des flux énergétiques du système PV/parc batteries raccordé au réseau	P.13
<u>Figure 4.1</u> : Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère	P.21
<u>Figure 4.2</u> : Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère	P.22
<u>Figure 4.3</u> : Mouvement apparent du soleil observé d'un point de latitude L	P.23
<u>Figure 4.4</u> : Repérage de la position du soleil	P.24
<u>Figure 4.5</u> : schéma connexion Triphasée par 3 onduleurs GCI monophasés pour l'alimentation des appareils triphasés	P.37
<u>Figure 4.6</u> : Schéma d'un sous générateurs	P.39
<u>Figure 4.7</u> : Schéma de l'ensemble de l'installation photovoltaïque	P.40
<u>Figure 4.8</u> : intégration sur toit plat	P.44
<u>Figure 4.9</u> : intégration sur toit incliné et en façade	P.45
<u>Figure 4.10</u> : Segmentation du marché des modules photovoltaïques où leur rendement apparaît en abscisse et leur coût par m ² en ordonnée.	P.45
<u>Figure 5.1</u> : Ecran d'accueil de DATAPEX	P.49
<u>Figure 5.2</u> : Ecran de sélection d'un site	P.50
<u>Figure 5.3</u> : Lecture en temps réel des paramètres du système	P.50
<u>Figure 5.4</u> : Analyse de données mensuelles	P.52
<u>Figure 5.5</u> : Bilan Production/Consommation	P.52
<u>Figure 6.1</u> : Proportion de puissance des différentes types de récepteurs	P.57
<u>Figure 6.2</u> : Proportion de la consommation des différentes de récepteurs	P.57

Introduction

La forte demande énergétique ainsi que la consommation de plus en plus importante d'énergie fossile font que le coût de l'énergie demeure élevé au Sénégal.

De ce fait, le poste énergie en milieu hôtelier reste confronté à un coût d'exploitation énorme mais aussi à une mauvaise qualité de service due aux fréquentes coupures d'électricité.

L'importance qu'occupe ce poste dans l'exploitation des hôtels est telle que ces problèmes affectent directement la qualité et l'efficacité du service proposé et réduisent énormément la rentabilité des investissements dans ce domaine.

Pour faire face aux difficultés liées au volet énergie, une diversification énergétique est indispensable dans un pays qui ne possède pas de ressource en énergie fossile.

Elle impose de développer constamment des filières énergétiques nouvelles et des moyens toujours plus performants pour transformer, stocker et utiliser l'énergie.

La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire est l'une des voies intéressantes actuellement ouvertes pour développer une nouvelle filière de production et d'utilisation de l'électricité, particulièrement bien adaptée aux pays bien ensoleillés.

Ayant prouvé ces vingt dernières années qu'elle pouvait être la source la mieux adaptée pour les sites isolés et source préférée pour les besoins où le niveau de fiabilité est extrême (faisceaux hertziens), l'énergie solaire est maintenant source de production d'énergie électrique en milieu urbain où elle est intégrée aux bâtiments.

De ce fait, les cadres légaux, financiers et techniques en devenant favorables à l'utilisation de la technologie du photovoltaïque raccordé au réseau et intégrée aux bâtiments (comme dans les pays industrialisés), le solaire pourrait être la solution aux problèmes liés au volet énergie dans les hôtels au Sénégal.

Les systèmes raccordés échangent de l'énergie avec le réseau auquel ils sont interconnectés offrant ainsi la possibilité de vendre de l'énergie au concessionnaire.

En effet, dans ce type d'installation, le réseau vient en appoint si la demande est supérieure à la production du système photovoltaïque ou absorbe le surplus en cas de surproduction.

Par conséquent, en utilisant un compteur réversible ces systèmes permettent de diminuer les coûts d'exploitation de l'électricité tout en assurant un service de qualité.

De plus la technologie de l'intégration a fait des progrès telles que les systèmes raccordés ont une opportunité unique de produire de l'électricité « verte » dans un environnement urbain, sans occuper de surfaces à haute valeur foncière. Cette technologie réduit les coûts d'installation, de par sa valeur architecturale, lorsqu'elle est intégrée dès le début des avant-projets de construction.

Ainsi, dans l'optique de l'étude de faisabilité de l'installation de tels systèmes dans nos hôtels, ce projet a pour but d'étudier la conception d'un système d'électrification hybride avec la possibilité de raccordement au réseau de l'hôtel MOUNA NDAYANE.

Pour atteindre cet objectif, nous considérerons l'ensemble des sources d'énergie renouvelable disponible au niveau du site pour en déduire les systèmes hybrides susceptibles d'électrifier la résidence.

Par suite, une analyse comparative des différentes options (systèmes) nous permettra d'obtenir la meilleure solution à élaborer.

Présentant, dans un premier temps, le site sur lequel porte le projet en donnant un certain nombre de caractéristiques de l'objet d'étude, nous rappellerons ensuite les objectifs du projet après avoir évoqué la méthode classique d'alimentation des hôtels en électricité.

Puis pour obtenir la solution optimale, une analyse des différentes options de systèmes hybrides sera faite après avoir défini une solution de référence.

Une fois cette solution identifiée nous passerons à l'élaboration, en dimensionnant les différents éléments du système et en proposant un dispositif de télécontrôle de l'ensemble des organes de commande.

Afin de pouvoir comparer le coût du kilowatt heure du système proposé avec celui de la solution de référence déjà définie, nous procéderons à

l'étude économique avant de mettre l'accent sur l'impact environnemental du projet.

Enfin nous terminerons par la conclusion et les recommandation qui s'imposent.

I Présentation du site

Cette partie présente le site sur lequel porte notre étude sous différents aspects. Elle donne ainsi un aperçu des caractéristiques essentielles de l'objet en question qui est une résidence hôtelière nommée MOUNA NDAYANE, se trouvant dans la zone lisse de NDAYANE, un village situé dans la communauté rurale de NDIASSE dans le département de MBOUR. Elle est composée de 80 chambres avec time shire de 28 villas, d'un restaurant, d'une salle polyvalente, d'une salle de gymnastique et d'un bâtiment administratif.

I.1 Situation géographique

I.1.1 Situation Climatique

La zone lisse de NDAYANE a un climat tropical et est bien ensoleillée avec un rayonnement solaire moyen annuel de 2.13 MWh/m^2 .

Les températures moyennes mensuelles données en Annexe 2 correspondent à une température moyenne annuelle de 24.7°C .

I.1.2 Situation Continentale

Le complexe se trouve sur la petite côte dans le village de NDAYANE, localité positionnée sur l'axe YENE POPEGUINE (figure 1.1), à $14^\circ 25$ de latitude Nord et $16^\circ 58$ de longitude et est plus proche de la station météorologique de Dakar Yoff selon la classification du site de la NASA pour le Sénégal (RETSscreen).



Figure 1.1 : Carte de la petite côte

1.2 Caractéristique du projet

Ce village de vacances doublé d'un complexe hôtelier a pour objectif de jouer un grand rôle dans le secteur économique du village de NDAYANE. En effet, ce projet vise à développer le tourisme dans cette partie de la petite côte dont le potentiel sur ce domaine n'est pas bien exploité. Un ensemble d'activités sera ainsi proposé à un client de type européen ou africain; dans lequel le volet culturel occupera une importante place.

Cette résidence s'étend sur une superficie de 4 hectares et demi et a une capacité de réception de 80 chambres en permanence et 2680 couverts pour le restaurant. L'architecture est d'un style simple et respecte les contraintes de maîtrise et d'économie d'énergie.

Par conséquent, les matériaux utilisés, la structure des bâtiments, l'implantation, l'orientation, l'environnement végétal sont conçus et réalisés de façon à permettre l'utilisation des phénomènes physiques naturels pour se rapprocher de la zone de confort. La structure et l'orientation des différents bâtiments sont favorables à une intégration des modules photovoltaïques.

1.2.1 Description des différents bâtiments du complexe.

Divisée en plusieurs zones, la résidence est composée d'un bâtiment administratif, de 4 cellules, d'une salle de gymnase, d'une salle polyvalente, de 7 villas type R3B, de 7 villas type R2, de 7 villas type R4, d'une piscine et de sa terrasse (Annexe 1.1).

Le bâtiment administratif

Ce bâtiment en forme de V est orienté ouest est et est composé d'un hall d'accueil, d'un cybercafé, de 8 bureaux et de 3 W.C. Ses fenêtres s'ouvrent suivant les différentes directions : 12 fenêtres orientées ouest ; 4 s'ouvrent vers l'est ; 5 vers le nord et 5 vers le sud.

Les dimensions des parties sont indiquées sur le tableau 1.1 suivant :

Bâtiment administratif		
Nature	Surface(m ²)	Volume(m ³)
Bureau médecin	19.35	63.855
Bureau n°1	21.5	70.95
Bureau n°2	21.5	70.95
Bureau n°3	15.05	49.665
Bureau n°4	15.05	49.665
Bureau n°5	21.5	70.95
Bureau n°6	12.9	42.57
Douche n°1	8.17	26.961
Douche n°2	8.17	26.961
Douche n°3	8.17	26.961
Secrétaire, Attente	31	102.3
Couloir Dgmt	17.76	58.608
Couloir cyber	8.75	28.875
Cyber café	109.7	362.01
Hall d'accueil	320.68	1008.579
Réception	15.05	49.665

Tableau 1.1 : Les dimensions des pièces et terrasses du bâtiment administratif.

Le restaurant

C'est un carré de 32.20 m de côté orienté/ouest est. L'extérieur du bâtiment est essentiellement vitré. Il est de niveau 1 avec une large terrasse.

2 portes s'ouvrent vers l'ouest ; 3 vers l'est ; 1 vers le nord ; 1 vers le sud.

Les dimensions des parties sont indiquées sur le tableau 1.2 suivant :

Restaurant		
Nature	Surface (m ²)	Volume (m ³)
RDC		
Bureau	16	56
Resto et Bar	459.533	1608.3653
Office	16	56
Vestiaire	16	56
Stockage Resto	32	112
Cuisine	82.8	289.8
Supermarché	139.4	487.9
Lingerie	16	56
Stockage supermarché	23.4	81.9
Service technique	26.4	92.4
SAS (6)	48	168
Bureau supermarché	16	56
Couloir	26.4	92.4
Terrasse resto	196	686

Tableau 1.2 : Les dimensions des pièces et terrasses du restaurant

La salle polyvalente

Destinée à accueillir des expositions artistiques et culturelles, des spectacles et des conférences, ce bâtiment est large de 36.35 X 24.00 m et est orienté sud ouest/nord est.

Les dimensions des locaux sont indiquées par le tableau 1.3 ci-dessus :

Salle polyvalente		
Nature	Surface (m ²)	Volume (m ³)
Salle polyvalente		
Salle polyvalente	439.22	1888.646
Salle polyvalente	220.8	949.44

Tableau 1.3 : Les dimensions des pièces et terrasses de la salle polyvalente

Les cellules

Elles sont au nombre de 4 et sont en demi-cercle de rayon 24 m Elles sont chacune de R+1.

Le tableau 1.4 suivant indique les différentes dimensions d'une cellule.

Cellule		
	Surface	Volume
RDC	904,32	3163,12
Balcon	148	518
Dgmt	263,76	923,16
Chambres/séjours	444,96	1557,36
Toilettes	47,6	166,6
Etage	301,44	1055,04
Balcon	48	168
Dgmt	36,04	126,14
Toilettes	47,6	166,6
Chambres/séjours	169,8	594,3

Tableau 1.4 : Les dimensions des pièces et terrasses d'une des cellules

Les villas

Les villas représentent la plus grande partie de la résidence s'étend sur la moitié de la superficie totale. Elles sont subdivisées en 4 types différents par la structure et la capacité de réception.

Les dimensions des différents types sont données sur les tableaux 1.5 à 1.7 suivants :

Type R3B		
Nature	Surface	Volume
Chambre n°1	25,44	76,32
Chambre n°2	18	54
SE, WC	14	42
Terrasse	9	27
Perron	12	36
Séjour	22,05065	66,15195
Kitchenette	10,4	31,2
Ration +dgmt	30,54	91,62

Tableau 1.5 : Les dimensions des pièces et terrasses du type de villa R3

Type R2		
Nature	Surface	Volume
Chambre	22,32	78,12
SDB	6,48	22,68
kitchenette	1,76625	6,181875
Terrasses	51,2072	179,2252
Cellule	1,15	4,025
RDC	1808,64	6330,24
Mezaniun	301,44	1155,04
Séjour	38,92815	136,248525

Tableau 1.6 : Les dimensions des pièces et terrasses du type de villa R2B

Type R4		
Nature	Surface	Volume
Chambre n°1	22,5	67,5
Chambre n°2	18,5	55,5
Chambre n°3	23,5	70,5
Kirchnette	18	54
TV	4,5	13,5
SDB	12,3	36,9
Dressing	8,2	24,6
SDB et Saus	12	36
Terrasse + terrasse Cuisine	31,9	95,7
Sejour	31,15665	93,46995
Terrasse	6,21	18,63
Dgnt	67,82	203,46

Tableau 1.7 : Les dimensions des pièces et terrasses du type de villa R4

La salle gymnasium

Comme son nom l'indique, cette salle est destinée à des séances de gymnastique et de musculation pour les résidents. Elle a une forme circulaire et est composée de la salle proprement dite, de deux vestiaires, de deux douches, de deux S.A.S et de deux W.C.

Nature	Pièce	Nombre	Surface(m ²)	Volume(m ³)
Gymnase	Salle	1	213.8	748.3

Tableau 1.8: Les dimensions des pièces et terrasses de la salle de gymnastique

II Objectif de l'étude

Au Sénégal les problèmes liés au poste énergie dans les hôtels, fréquence des coupures d'électricité, coût d'énergie élevé, affectent la qualité et l'efficacité du service proposé ainsi que la rentabilité des investissements dans le domaine hôtelier.

Malgré le service de mauvaise qualité, le coût énergétique demeure très élevé et représente un pourcentage considérable dans le bilan d'exploitation en milieu hôtelier sénégalais.

Pour garder la part qu'occupe ce domaine dans le PIB, pour maintenir la place occupée dans le secteur touristique africain par le Sénégal devant les concurrents tels que l'île Maurice et le Maroc, il faut faire face aux exigences énergétiques de ce domaine.

En effet, les hôtels sont en général alimentés par le réseau de la SENELEC qui n'arrive pas à offrir un service de qualité. Ainsi, pour parvenir à la satisfaction des clients, les hôteliers font en général recours à des groupes électrogènes dont le coup d'entretien est souvent colossal. Ces génératrices de secours demandent souvent un gros investissement parce qu'elles sont génératrices de bruits, mais aussi sources de pollutions environnementales et donc isolées acoustiquement ou placées à distance de la zone d'utilisation.

C'est dans ce contexte que cette étude se propose d'analyser et de modéliser un système d'électrification hybride assurant une efficacité et une qualité de service tout en réduisant le coût d'exploitation du volet énergie.

L'utilisation d'un système hybride se justifie par la forte demande énergétique et les avantages qu'il présente vis à vis des autres.

L'intérêt d'une telle configuration est :

-vis-à-vis d'une source d'énergie renouvelable classique, elle permet :

-de rendre plus fiable l'offre en électricité provenant d'une source renouvelable aléatoire ;

-d'en déduire la capacité de stockage, et par-là les coûts d'exploitation ;

-vis-à-vis d'une source d'énergie fossile :

-de limiter l'émission de gaz à effet de serre ;

-d'économiser le carburant, une composante majeure des charges d'exploitation d'une telle source d'énergie.

La disponibilité du réseau de distribution nous permet d'analyser, en plus des systèmes hybrides classiques, des systèmes raccordés. Ceci en vue d'y intégrer une technique déjà existante dans les pays industrialisés comme l'Espagne, e Norvège , l'Allemagne et le Japon; autorisant, l'auto producteur, d'échanger de l'énergie au concessionnaire par le biais d'un compteur réversible. Ainsi, le réseau vient en appoint si la demande est supérieure à la production du système ou absorbe le surplus dans le cas contraire.

III Les différentes options

Dans cette partie, nous évoquerons les différentes options de systèmes hybrides susceptibles d'électrifier la résidence pour pouvoir, après analyse comparative, déterminer la solution qui pourra assurer une qualité de service tout en réduisant les coûts liés au poste énergie.

III.1 Systèmes hybrides

Constitué de deux ou plusieurs sources d'énergie, un système hybride doit être en mesure de répondre à de fortes demandes énergétiques, que ce soit en termes de puissance ou d'énergie.

Les systèmes hybrides les plus couramment utilisés en électrification décentralisée (ED) font majoritairement appel à une source d'énergie renouvelable, éolien, solaire ou, hydraulique, associée à un groupe électrogène.

En effet, le caractère aléatoire de la production à partir des énergies renouvelables sera compensé par l'utilisation d'un groupe électrogène.

Ainsi, tout système hybride est composé des éléments suivants :

- une première unité de production électrique qui, faisant appel à une source d'énergie renouvelable, est aléatoire ;
- une seconde unité de production utilisant généralement une énergie fossile et assurant le complément d'énergie pour assurer la continuité de service. Cette unité peut éventuellement être remplacée par une unité par une seconde source d'énergie renouvelable, complétant la première.
- Un système de couplage, permettant d'associer les deux sources d'énergie ;
- En option, un parc de batteries assurant un stockage d'ampon de courte durée ;
- Un réseau de distribution locale, dont la taille dépend de la configuration de l'utilisateur.

Bien que les systèmes mixtes soient bien adaptés au site isolé ayant une forte demande énergétique, ils les sont moins en présence du réseau de distribution public.

En effet, la disponibilité du réseau dans la zone fait que l'extension est de loin plus compétitive que les systèmes hybrides décentralisés non raccordés [5].

Par conséquent notre étude portera particulièrement sur les systèmes mixtes raccordés au réseau de distribution de la SENELEC.

Cette technique qui consiste à produire de l'électricité et à injecter le surplus dans le réseau à partir de systèmes décentralisés bien intégrés dans les bâtiments est déjà pratiquée dans les pays développés telle que le Japon, l'Allemagne, la Californie...

Le Japon, pionnier dans ce domaine, envisage pour l'an 2010, 4600MW de toits photovoltaïques. En France l'ADEME, à la tête du projet européen HIP HIP (House Intégréted PV Hightech In Public) dans lequel l'intégration aux bâtiments est privilégié, a pour objectif de réaliser 3 MWc en PV raccordé au réseau en 3 ans.

Ceci montre l'importance accordée par les pays développés à ce type de projet.

Du fait de la non-disponibilité ou du faible potentiel des sources d'énergie renouvelable comme l'éolien et l'hydraulique dans la zone de NDAYANE, seuls les modèles hybrides raccordés faisant appel au solaire photovoltaïque sont utilisables.

La connexion avec le réseau permet de suppléer les panneaux photovoltaïques en cas de fortes demandes. Une seconde source est nécessaire pour assurer la continuité en cas de disfonctionnement du réseau et ce lors de non la production des modules photovoltaïques (ombre, nuit, nuage...).

De ce fait, une analyse des deux options suivantes s'impose :

1. une option système photovoltaïque / groupe électrogène raccordé au réseau de la SENELEC
2. une autre qui consiste en un système photovoltaïque avec parc batteries raccordé au réseau.

III.2 Description des systèmes

- Système photovoltaïque / groupe électrogène raccordé au réseau de la SENELEC

Ce système fonctionne au fil du soleil sans batteries d'accumulation d'énergie mais, est suppléé par le réseau de distribution ou par le groupe en cas de forte demande énergétique ou de non-production des modules (figure3.1). Un convertisseur DC AC raccordé au réseau transforme l'énergie générée et injecte cette énergie sur le réseau avec toutes les protections nécessaires qui sont demandées par les distributeurs d'électricité en cas de production supérieure à la demande.

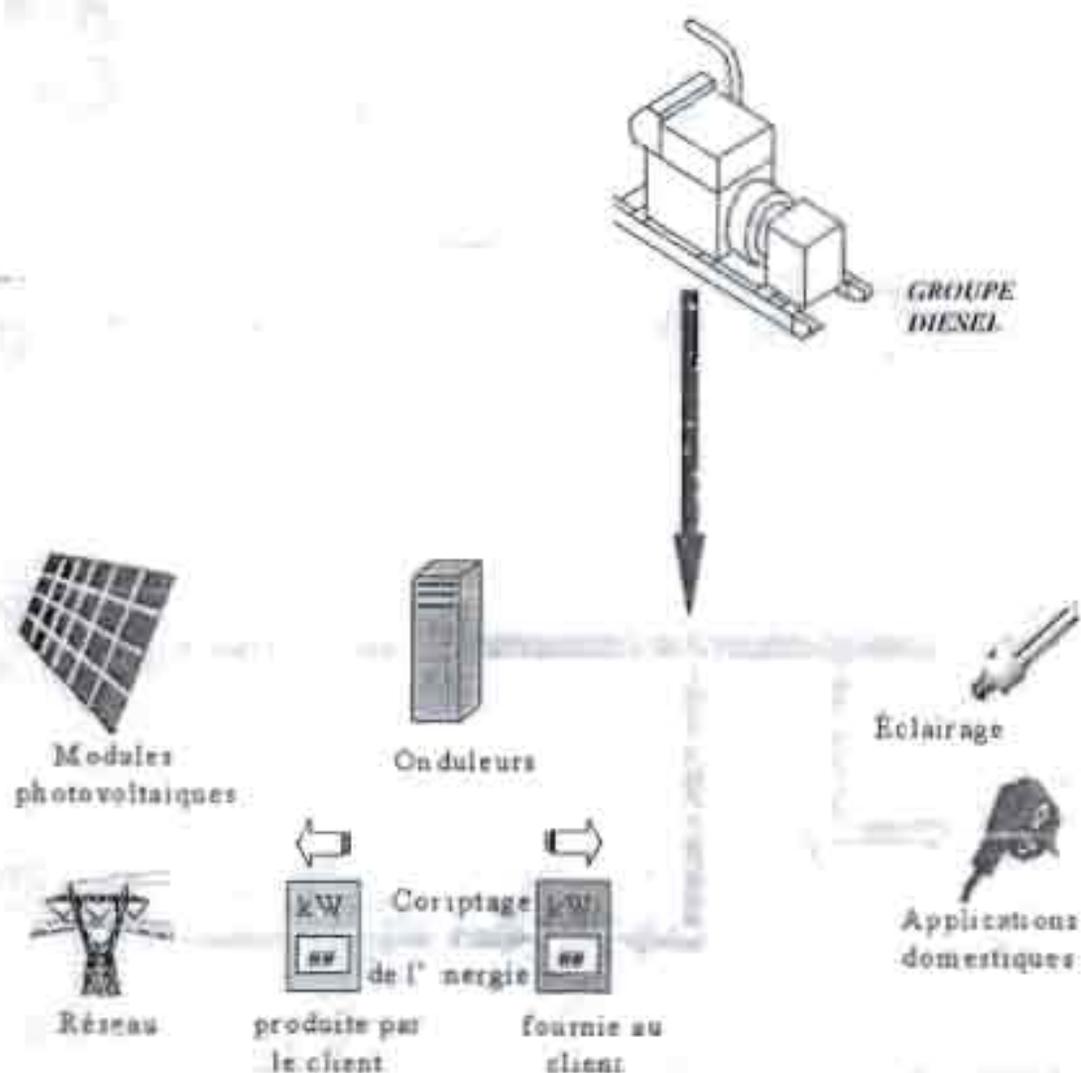


Figure 3.1 : Schéma des flux énergétiques du système PV/groupe électrogène raccordé au réseau

Il comprend :

- 1 une première unité de production électrique constituée de modules photovoltaïques qui est aléatoire,
- 2 le réseau de la SENELEC avec lequel le système échange de l'énergie dans un sens ou dans l'autre.
- 3 un groupe électrogène pour assurer la continuité de service.
- 4 une unité de couplage, permettant d'associer les différentes sources d'énergie
- 5 une installation de distribution électrique constituant le réseau interne (utilisation).
 - Système photovoltaïque / batteries raccordé au réseau.

Contrairement au système autonome ce système fonctionne aussi au fil du soleil mais est secourue soit par le réseau soit par un parc de batteries dimensionné pour cette effet et qui est chargé par les panneaux (figure 3.2).

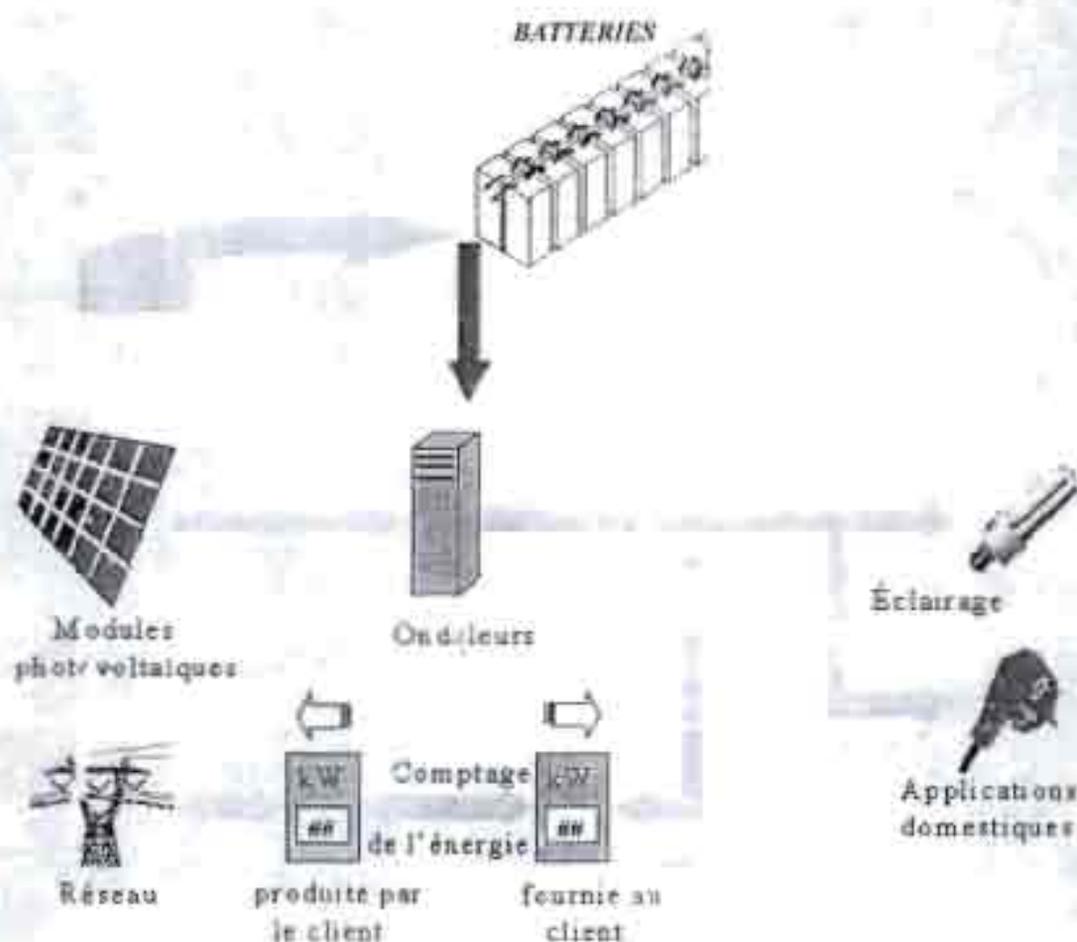


Figure 3.2 : Schéma des flux énergétiques du système PV/parc batteries raccordé au réseau

Cette option comprend :

1. une première unité de production électrique constituée de modules photovoltaïques qui est aléatoire.
2. le réseau de la SENELEC avec lequel le système échange de l'énergie dans un sens ou dans l'autre.
3. un système de couplage, permettant d'associer les différentes sources d'énergie .
4. un parc de batteries assurant un stockage tampon avec régulateur.
5. une installation de distribution électrique constituant le réseau interne (utilisation).

III.3 Analyse comparative des options

Les modèles ci-dessus ne diffèrent que de leurs sources d'appoint, par conséquent faire leur analyse comparative revient à comparer leur mode de secours.

Le groupe électrogène a l'avantage de pouvoir répondre à de fortes demandes de puissance et est capable de fonctionner pendant des durées assez longues mais il possède un coût d'investissement et de fonctionnement important. Il est aussi générateur de pollution sonore. Ce système convient bien pour les installations mixtes non raccordées où son fonctionnement peut être optimisé avec un bon rendement[4].

Le parc de batteries ne peut servir d'appoint qu'à une consommation moins forte et a besoin de régulateur pour son fonctionnement mais les batteries ont un coût de fonctionnement moins élevé que le groupe. L'inconvénient majeure est le plomb dont le recyclage pose problème.

III.4 La Solution de référence

La solution de référence est un système qui permet d'établir la base de comparaison dans l'analyse financière et environnementale.

De ce fait, nous prenons pour étude le système classique d'alimentation des hôtels c'est à dire l'extension du réseau de distribution de la SENELEC. Ce qui permettra dans l'analyse financière de comparer le prix du kWh du modèle d'étude à celui de référence.

III.5 Identification de la meilleure solution

Le choix de la meilleure option entre les systèmes raccordés au réseau faisant recours l'un à un parc de batteries, l'autre à un groupe électrogène comme source de secours, dépend étroitement de la durée des coupures d'électricité mais aussi du nombre d'appareils à secourir et donc la puissance à fournir.

En considérant la situation actuelle du service dans la zone de NDAYANE on peut supposer que la durée des coupures d'électricité par jour dépasse rarement les 10mn au maximum. Il n'est donc pas nécessaire de secourir la climatisation et les machines de conservation.

De ce fait, seules seront secourus les circuits d'alimentation de l'éclairage et des appareils audiovisuels.

La puissances ainsi que l'énergie à fournir, en moyenne, pendant cette période de coupure pour les besoins de la résidence sont les suivantes :

$$P_{\text{secours}} = 176.79 \text{ kW et } E_{\text{secours}} = 16.29 \text{ kWh}$$

Vu les énergies consommées, l'utilisation d'un groupe électrogène de secours est plus avantageuse que celle des batteries. En effet, l'utilisation de batteries ne peut être justifiée que pour une demande énergétique assez faible c'est à dire des durées d'interruption du courant très courtes avec moins de réceptifs à secourir. Par conséquent, un système de secours avec groupe sera utilisé pour assurer le service en cas de coupure.

Vis à vis des sources d'énergie conventionnelle, cette solution a l'avantage d'avoir un impact environnemental positif.

IV Elaboration de la solution proposée

Introduction :

Cette étape de l'étude correspond à la définition de l'ensemble des tâches et des spécifications que l'on doit prendre en considération pour que l'installation du système fonctionne de manière satisfaisante, au moindre coût et présentant la plus grande fiabilité technique : c'est la conception.

Elle consiste en des considérations préliminaires et études préalables, un calcul du rayonnement disponible, un calcul de la charge, un dimensionnement du système, une conception et choix des composants, des normes de sécurité, une analyse économique et des normes relatives au fonctionnement et à l'entretien.

IV.1 Description du système

Ce système fonctionne au fil du soleil sans batteries d'accumulation d'énergie, mais se sert du réseau de distribution comme source d'appoint en cas de forte demande énergétique ou de non-production des modules.

Un convertisseur DC AC raccordé au réseau transforme l'énergie générée et injecte cette énergie sur le réseau avec toutes les protections nécessaires qui sont demandées par les distributeurs d'électricité en cas de production supérieure à la demande.

IV.2 Analyse des besoins (par réceptif)

L'évaluation des puissances à installer ainsi que les énergies consommées par jour des différentes zones du complexe est faite selon les règles classiques d'installation électrique.

Ainsi, dans l'analyse des charges, nous avons séparé les circuits de puissances, d'éclairage, et de prises de courant.

Calcul des charges :*-Equipements de bureau*

La puissance de la plupart des équipements est donnée dans le cahier des charges (Annexe 1.2). Par contre, nous avons estimé la puissance de certaines charges comme les ordinateurs personnels, les imprimantes et les

photocopieuses à partir de données d'un certain nombre de constructeurs et nous avons comparé les énergies consommées avec celles indiquées l'Annexe 1.3.

*-Eclairage**Eclairage intérieur*

Selon le niveau d'éclairément normal précisé dans le cahier des charges, la puissance totale à installer est calculée par la formule [9].

$$P_{\text{ec}}(W) = \rho * E * S \quad (4.1)$$

Avec :

P_{ec} = puissance cherchée exprimée en watts

E = éclairément en lux.

S = surface du local en mètres carrés

ρ = Coefficient de puissance donnée par le tableau 4.1 suivant :

Surface S m ²	Eclairage	Très claire	Moyenne	Ombre
S < 20	direct	0.18	0.20	0.22
	mixte	0.26	0.32	0.38
	indirecte	0.39	0.65	1.30
20 < S < 100	direct	0.16	0.18	0.19
	mixte	0.23	0.28	0.33
	indirecte	0.34	0.55	1.05
S > 100	direct	0.14	0.15	0.16
	mixte	0.19	0.24	0.28
	indirecte	0.28	0.43	0.78

Tableau 4.1: coefficient ρ en watts par mètre carrée et en lux

(Ce tableau a été établi pour un éclairage à incandescence. Pour un éclairage fluorescent, les puissances P sont à diviser par deux)

Nous avons pris un éclairage direct et une couleur de parois moyenne.

Le tableau étant établi pour un éclairage à incandescence, la puissance obtenue par ce calcul est divisée par deux car ce sont les lampes à fluorescence qui sont conseillées pour des installations photovoltaïques.

Eclairage extérieur

La puissance nécessaire pour l'éclairage extérieur est estimée par :
700W/100m de clôture[9].

Ce qui donne :

$$P_{ed} = 0.7 * L / 100 \quad (4.2)$$

Avec

P_{ed} = puissance d'éclairage extérieur en kW

L = pourtour du bâtiment en mètre (m)

-Climatisation

Pour évaluer la puissance nécessaire pour la climatisation, nous avons pris 1kW/50m³ comme en installation électrique si le matériel de climatisation n'est pas connu [9].

$$P_{clim} = 1 * V / 50 \quad (4.3)$$

Avec

P_{clim} = puissance nécessaire pour la climatisation d'un local donné en kW

V = volume du local en mètre cube (m³)

Les différentes charges ne sont pas utilisées à leurs pleines puissances, ni simultanément, ni en permanence. Par conséquent, additionner simplement les kW absorbables de chaque charge pour en déduire la puissance consommée

par l'installation, serait trop pessimiste, et conduirait à une puissance installée beaucoup trop grande.

Ainsi, pour estimer la puissance d'alimentation, chaque puissance absorbable doit être multipliée par les facteurs suivants.

Le **facteur d'utilisation k_u** qui est le rapport entre la puissance réelle utilisée et la puissance nominale.

$$k_u = \frac{P_u}{P_n} \quad (4.4)$$

Le tableau 4.2 ci-dessus donne les facteurs d'utilisation de quelques applications.

Facteur d'utilisation k_u (norme NF C15-100: paragraphe 311-2-4)	
Type d'utilisation	Facteur d'utilisation maxi
Industrielle(récepteurs moteurs)	0.75
Eclairage, chauffage	1

Tableau 4.2: Facteur d'utilisation pour utilisation industrielle et domestique

Le **facteur de simultanéité k_s** qui est le rapport entre la puissance des appareils susceptibles de marcher simultanément et la puissance des appareils installés.

Ce facteur est déterminé pour chaque niveau de l'installation car dépend du nombre de circuits par coffret ou par armoire.

Par souci d'une maintenance facile nous avons choisi une installation modulaire en séparant les circuits de puissance, d'éclairage et de prise de courant soient 3 niveaux de modularité.

Les données nécessaires pour évaluer ces facteurs n'étant pas disponibles à cette étape de l'installation, ces facteurs sont souvent estimés.

Ainsi, nous avons utilisé les tableaux 4.3 et 4.4 suivants, tirés de la norme NF C 15-100 relative aux installations électriques BT, pour l'estimation des différents facteurs [9].

Facteur de simultanéité k_s	
Coffrets divisionnaires, terminaux (norme NF C15-100: paragraphe 311-3)	
Type d'utilisation	Facteur de simultanéité
Eclairages, chauffages électriques, conditionnement d'air de pièce, chauffe-eau	1
Prises de courant (N: nb de prises de courant alimentées par le même circuit)	$0.1+0.9/N$
Appareils de cuisson	0.7
ascenseurs et monte-charge moteur le plus puissant	1
pour moteur suivant	0.75
pour autres	0.6

Tableau 4.3: Facteur de simultanéité de quelques types d'application

Facteur de simultanéité k_s	
Tableau général, tableau secondaire (distribution industrielle BT : Norme NF C63-410) Si les conditions de charges sont inconnues.	
Nombre de circuits	Facteur de simultanéité
2 et 3	0.9
4 et 5	0.8
6 à 9	0.7
10 et plus	0.6

Tableau 4.4: Facteur de simultanéité de tableau général et secondaire

IV.3 Dimensionnement des générateurs photovoltaïques

IV.3.1 Introduction : notion de rayonnement solaire

IV.3.1.1 Aperçu de la ressource (le soleil)

Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de 1 391 000 km (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de 2.10^{27} tonnes.

Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermo-nucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde 564.106 tonnes d'hydrogène

en 560.106 tonnes d'Hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie ($E = mc^2$), ce qui représente une énergie totale de 36.10^{23}

kW. La Terre étant à une distance de $150 .10^6$ km du Soleil, elle reçoit une énergie de $1,8.10^{17}$ W.

La valeur du flux de rayonnement solaire E reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne E_0 est appelée la *constante solaire*, elle vaut $E_0 = 1353 \text{ W.m}^{-2}$. En première approximation, on peut calculer la valeur de E en fonction du numéro du jour de l'année j par :

$$E = E_0 * [1 + 0.033 * \cos(0.984 * j)] \quad (4.5)$$

On trouvera sur la figure 4.1 la répartition spectrale du rayonnement hors atmosphère

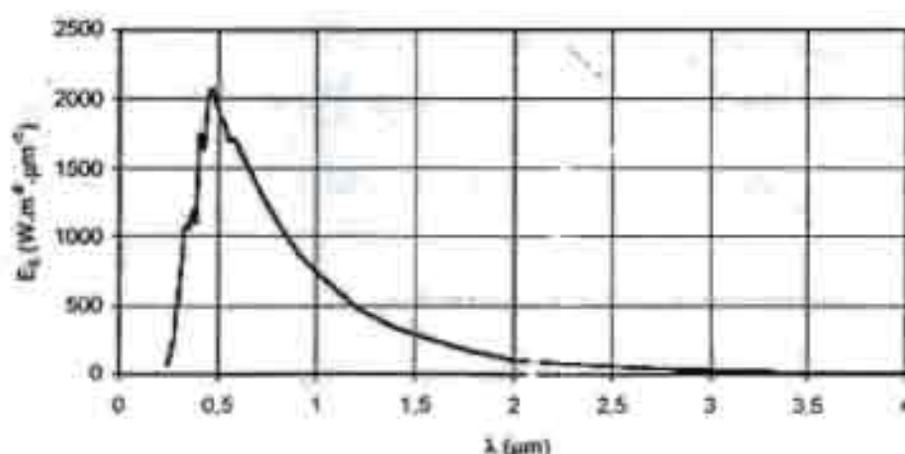


Figure 4.1: Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère

On notera que 98% du rayonnement solaire est émis dans des longueurs d'onde inférieures à 4 μm . En première approximation, le rayonnement solaire peut être assimilé au rayonnement d'un corps noir à une température de 5777 K.

IV.3.1.2 Aspect géométrique

Nous allons nous intéresser ici aux aspects géométriques du rayonnement solaire intercepté par la Terre dans le but ultérieur de calculer le flux reçu par un plan incliné placé à la surface de la Terre et orienté dans une direction fixée. La connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire.

IV.3.1.2.1 Mouvements de la Terre

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont le Soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé *l'écliptique*.

L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de $\pm 1,7\%$ par rapport à la distance moyenne qui est de 149 675 106 km.

La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé *l'équateur*. Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés sur la figure 4.2.

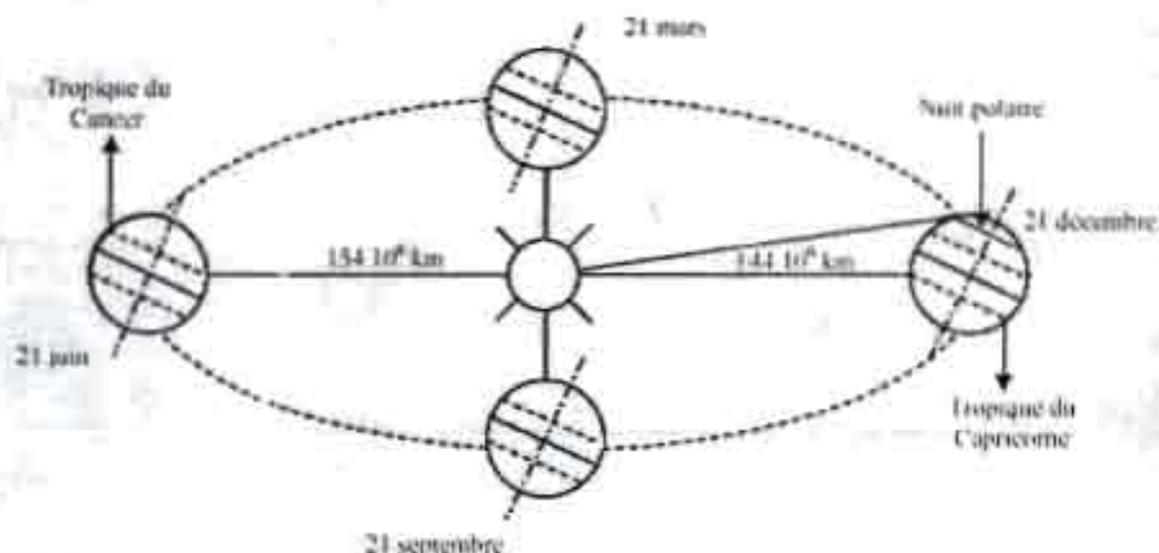


Figure 4.2: Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère

On appelle déclinaison δ l'angle formé par la direction du Soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation [2]:

$$\delta = 23.45^\circ \sin[0.980^\circ(j+284)] \quad (4.6)$$

Avec j le numéro de jour de l'année.

IV.3.1.2.2 Mouvement apparent du soleil

Le mouvement apparent du Soleil vu par un observateur fixe en un point de latitude L au nord de l'équateur est représenté sur la figure 4.3

Au midi solaire, l'angle que fait la direction du Soleil avec la verticale du lieu est égal à $(L - d)$.

La durée du jour est de 12h aux équinoxes, elle est inférieure à 12h entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12h entre le 21 mars et le 21 septembre.

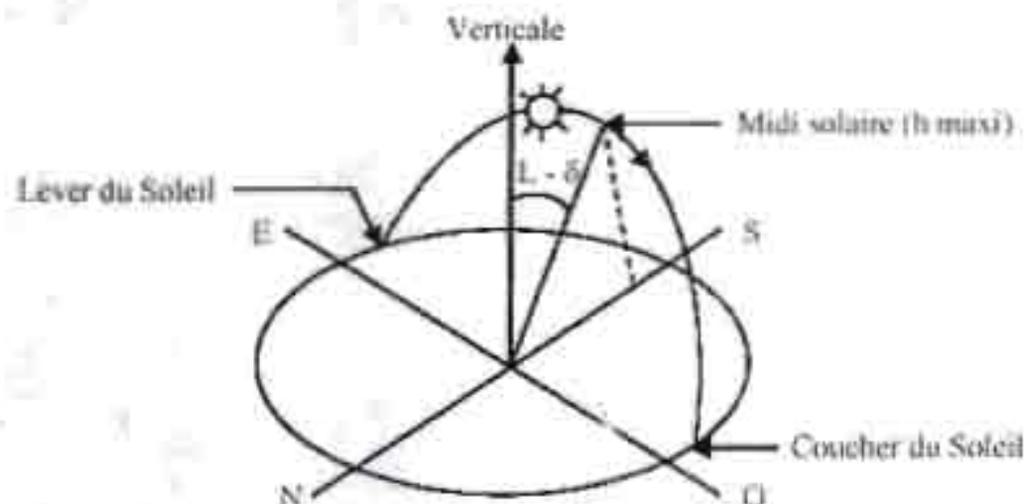


Figure 4.3: Mouvement apparent du soleil observé d'un point de latitude L . Le repérage du Soleil s'effectue par l'intermédiaire de deux angles :

- **L'azimut α** : c'est l'angle que fait la direction de la projection du Soleil sur le plan horizontal avec la direction Sud, cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest.

- La **hauteur h** du Soleil : c'est l'angle que fait la direction du Soleil avec sa projection sur un plan horizontal.

Ces deux angles sont représentés sur la figure 4.4.

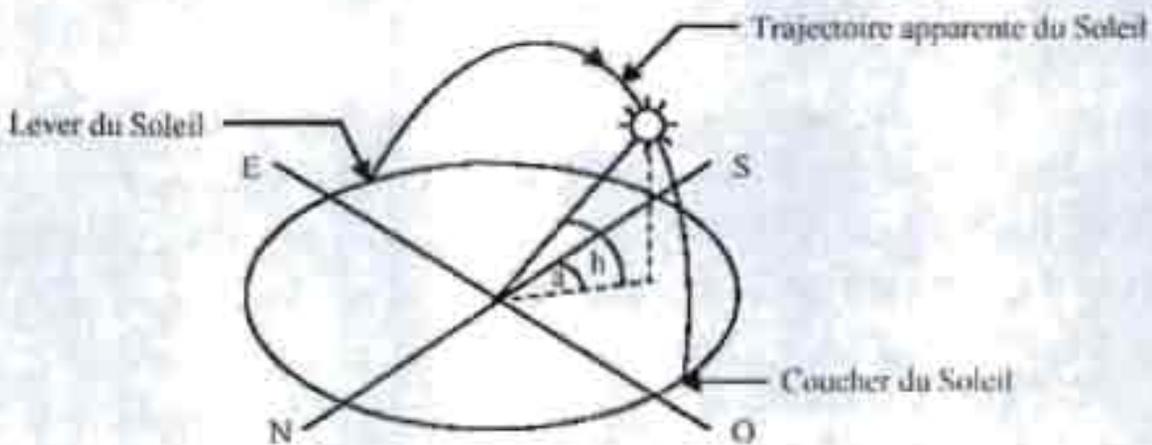


Figure 4.4: Repérage de la position du soleil

Ces deux angles sont fonction de :

- La latitude L du lieu
- La date j (numéro du jour de l'année)
- L'heure solaire TS dans la journée.

La latitude L et la date j servent à déterminer la trajectoire du Soleil dans le ciel et l'heure TS donne sa position instantanée sur cette trajectoire.

On définit le jour comme le temps mis par la Terre pour effectuer un tour sur elle-même. Un jour a été divisé en 24h et on a défini l'**heure solaire TS** en fixant $TS = 12h$ lorsque la hauteur du Soleil est maximale (le Soleil est à son « zénith »).

On définit également l'**angle horaire ω** par :

$$\omega = 15 (TS - 12) \quad (4.7)$$

ω est compté positivement l'après-midi.

La **hauteur h** du Soleil peut alors se déduire de la relation

$$\sin(h) = \sin(L)\sin(d) + \cos(L)\cos(\delta)\cos(\omega) \quad (4.8)$$

Et l'**azimut** a par la relation :

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta)\sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (4.9)$$

Des diagrammes solaires peuvent également permettre une détermination rapide, en un lieu de latitude L donnée, des valeurs de a et h pour chaque heure (solaire) de la journée et chaque mois de l'année.

Ces diagrammes solaires servent à établir la durée du jour selon les mois et, connaissant l'ensoleillement quotidien moyen, de déterminer la courbe quotidienne de l'ensoleillement moyen.

Un autre usage, plus répandu, est relevé du diagramme des ombres du site d'installation d'un ensemble de modules solaires afin de :
vérifier que le site choisi est adapté car les obstacles ne feront pas d'ombre sur les modules.

Evaluer l'impact de l'ombre sur les modules solaires au cas où il n'est pas possible de les installer dans un endroit sans ombre tout au long de l'année.

Nous reviendrons sur ces diagrammes dans la partie étude des emplacements et l'intégration des modules photovoltaïques dans les bâtiments.

Heures et temps

- Durée du jour

Le module ω_1 de l'angle horaire au lever du Soleil s'obtient en écrivant $\sin(h) = 0$ dans la formule (4.8), ce qui conduit à :

$$\cos(\omega_1) = -\tan(L) \tan(\delta) \quad (4.10)$$

IV.3.1.2.3 Les composants du rayonnement solaire reçu au sol

Après avoir traversé l'atmosphère, le rayonnement solaire arrive au sol où il produit un éclaircissement qui est une puissance par unité de surface généralement mesurée en Wh/m^2 .

L'énergie correspondante, reçue pendant une unité de temps (heure, jour, mois, année) est obtenue en intégrant l'éclairement sur la période de temps correspondante. On appelle cette énergie irradiation ou ensoleillement, et on la mesure généralement en Wh/m^2 et par unité de temps (typiquement en $Wh/m^2.jour$).

Une surface plane disposée au sol reçoit un rayonnement global composé : en partie du rayonnement solaire provenant directement du disque solaire : c'est le rayonnement direct.

En partie du rayonnement solaire provenant de la voûte céleste (fraction du rayonnement direct diffusé dans toutes les directions dans l'atmosphère), appelé rayonnement diffus.

En partie du rayonnement solaire réfléchi par le sol, appelé albédo, dont la proportion varie en fonction de la nature du sol (herbe, terre sèche, gravier, asphalté).

La part dans le rayonnement solaire provenant de ces trois composants varie en fonction de la latitude du lieu considéré, de l'état du ciel au moment considéré et de l'environnement de ce lieu.

IV.3.1.2.4 L'ensoleillement quotidien

L'ensoleillement quotidien est une information qu'il est important de connaître, sous deux formes :

la valeur de l'énergie reçue (en moyenne) quotidiennement par un module solaire, ce qui permet de déterminer l'énergie électrique produite dans la journée par le module solaire

la répartition de cette énergie reçue par le module dans la journée, en fonction de l'heure, ce qui est nécessaire pour résoudre de façon satisfaisante les problèmes d'ombres et aussi pour résoudre des cas particuliers (couplage direct des modules solaires sur les appareils, ...)

Les valeurs de l'ensoleillement quotidien sont comprises entre 0 et 7 $kWh/m^2.jour$, selon la latitude, les saisons...

La courbe de répartition de cet ensoleillement, mesuré sur une surface fixe (généralement horizontale, ce qui est une position « neutre » vis à vis de la position du soleil dans la journée) a une allure de morceau de

sinusoïde avec des « cornes » qui sont dues au lent démarrage : souvent de l'ensoleillement le matin et la lente disparition le soir (variation avec la latitude). La valeur du plus grand ensoleillement est à midi (heure solaire) : elle varie selon la latitude du lieu (et donc la hauteur du soleil).

IV.3.2 Le dimensionnement des modules

Le dimensionnement est un aspect fondamental de la conception du système. C'est l'ensemble des opérations nécessaires, une fois connue la consommation de l'installation, pour déterminer les dimensions optimales du générateur photovoltaïque et du système d'accumulation capable de garantir cette consommation. Dans cette partie il y a deux paramètres particulièrement importants : connaître le rayonnement incident sur le système et déterminer avec précision la consommation. Certes, il est difficile de connaître exactement ces données, mais il existe différentes méthodes de calcul approximatif qui permettent de déterminer les dimensions des panneaux pour pouvoir couvrir les besoins en consommation d'une localité concrète. Parmi, les méthodes les plus utilisées nous avons la méthode du « pire mois » et la méthode de la probabilité d'erreur qui nécessite des données précises sur rayonnement. Ne disposant que des moyennes mensuelles du rayonnement de la zone d'étude nous utilisons par conséquent la méthode du « pire mois ».

Description de la méthode du « pire mois » [1].

Cette méthode utilise les valeurs moyennes mensuelles quotidiennes du rayonnement global et de la charge. Dans ce cas, on considère seulement les valeurs correspondantes au mois où la relation charge-rayonnement sera la plus défavorable.

Dimensionnement :

A partir des irradiances globales mensuelles en kWh/m² des années 1967 à 1982 (Annexe 2), nous avons obtenu le tableau 4.5 suivant qui représente la moyenne mensuelle sur ces années.

Mois	Jan.	Fev.	Mars.	Avr.	Mai	Juin	Juillet.	Aout	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
Igm	157.5	170.6	209.9	208.6	212.6	191.2	173.7	166.9	163.9	175.7	154.7	144.7
Er/j	5.25	5.69	6.99	6.95	7.05	6.37	5.79	5.56	5.46	5.86	5.75	4.81

Tableau 4.5: irradiation globale moyenne mensuelle

Comme l'installation, est prévue pour échanger de l'énergie avec le réseau nous allons considérer la charge comme étant constante toute l'année et sur chaque mois. Bien que la résidence n'aura pas la même occupation tous les mois, le système continuera elle à transférer le surplus vers le réseau.

De ce fait, nous allons considérer que l'installation fonctionne en continue toute l'année c'est à dire 12 mois avec la même charge constante. Par conséquent, la relation charge rayonnement est plus défavorable au de mois décembre.

Pour faire le dimensionnement des modules nous avons besoin de l'irradiation globale sur plan incliné $G(\beta)$ reçu par panneaux donnée par (Annexe 2):

$$G(\beta) = \frac{D_s}{2} [(1 + \cos(\beta)) + \rho^*(1 - \cos(\beta))] + S^* \frac{\sin(h + \beta)}{\sin(h)} ; \quad (4.11)$$

Avec :

$$\text{l'élévation du soleil } h = \frac{\pi}{2} + \delta - L. \quad (4.12)$$

ρ est le facteur de réflexion du sol vis-à-vis du rayonnement solaire, il est appelé l'albédo dont différentes valeurs sont données à l'Annexe 2.

Comme ici les panneaux sont soit intégrés aux toits soit posés sur terrasse nous prenons $\rho = 0.5$ (béton).

β est l'angle d'inclinaison du plan des panneaux, pris égale à la latitude avec un minimum de 15° pour les latitudes, comme celle de notre site, inférieur à 20° .

A partir de la connaissance de la moyenne mensuelle de l'irradiation globale journalière G (Tableau 4.5), on calcule l'irradiation diffuse

journalière moyenne D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl (Annexe 2)

$$D = [0.775 + 0.00606 * (\omega_T - 90^\circ) - [0.505 + 0.0455 * (\omega_T - 90^\circ)] * \cos(115 * K_T - 103)] * G \quad (4.13)$$

$$\text{Où } K_T = \frac{G}{G_0} \quad (4.14)$$

Avec G_0 étant l'irradiation journalière sur un plan horizontal placé au-dessus de l'atmosphère calculable par :

en zone tropicale

$$G_0 = \frac{G}{[0.29 * \cos(L) + 0.52 * \sigma]} \quad (4.15)$$

Le taux d'insolation σ est le rapport entre la durée effective (SS) et la durée maximale d'ensoleillement (SS_0) :

$$\sigma = \frac{SS}{SS_0} \quad (4.16)$$

La durée maximale d'ensoleillement SS_0 pour un site dégagé peut être prise égale à la durée du jour calculée par la formule suivante :

$$SS_0 = 12 - \frac{\omega_h}{15} \quad (4.17)$$

La durée effective d'ensoleillement pour le mois de décembre est 7.1 heures (Annexe 2).

La connaissance de D et de G permet d'en déduire l'irradiation directe sur une surface horizontale S par :

$$S = G - D \quad (4.18)$$

Comme l'installation est prévue pour fonctionner toute l'année et que le lieu a une latitude de 14.25° qui est inférieur à 20° , nous adopterons une inclinaison

β de 15° . Ce qui permet de calculer $G(\beta)$ dont les résultats sont mentionnés sur le tableau 4.6 suivant :

Jour	h	ω	G	SSo	r	G_o	X_T	D	S	ρ	$G(\beta)$	
-21.5	335	-34.205	1.4705	4.81	11.902	0.596554	19.563	0.246	1.0177	3.7923	0.5	2.1615
-21.7	336	-34.361	1.4697	4.81	11.902	0.596537	19.563	0.246	1.0177	3.7923	0.5	2.1748
-21.8	337	-34.51	1.4689	4.81	11.902	0.596535	19.563	0.246	1.0177	3.7923	0.5	2.1875
-22	338	-34.654	1.4681	4.81	11.902	0.596532	19.563	0.246	1.0177	3.7923	0.5	2.1996
-22.1	339	-34.79	1.4674	4.81	11.902	0.59653	19.563	0.246	1.0177	3.7923	0.5	2.2111
-22.2	340	-34.921	1.4668	4.81	11.902	0.596528	19.563	0.246	1.0177	3.7923	0.5	2.2219
-22.4	341	-35.045	1.4661	4.81	11.902	0.596525	19.563	0.246	1.0176	3.7924	0.5	2.2321
-22.5	342	-35.162	1.4655	4.81	11.902	0.596523	19.563	0.246	1.0176	3.7924	0.5	2.2418
-22.6	343	-35.273	1.4649	4.81	11.902	0.596521	19.563	0.246	1.0176	3.7924	0.5	2.2508
-22.7	344	-35.377	1.4644	4.81	11.902	0.59652	19.563	0.246	1.0176	3.7924	0.5	2.2593
-22.8	345	-35.474	1.4639	4.81	11.902	0.596518	19.563	0.246	1.0176	3.7924	0.5	2.2672
-22.9	346	-35.565	1.4634	4.81	11.902	0.596516	19.563	0.246	1.0176	3.7924	0.5	2.2745
-23	347	-35.649	1.4629	4.81	11.902	0.596515	19.563	0.246	1.0176	3.7924	0.5	2.2812
-23	348	-35.727	1.4625	4.81	11.902	0.596513	19.563	0.246	1.0176	3.7924	0.5	2.2874
-23.1	349	-35.797	1.4632	4.81	11.903	0.596512	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.293
-23.2	350	-35.861	1.4618	4.81	11.903	0.596511	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.2981
-23.2	351	-35.919	1.4615	4.81	11.903	0.59651	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.3026
-23.3	352	-35.969	1.4613	4.81	11.903	0.596509	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.3066
-23.3	353	-36.012	1.461	4.81	11.903	0.596508	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.31
-23.4	354	-36.049	1.4608	4.81	11.903	0.596508	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.3129
-23.4	355	-36.079	1.4607	4.81	11.903	0.596507	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.3152
-23.4	356	-36.102	1.4606	4.81	11.903	0.596507	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.317
-23.4	357	-36.118	1.4605	4.81	11.903	0.596507	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.3183
-23.4	358	-36.127	1.4604	4.81	11.903	0.596506	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.319
-23.4	359	-36.13	1.4604	4.81	11.903	0.596506	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.3192
-23.4	360	-36.126	1.4604	4.81	11.903	0.596506	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.3188
-23.4	361	-36.114	1.4605	4.81	11.903	0.596507	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.318
-23.4	362	-36.096	1.4606	4.81	11.903	0.596507	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.3165
-23.4	363	-36.071	1.4607	4.81	11.903	0.596507	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.3146
-23.4	364	-36.039	1.4609	4.81	11.903	0.596508	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.3121
-23.3	365	-36.001	1.4611	4.81	11.903	0.596509	19.563	0.246	1.0175	3.7925	0.5	2.3091

Tableau 4.6: irradiation globale journalière sur un plan incliné de $\beta=15^\circ$

La valeur moyenne de $G(\beta)$ pour le mois de décembre est : 2.28 kWh/jour.

A partir de cette valeur nous pouvons calculer

- La température moyenne d'opération des cellules par [3] :

$$T_c = T_a + \frac{G(\beta) \cdot NOCT - 20}{7,1 \cdot 800} \quad (4.19)$$

Avec :

T_a la température ambiante en ($^{\circ}\text{C}$),

NOCT la température nominale d'opération des modules.

- Le rendement moyen des modules par [3]:

$$\eta_m = \eta_0 [1 - \gamma(T_c - 25)] \quad (4.20)$$

Avec η_0 le rendement des modules sous les STC « Standard test conditions » et γ la variation du rendement des modules en ($\%/^{\circ}\text{C}$)

La taille du générateur Photovoltaïque par [2]:

$$N_{ms} = \frac{V_{ec}}{V_m} \quad (4.21)$$

$$N_{bp} = INT \left[FS \left(\frac{E_{clj}}{G(\beta) \cdot \eta_c \cdot \eta_p \cdot S_{cel} \cdot N_{ms}} \right) \right] \quad (4.22)$$

$$A = N_{ms} \cdot N_{bp} \cdot S_{cel} \quad (4.23)$$

Avec

V_{ec} = tension nominale d'entrée du convertisseur ;

V_m = tension nominale des modules ;

INT = partie entière de l'expression entre parenthèses ;

FS = Facteur de sécurité généralement pris égale à 1.1 ;

η_m = rendement des modules ;

η_c = rendement convertisseur ;

S_{cell} = aire d'une module ;

N_{ms} = nombre de modules séries ;

N_{bp} = nombre de branches parallèles ;

A = surface totale du générateur.

La consommation du système étant de 2.049MWh/jour (Annexe 1.4) , l'installation d'une centrale est impossible à cause de la contrainte d'espace au niveau de la résidence.

Par conséquent, elle est subdivisée en ces 4 zones (Annexe 1.1) comme suit :

- une zone1** constituée du bâtiment administratif et des 2 cellules les plus proches ;
- la salle polyvalente et les 2 autres cellules représentent la **zone2** ;
- Le restaurant et le gymnasium composent la **troisième zone** ;
- L'ensemble des villas constitue la **quatrième zone**.

Chaque générateur intégré à une zone est ensuite connecté au tableau générale au distribution BT où se trouve le compteur réversible (CR).

Zone 1 : bâtiment administratif+2cellules

En considérant la consommation de cette partie de la résidence qui est de 420.981 kWh/jour, nous pouvons déterminer les caractéristiques du générateur l'alimentant.

Pour cette zone, nous allons prendre la module BP 3160 qui est une module utilisée principalement dans les résidences ou les buildings connecté au réseau à cause de son bon rendement de 14.5%.

En se basant sur les caractéristiques du module (Annexe 3) nous pouvons calculer à partir des formules 4.19 ;4.20 ;4.21 ;4.22 et 4.23 les caractéristiques du générateur de cette zone :

$$T_c = 19.9 + \frac{2.28 \cdot 1000 \cdot 47 - 20}{7.1 \cdot 800} = 30.7^\circ\text{C} ;$$

Ce qui permet de calculer le rendement moyen des modules par (4.20)

$$\eta_m = 14.5 * [1 - 0.05(30.7 - 25)] = 10.4$$

En prenant un convertisseur de type GCI de Bp solar (Annexe 3) dont les tensions d'entrées varient de 275 à 550 VDC, le nombre de modules à mettre en série est :

$$N_{ms} = \frac{V_{cc} - 550}{V_m - 35.1} = 16 \text{ modules en série dans la zone 1.}$$

Par conséquent, nous obtenons pour le nombre de branches en parallèles

$$N_{bp} = \text{INT} \left[1.1 \left(\frac{420.981}{2.28 * 0.104 * 0.95 * 1.587 * 0.79 * 16} \right) \right] = 103 \text{ branches}$$

parallèles.

Ce qui correspond à une surface totale de :

$$A = 16 * 103 * 0.79 * 1.587 = 2066.1 \text{ m}^2$$

Zone 2 : 2 cellules + la salle polyvalente

En faisant les mêmes considérations que précédemment et en prenant la consommation journalière de cette zone qui est de 451.228kWh, nous pouvons déterminer les caractéristiques suivantes :

La température moyenne d'opération des modules $T_c = 30.7^\circ\text{C}$

Le rendement des modules $\eta_m = 10.4$

Le nombre de modules en série $N_{ms} = \frac{V_{cc} - 550}{V_m - 35.1} = 16 \text{ modules}$

Le nombre de branches en parallèles

$$N_{bp} = \text{INT} \left[1.1 \left(\frac{451.228}{2.28 * 0.104 * 0.95 * 1.587 * 0.79 * 16} \right) \right] = 111 \text{ branches}$$

parallèles.

Par conséquent la surface totale des panneaux du générateur de la zone 2 est (4.23):

$$A = 16 \cdot 111 \cdot 0.79 \cdot 1.587 = 2226.6 \text{ m}^2$$

Zone 3 : le restaurant + la salle de gymnastique

Les caractéristiques du générateur sont :

$$T_c = 30.7^\circ\text{C} ;$$

$$\eta_{\text{th}} = 10.4 ;$$

Nms = 16 modules ;

$$\text{Nbp} = \text{INT}\left[1.1 \left(\frac{121,477}{2.28 \cdot 0.104 \cdot 0.95 \cdot 1.587 \cdot 0.79 \cdot 16} \right) \right] = 30 \text{ branches en parallèles}$$

Par conséquent la surface totale des panneaux du générateur de la zone 3 est (4.23):

$$A = 16 \cdot 30 \cdot 0.79 \cdot 1.587 = 601.79 \text{ m}^2$$

Zone 4 : Les 28 villas de la résidence

Les caractéristiques du générateur sont :

$$T_c = 30.7^\circ\text{C} ;$$

$$\eta_{\text{th}} = 10.4 ;$$

Nms = 16 modules ;

$$\text{Nbp} = \text{INT}\left[1.1 \left(\frac{1070,309}{2.26 \cdot 0.104 \cdot 0.95 \cdot 1.587 \cdot 0.79 \cdot 16} \right) \right] = 263 \text{ branches en parallèles}$$

Soit au total 4208 modules à intégrer à l'architecture des villas.

Par conséquent la surface totale des panneaux du générateur de la zone 4 est (4.23):

$$A = 16 \cdot 263 \cdot 0.79 \cdot 1.587 = 5275.7 \text{ m}^2$$

IV.4 Choix des convertisseurs DC/AC

La connexion des différents systèmes au réseau impose l'utilisation de convertisseurs spécialement conçus pour une telle application.

L'échange d'énergie avec le réseau qui alimente la résidence la nuit et les périodes de production insuffisante des générateurs photovoltaïques permet de considérer une alimentation en courant alternatif de l'ensemble des réceptifs.

Par suite, les onduleurs sont dimensionnés pour la charge totale de chaque zone correspondante. Ils seront montés en parallèle et reliés au point où se trouve le compteur. Il n'existe pas de récepteur courant continu.

Choix des onduleurs de la zone 1

Notre choix portera sur les onduleurs connexion réseau de type GCI de Bp solar dont les caractéristiques sont données à l'Annexe 3.

En effet, ce type de convertisseur est spécialement conçu pour la connexion au réseau de distribution. Il permet le raccordement d'une ou de deux branches de modules DC et une sortie AC. Ils ont un rendement maximum supérieur à 93%. Il offre aussi la possibilité de lecture des paramètres de fonctionnement par liaison PC (RS485 ou RS235) : tension et courant des panneaux, tension et fréquence de distribution, courant et puissance de sortie, rendement et l'état de l'onduleur pour le télécontrôle. Ce type protège aussi le système contre les sur/sous fréquence ainsi que les sur/sous tension.

La taille de la charge de cette partie étant des 121.414 kW et que la gamme d'onduleurs GCI disponible ne délivrant pas une puissance supérieure à 2.000 kW, il est nécessaire de mettre en parallèle plusieurs sous-générateurs constitués du même nombre de modules en série mais d'un nombre de branches parallèles qui dépend du courant maximum admissible par le convertisseur.

En effet, la tension et le courant à l'entrée des bornes de l'onduleur sont : $V_{ec} = N_{ms} \cdot V_m$ et $I_{ec} = N_{bp} \cdot I_m$ respectivement.

Sachant que le courant maximal admissible par le convertisseur est de :

$I_{ecmax} = \frac{2200}{275} = 8 \text{ A}$ et que le courant maximum délivré par un module

est de $I_{mmax} = \frac{160}{35.1} = 4.55 \text{ A}$, nous pouvons mettre 2 branches de 16

modules en série par sous-générateur (figure 4.6).

En calculant le nombre optimal d'onduleurs à placer en parallèle par la formule (4.24) suivante, nous pouvons en déduire le nombre de sous-générateurs figure 4.7).

$$N_{ond} = \frac{P_c}{\eta_c * P_{ond}} \quad (4.24)$$

P_c = puissance consommée (W)

η_c = rendement du convertisseur

P_{ond} = puissance d'un onduleur (W)

(4.24) donne $N_{ond} = \frac{101940}{0.95 * 2200} = 49$ onduleurs en parallèle.

Comme dans cette zone le générateur doit comporter un nombre de branches parallèles de 103 pour satisfaire la demande en terme d'énergie il faudra 52 sous-générateurs dont un contiendra une seule branche.

Ainsi il faudra 52 onduleurs pour satisfaire le système aussi bien en terme de puissance qu'en terme d'énergie.

Choix des onduleurs de la zone 2

Connaissant la puissance consommée, nous pouvons calculer,

$N_{ond} = \frac{112900}{0.95 * 2200} = 54$ onduleurs GCI 3500 pour cette zone.

Par conséquent, il faut 56 onduleurs pour satisfaire cette partie en demande énergétique en puissance.

Choix des onduleurs des la zone 3

Le choix des onduleurs de cette partie de la résidence doit tenir compte de l'utilisation des appareils fonctionnant en triphasé tel que la batteuse mélangeur robot chef 25 et la machine à café XL basic.

Ainsi, en tenant compte de leur consommation totale qui est de 5.4 kW nous pouvons coupler 3 onduleurs monophasés comme suit (figure 4.5) pour l'alimentation de ces deux appareils et l'éclairage du resto bar.

Pour le reste de l'installation de cette zone des onduleurs monophasés comme ceux au la zone 1 vont être utilisés pour satisfaire une puissance totale au charge au 60.659 kW. Ce qui permet d'avoir :

$$N_{\text{ond}} = \frac{60659}{0.95 \cdot 2200} = 29 \text{ onduleurs GCI3500}$$

Etant donné que ce générateur comporte 30 branches parallèles un nombre minimum de 29 onduleurs sera utilisé en connectant une branche par sous générateur et deux pour le dernier.

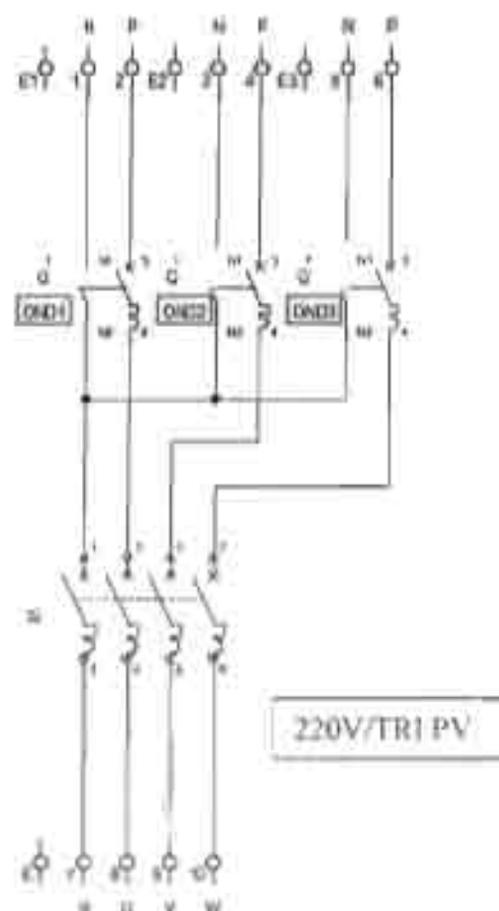


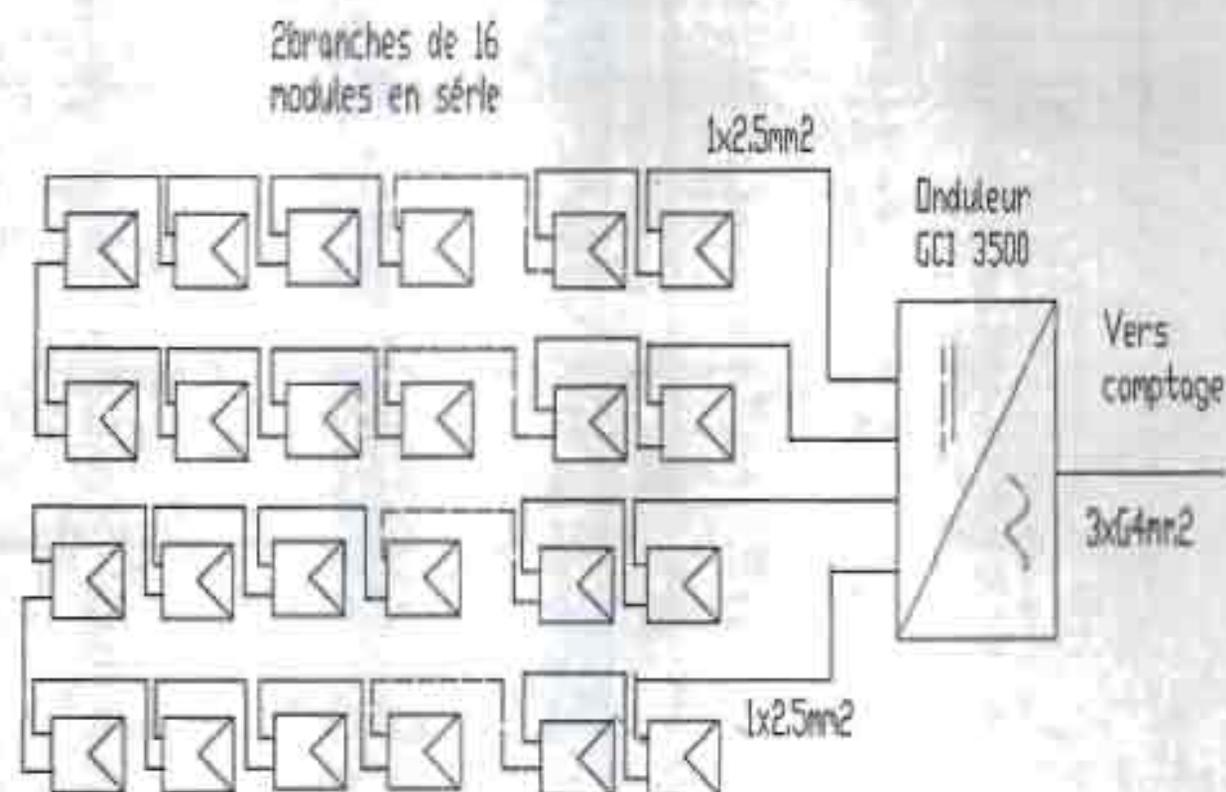
Figure 4.5: schéma de connexion Triphasée par 3 onduleurs GCI monophasés pour l'alimentation des appareils triphasés

Choix des onduleurs des la zone 4

Comme au niveau des villas aucun appareil triphasé n'est utilisé, des onduleurs GCI 3500 seront installés en parallèle pour satisfaire la demande en puissance des villas.

$$N_{\text{ondu}} = \frac{268744}{0.95 \cdot 2200} = 128 \text{ onduleurs GCI 3500.}$$

Dans cette partie on aura à utiliser 132 onduleurs soit 132 sous générateurs dont un sera constitué d'une seule branche.



Sous générateur constitué de modules BP3160S

Figure 4.6 : Schéma d'un sous générateur

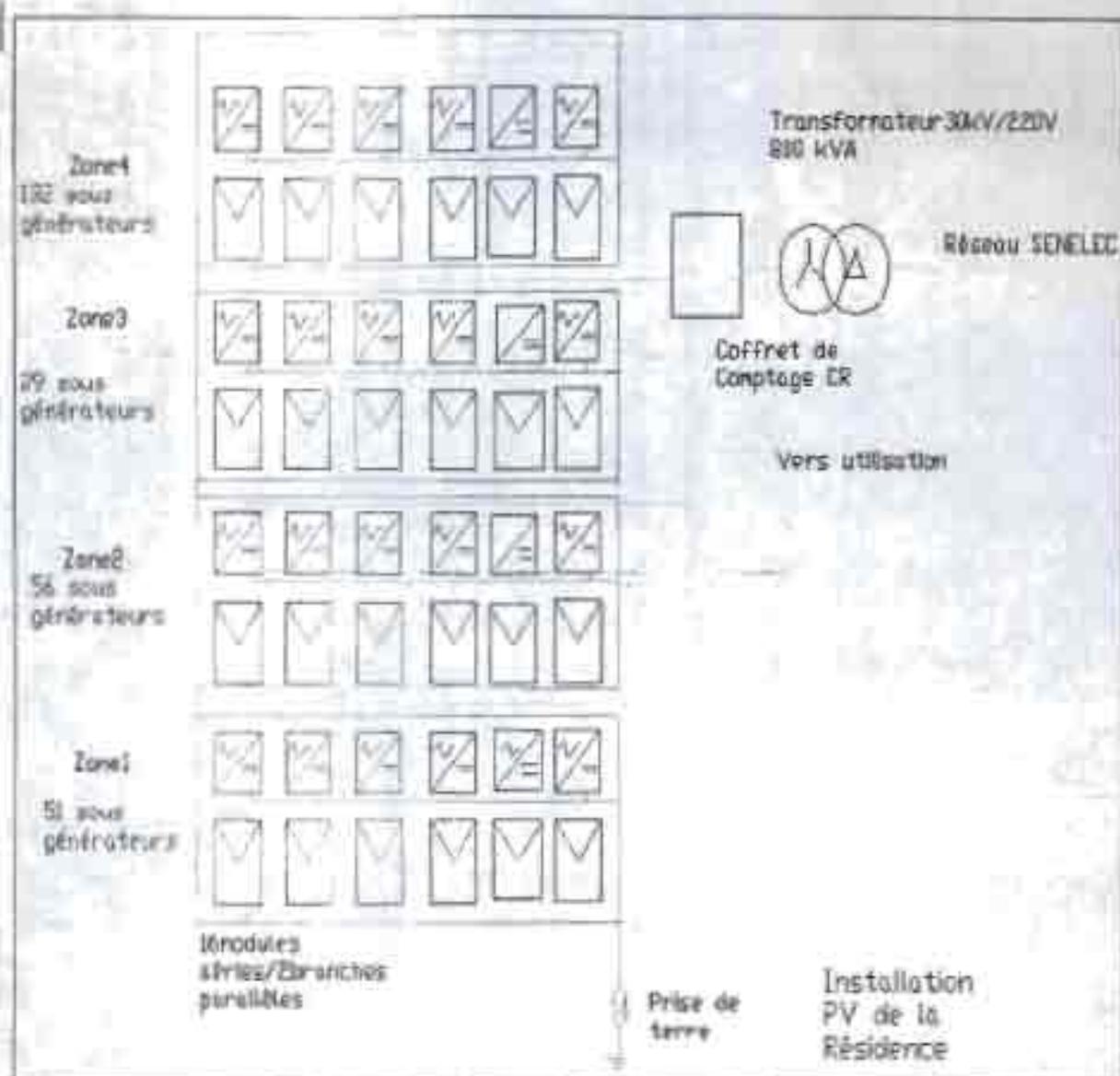


Figure 4.7 : Schéma de l'ensemble de l'installation photovoltaïque

IV.5 Dimensionnement du groupe

Destiné à secourir en cas de coupure d'électricité, le groupe électrogène est dimensionner pour l'électricité spécifique à savoir l'éclairage et l'information.

La puissance des réceptifs prioritaires est $P_p = 138.708 \text{ kW}$.

La puissance réactive est alors égale à

$$Q_{ec1} = P_{ec1} \cdot \tan(\cos \varphi) = 138.708 \cdot \tan(\cos^{-1}(0.86)) = 82.304 \text{ kVAR}$$

$$\text{D'ou } S = \sqrt{(P_{ec1} + P_{mf})^2 + (Q_{ec1} + Q_{mf})^2} \quad (4.25)$$

$$S = \sqrt{(138.708)^2 + (82.304)^2} = 161.288 \text{ kVA}$$

Par conséquent, dans la série SX Diesel 1500 TRM, nous avons choisi un groupe électrogène standardisé de puissance immédiatement supérieure soit SX 2026 TPEDS (Série **Super** modèle **2026** Triphasé avec moteur Perkins démarrage **Electrique** alimentation **Diesel** niveau de bruit **S** inférieur à 95 LWA) de puissance triphasée 250 kVA et de puissance monophasée 165 kVA.

Le moteur du groupe a un refroidissement par eau et un régulateur de vitesse électronique. La consommation est de 214 (157) g/kWh(g/CVh), de capacité réservoir de 400 litres. La consommation à 75% est de 41.5 litres et l'autonomie du groupe est de 9.6 heures. Le poids total est de 2800 kg.

Le niveau de bruit à 7m est de 71 db(A).

Les dimensions du groupe sont :

Longueur 3900 mm

Largeur 1250 mm

Hauteur 1860 mm

IV.6 calcul des câbles de connexion

Dans le dimensionnement des conducteurs d'une installation photovoltaïque, on doit faire de sorte que les pertes ohmiques soient minimales où, ce qui revient au même on devra optimiser la section du conducteur de sorte que la chute de tension qui se produira entre les extrémités soit la minimum.

Si on tient compte de la tension du système dans le cas de conducteur en cuivre la section nécessaire sera calculée suivant la formule suivante [1]:

$$S = \frac{2 * L^3 I}{56 * (V_A - V_B)} \quad (4.26)$$

Avec

S = section du conducteur (mm²)

L = Longueur du câble (m)

I = Intensité maximal admissible (A)

V_A-V_B = Chute de tension maximale (%)

Etant donné que la section des câbles calculés doit être telle que les chutes maximum de tension entre eux, par rapport à la tension de travail soient inférieures au limites recommandées suivantes :

Ligne champ PV –batteries : 3%

Ligne champ PV –convertisseur : 1%

Ligne principale : 3%

Ligne principale-appareils –batteries : 5%

Ligne principale-éclairage –batteries : 3%

les sections des différents câbles peuvent être déterminé par (4.26) :

Section de câble reliant les panneaux aux convertisseurs si on suppose une longueur maximum de 15 m

$$S = \frac{2 * 15^3 * 4}{56 * 1} = 2.1428 \text{ mm}^2 \text{ soit un câble de section } 2.5 \text{ mm}^2$$

Section des câbles reliant le champ PV aux batteries si on admet une longueur maximum de 20 m

$$S = \frac{2 * 20^3 * 4}{56 * 3} = 0.95 \text{ mm}^2 \text{ soit une section de câble de } 1.5 \text{ mm}^2$$

Section des câbles reliant les onduleurs au tableau de distribution si on admet une longueur maximum de 80 m

$$S = \frac{2 * 80^3 * 4}{56 * 3} = 3.80 \text{ mm}^2 \text{ soit une section de câble normalisée de } 4 \text{ mm}^2$$

IV.7 Dimensionnement du transformateur

La puissance de consommation totale de la résidence étant de 554.604 kW la résidence sera donc alimenté en moyen tension [9].

Par conséquent, l'utilisation d'un transformateur est nécessaire pour adapter la tension du réseau à la tension d'utilisation qui est de 220 V pour la plupart des récepteurs.

En prenant pour l'éclairage des lampes fluorescents sont compensées à $\cos \varphi = 0.86$ et les forces motrices ont un $\cos \varphi = 0.8$ nous pouvons déterminer la puissance du transformateur [10].

Sachant que la puissance nécessaire pour l'éclairage est de $P_{ecl} = 138.708$ kW et que la puissance nécessaire aux fonctionnement des forces motrices et de la climatisation est de :

$P_{fm} = 415.896$ kW, on peut en déduire la puissance réactive pour l'éclairage ainsi que celle des forces motrices respectivement :

$$Q_{ecl} = P_{ecl} \cdot \tan(\cos^{-1}(0.86)) = 82.304 \text{ kVAR}$$

$$\text{et } Q_{fm} = P_{fm} \cdot \tan(\cos^{-1}(0.8)) = 311.922 \text{ kVAR}$$

Ce qui permet de calculer la puissance apparente S par :

$$S = \sqrt{(P_{ecl} + P_{mf})^2 + (Q_{ecl} + Q_{mf})^2} \quad (4.27)$$

$$S = \sqrt{(138.708 + 415.896)^2 + (82.304 + 311.922)^2} = 680.44 \text{ kVA}$$

Par conséquent, le transformateur standardisé HT/BT de puissance immédiatement supérieure c'est à dire 800 kVA peut être pris [7].

En considérant les transformateurs de FRANCE-TRANSFO nous obtenons un transformateur de tension primaire 30 kV avec prises de réglage hors tension, normalement prévues pour une variation de $\pm 2.5\%$ du rapport de transformation, une tension secondaire variant de 400V ou 230V délivrant une puissance de 800 kVA.

Il est couplé Triangle/ Etoile, neutre sorti D-yn 11.

Ces transformateurs sont conformes aux recommandations de la C.E.I. et aux normes NFC 52-113. Les raccordements sont faits sur bornes porcelaine ou sur passe-barre.

IV.8 L'intégration des modules à l'architecture

Le développement important de la technologie des modules photovoltaïques permet d'installer les modules photovoltaïques sur des bâtiments et même de les incorporer à la conception d'un bâtiment. Cette utilisation de l'énergie photovoltaïque est connue sous le nom de « photovoltaïque intégré » au bâtiment.

Les applications du « photovoltaïque intégré » au bâtiment incorporent directement les modules photovoltaïques à l'aspect du bâtiment, contrairement aux applications autonomes photovoltaïques régulières.

On peut intégrer les modules photovoltaïques aux vitres et au revêtement des fenêtres, ou sinon les installer sur les toits.

Ainsi, selon la possibilité offerte par l'architecture, nous avons adopté des dispositions différentes.

Zone 1, 2 et 3

Dans ces parties de la résidence, les panneaux seront installés inclinés d'un angle de 15° à l'aide d'une structure sur toit plat (figure 4.6)

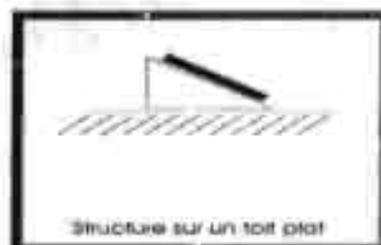


Figure 4.8: intégration sur toit plat.

Zone 4

Cette zone étant composée de bâtiments en toiture généralement, les modules seront intégrés aussi bien en toiture intégré ou sur imposé qu'en façade selon la possibilité (figure 4.7).

En effet, il faudra en tenir compte dans la conception architecturale pour respecter l'inclinaison β de 15° du plan des panneaux.



Figure 4.9: intégration sur toit incliné et en façade

L'avantage de cette configuration est que le coût des supports étant déjà payé, le coût d'installation est considérablement réduit. Pour un même objectif au coût d'électricité, on peut se permettre d'avoir des modules plus chers que dans le cas des centrales solaires. Ceci justifie notre choix des modules polycristallin avec un rendement de 15% (figure 4.8). Il est intéressant de noter que la viabilité économique de telles modules est favorisée puisque la part relative du coup de l'installation (BOS = Balance Of System) est réduite du fait de leur valeur architectural[3].

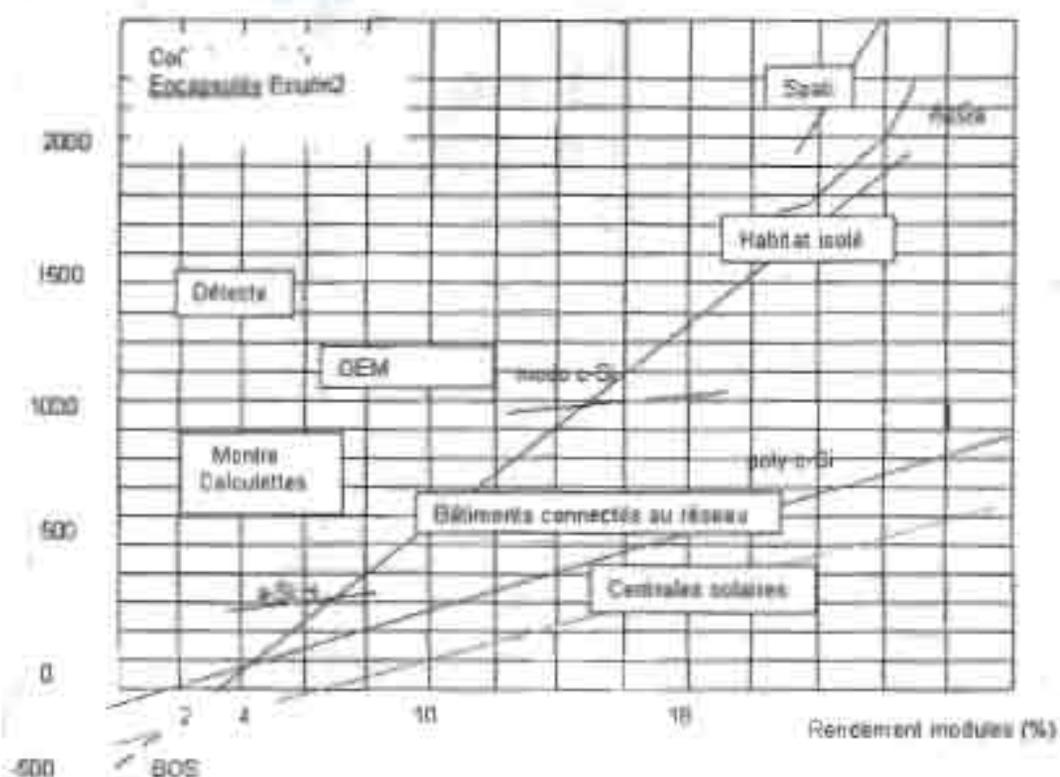


Figure 4.10: Segmentation du marché des modules photovoltaïques où leur rendement apparaît en abscisse et leur coût par m^2 en ordonnée.

(1 Ecu 1995 = 1.25 US\$)

IV.9 Contraintes techniques pour la connexion au réseau

Les réseaux électriques constituent des éléments clés pour assurer une alimentation fiable et de qualité en énergie électrique. Dès lors, l'introduction de tout nouveau système de production de l'énergie électrique doit faire l'objet d'études pour assurer la compatibilité avec un fonctionnement sûr et fiable du réseau.

Cet partie présente les principales contraintes techniques à respecter et les aménagements à effectuer pour le raccordement de la production décentralisée, notamment sur la base d'énergie renouvelable, sur les réseaux électriques de transport et de distribution.

Comme la SENELEC ne dispose pas de prescriptions techniques de branchement des systèmes photovoltaïques raccordés, nous nous sommes contentés de celles de la Fédération Professionnelle des Producteurs et Distributeurs d'Electricité de Belgique.

Pour notre étude, nous allons nous intéresser aux protections particulières pour la production décentralisée.

IV.9.1 protection de découplage

Si la partie du réseau, sur laquelle est raccordé le système photovoltaïque, n'est plus alimentée en tension ou que la tension n'est plus normale, la source autonome doit pouvoir être découplée automatiquement du réseau dans les plus courts délais. A cette fin, une protection de découplage est mise en place; elle peut être placée en amont ou en aval du transformateur

de la production décentralisée.

Comme le raccordement est effectué en MT et qu'il n'existe pas de relais capables de détecter l'ilotage sans passer par l'intermédiaire de liaisons de télécommunication, c'est un ensemble de relais qui assure cette fonction.

Il est composé de :

- un relais de maxi-mini fréquence assurant le déclenchement en instantané lorsque la fréquence sort des limites de 50,5 et 49,5 Hz ;

- un relais triphasé de maximum de tension assurant le déclenchement en instantané lorsque la tension dépasse une limite fixée. Le gestionnaire du réseau fixe la valeur de la limite qui sera en principe inférieure à 110 % de la tension nominale;
- un relais triphasé à minimum supérieur de tension réglable de 50 à 85 % de la tension nominale et pouvant être temporisé à 1,5 seconde. Les valeurs de réglage sont fixées par le gestionnaire du réseau;
- un relais triphasé à minimum inférieur de tension réglable de 25 à 50 % de la tension nominale et assurant un déclenchement en instantané. La valeur du réglage est fixée par le gestionnaire du réseau;
- un relais de tension homopolaire moyenne tension. Le relais est temporisé au dessus du temps nécessaire à l'élimination normale des défauts à la terre dans le réseau du gestionnaire du réseau. Les valeurs de réglage sont fournies par le gestionnaire du réseau.

V Télécontrôle de l'installation

La collecte de données recueillies pendant l'exploitation d'un système photovoltaïque permet de juger si les objectifs de conception ont été atteints. Elle permet d'évaluer le potentiel de la technologie photovoltaïque mis sur place et, par conséquent, les perspectives d'avenir des installations de ce type. Cette collecte permet aussi de contrôler le fonctionnement normale de l'installation ainsi l'état des différentes composantes du système

Pour accéder aux données en permanence et à temps, cette collecte doit se faire à distance et de façon centralisée c'est à dire par télécontrôle.

Pour télécontrôler l'installation nous utilisons μ Datas qui est une centrale d'acquisition de données pour systèmes de production d'énergie photovoltaïques (Annexe 2). Il permet de mesurer, de stocker et de visualiser les différents paramètres significatifs d'un générateur photovoltaïque tels que tension panneaux, courant panneaux, la puissance produite ainsi que la température de fonctionnement via une sonde externe de type PT1000.

μ Datas admet deux modes de connexions avec un ordinateur:

- une liaison avec câble série RS232
- une liaison pour réseau téléphonique commuté via un modem

Comme nous souhaitons que la gestion du site puisse se faire dans un local situé dans le bâtiment administratif comme en dehors du site nous optons pour une liaison avec réseau téléphonique commuté via un modem.

Pour faire l'acquisition des données sur ordinateur nous utilisons le logiciel DATAPEX qui est un logiciel compatible avec μ Datas et les onduleurs GCI.

Ce logiciel est prévu pour fonctionner sur une plate-forme 32 bits Microsoft comme Windows 95 ou Windows NT 4.0. Il faut donc au minimum un ordinateur de type PC-486 avec 8 Mo de mémoire vive. Toutefois il est conseillé plutôt une configuration basée sur un PC Pentium 100 Mhz ou supérieur ayant au moins 16 Mo de mémoire.

Le logiciel DATAPEX permet de faire l'acquisition des données provenant de la centrale d'acquisition μ Datas mais aussi des onduleurs et des relais.

Le logiciel est simple d'utilisation et offre une configuration conviviale comme on peut le constater avec la figure 5.1 ci-dessus :

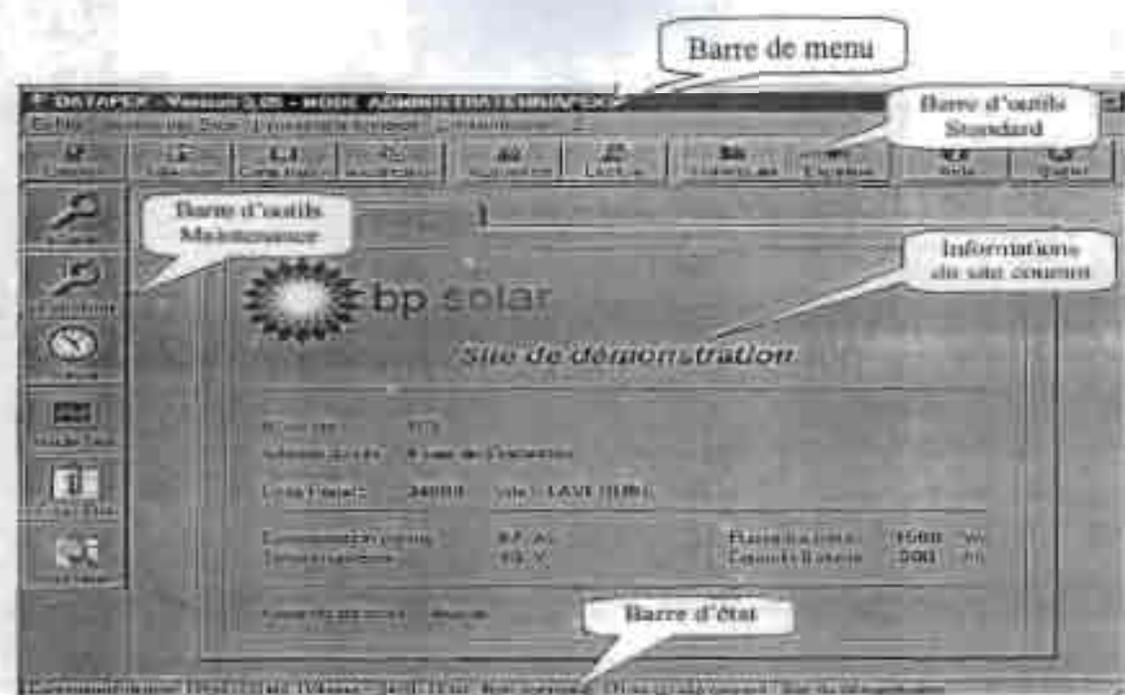


Figure 5.1: Ecran d'accueil de DATAPEX

Cet écran se décompose en 5 grandes parties décrites ci-dessous :

- La barre de menu qui contient toutes les fonctionnalités du logiciel,
- La barre d'outils Standard qui est un raccourci graphique des fonctionnalités du menu les plus fréquemment utilisées,
- La barre d'outils Maintenance qui permet un accès rapide aux fonctionnalités de maintenance,
- Les informations principales sur le site sélectionné,
- La barre d'état qui indique les paramètres de connexion ainsi que le nom du site sélectionné.

Le logiciel permet de faire la gestion de plusieurs sites avec le même ordinateur ce qui permet de centraliser la collecte des données de tous les générateurs des différentes zones.

L'utilisateur peut sélectionner le site sur lequel il désire travailler en double cliquant sur l'icône sélectionner en ayant la possibilité de restreindre sa recherche comme c'est indiqué sur la figure 5.2 :



Figure 5.2: Ecran de sélection d'un site

Une fois le générateur sur lequel on veut contrôler est sélectionné, on peut lire les données en temps réel sur écran de tous les appareils du système, allant des paramètres de la production à ceux de la consommation figure 5.3.

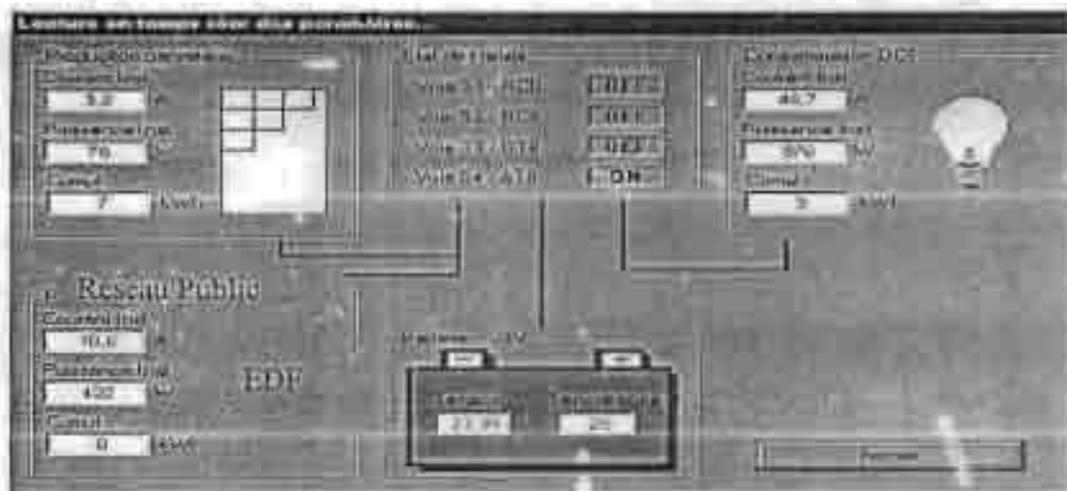


Figure 5.3: Lecture en temps réel des paramètres du système

Récupération des données stockées dans le μ Datas

Le μ Datas dans les versions 3.1 et 3.2 stocke dans sa mémoire deux années de données journalières moyennes ainsi que deux mois de données journalières minimales et maximales. A partir de la version 3.3 du μ Datas, les données journalières moyennes et maximales sont stockées sur deux ans.

La phase de récupération des données permet d'importer dans la base de données locale les mesures stockées dans le μ Datas pour ensuite pouvoir éditer les rapports mensuels et annuels. Pour qu'il n'y ait pas de carences dans les mesures, il est préférable d'effectuer cette phase de récupération au moins une fois tous les deux mois (Pour les versions antérieures à la version 3.3).

On peut lancer cette phase de récupération des données par l'icône acquisition de la barre d'outil et en spécifiant la période sur laquelle porte ces données.

Après récupération des données le logiciel contient un module d'analyse des données qui est capable de faire l'analyse de l'activité du site à partir de ces données. L'écran de consultation des statistiques accessible par l'icône statistique du barre d'outil de l'écran principal se décompose en quatre champs : Caractéristiques du site, Alarmes survenues et bilan, Graphiques et impression d'un rapport.

L'onglet Alarmes survenues et bilan indique simultanément deux choses.

- La liste des alarmes survenues

Le logiciel analyse toutes les données récupérées sur le site et en fait une synthèse. Il vérifie si la tension maximale et la tension minimale sont cohérentes. Si ces deux paramètres dépassent un certain seuil, il indique le nombre de fois et les jours où cela s'est produit.

- Le bilan

Le bilan de l'activité rappelle le volume des productions et des consommations d'énergie photovoltaïque.

Cet analyse peut être aussi bien mensuelle qu'annuelle figure 5.4.

VI Etude économique

Introduction

L'analyse économique est indispensable pour quantifier la rentabilité du système afin de convaincre les décideurs et les utilisateurs potentiels.

Afin de pouvoir juger de la compétitivité de l'énergie solaire PV avec d'autres sources d'énergie et particulièrement la source de référence, il y a lieu d'évaluer un certain nombre de paramètres économiques et parmi les plus importants le coût du kWh produit par le système.

VI.1 Calcul du coût de revient du kWh du système.

Pour évaluer le coût de revient du kWh du système installé, il y a lieu d'identifier les différents coûts de durée de vie tel que présenter au tableau suivant [1] :

Coût initial	$C_m = C_0 + C_{PV} \cdot A + A \cdot CF \cdot P_{VA}$	
Coût d'opération et (maintenance)	$OM_{PV} = OM_0 \cdot M$	(6.1)
	$M = \frac{1+g^*}{k-g^*} \left[1 - \left(\frac{1+g^*}{1+k} \right)^N \right]$	(6.2)
Coût de transport	Inclus dans C_0	(6.3)
Coût de remplacement des onduleurs	$O_{RV} = O_0 \cdot R$	(6.4)
	$R = \left(\frac{1+g}{1+K} \right)^{\frac{N}{n+1}}$	(6.5)
Coût de durée de vie	$P_{PV} = C_m + OM_{PV} + OR_{PV}$	(6.6)
Coût du kWh	$KWh_{PV} = \frac{P_{PV}}{\Delta E_{PV} \cdot N}$	(6.7)

Légende :

C_m = Coût initial

C_{PV} = Coût du générateur PV e=installé (10 \$/wc)

A = Taille du générateur PV (Wc)

P_{VA} = prix: du VA onduleur installé (0.75 F/Wh soit 0.125\$/Wh)

CF = facteur d'adaptation taille générateur et les onduleurs (1.2)

O_0 = coût initial des des onduleurs

C_0 = Coût divers (étude , transport, régulateur,...) = 15%(AC_{pv})

OM = Coût de maintenance = (1%)C_i

OM₀ = Coût de maintenance première année

M = Facteur d'actualisation des coûts de maintenances

O_R = Coût de remplacement des onduleurs

R = Facteur d'actualisation du coût de remplacement des onduleurs

P_{PV} = Coût de durée de vie

N = Durée de vie (année) (Pris en général égale à 20 ans pour les projets PV)

AE_{PV} = Energie PV annuelle produite par le système

K = Taux d'escompte

G_m = Taux d'inflation des coûts de maintenance

G_r = Taux d'inflation des coûts de remplacement

N = durée de vie des batteries (année)

La taille de l'ensemble des générateurs installés au niveau de la résidence est :

$$A (Wc) = 16 \cdot (103 + 111 + 30 + 263) \cdot 160 \text{ Wc} = 1,297920 \text{ MWc}$$

Le coût total des divers C₀ est :

$$C_0 = 0.15 \cdot (10 \text{ \$/Wc}) \cdot 1297920 \text{ (Wc)} = 1946880 \text{ \$}$$

Ce qui permet de calculer le coût initial C_m par (6.1)

$$C_m = 1946880 + 1297920 \cdot 10 + 2049000 \cdot 0.125 \cdot 1.2 = 15233430 \text{ \$}$$

En prenant un facteur d'inflation g_m = 6% , le taux d'escompte k = 11% et la durée de vie de l'installation N = 20 ans, le facteur du coût d'opération et de maintenance est M. Il peut être calculé par (6.3)

$$M = \frac{1+0.06}{0.11-0.06} \left[1 - \left(\frac{1+0.06}{1+0.11} \right)^{20} \right] = 12.766$$

Ce qui permet de calculer le coût d'opération et de maintenance par (6.2)

$$OM_{pv} = 0.01 \cdot 15233430 \cdot 12.766 = 1944699 \text{ \$}$$

En prenant la durée de vie des onduleurs n = 5 ans et g_r = 10%, le facteur de remplacement des onduleurs R (6.5) est :

$$R = \left(\frac{1+0.1}{1+0.11} \right)^{20} = 0.4970$$

Ainsi, le coût de remplacement des onduleurs est :

$$O_R = P_{VA} \cdot A \cdot R = 0.125 \cdot 2049000 \cdot 0.4970 = 127294 \$$$

Par suite, le coût de durée de vie est obtenue par (7.6)

$$P_{pv} = 16224000 + 2071155.84 + 2403 = 17305423 \$$$

Par conséquent le coût du kWh produit par le système est (6.7):

$$KWh_{pv} = \frac{P_{pv}}{AE_{pv} \cdot N} \text{ avec } AE_{pv} = 2.28 \cdot 16 \cdot 507 \cdot 0.79 \cdot 1.587 \cdot 0.104 \cdot 365$$

$$\text{Soit } AE_{pv} = 880223.6048 \text{ kWh}$$

$$\text{D'où } KWh_{pv} = \frac{17305423}{880223.60 \cdot 20} = 0.983 \$/\text{kWh} \text{ soit } 590 \text{ FCA/kWh}$$

largement supérieur à celui de la SENELEC qui varie de 73 à 119 FCFA/kWh hors taxes (Annexe 4).

VI.2 Calcul de la valeur actuelle nette (VAN)

L'évaluation économique d'un système photovoltaïque entérinant de l'énergie avec le réseau peut être perçue comme un système dynamique qui atteindra un équilibre lorsque les coûts actualisés de l'installation seront égaux aux bénéfices que rapportera ce dernier durant une durée de vie considérée au coût de l'argent d'aujourd'hui. Si les bénéfices sont plus grands que les coûts de l'installation l'investissement est bénéfique. Le cas échéant l'investissement n'est pas rentable. Ce raisonnement est valable lorsque l'évolution dans le futur des paramètres économiques est connue

- coût du système

Le coût du système est l'ensemble des coûts investis (capital initial) et à investir (maintenance) dans le système pour le maintenir en fonctionnement. Dans la présente étude nous allons négliger les coûts de maintenance car elles sont minimales par rapport au capital initial (1 à 2%) investi dans un système PV. Ce coût englobe le coût du générateur PV avec tous ses accessoires ainsi que le coût des onduleurs et de ses protections.

- Bénéfices

Les bénéfices issus de l'utilisation du système photovoltaïque englobent les valeurs de l'énergie vendue et achetée au réseau.

En règle générale le prix de vente de l'énergie au réseau doit être supérieur au prix d'achat du réseau pour inciter l'utilisateur de sources d'énergie non polluantes.

- Calcul de la Valeur Actualisée Net (VAN)

La Valeur Actualisée Net d'un système photovoltaïque interconnecté au réseau peut se calculer par :

$$VAN = A_p * [365 * Y_f * (P_a * u + (1 + u) * P_v)] - [A * C_{pv} + A * CF * P_{va}] \quad (6.8)$$

Avec

A_p = Facteur d'actualisation

Y_f = Production final du système (kWh/kWc)

P_a = Prix d'achat de l'énergie du réseau

u = Fraction de l'énergie produite et vendue au réseau

P_v = Prix de vente de l'énergie du réseau

A = Taille du générateur

C_{pv} = Prix du wc module installé

CF = Facteur d'adaptation taille du générateur et de l'onduleur (1,2)

P_{va} = Prix du VA onduleur installé

$$A_p = \frac{g_m}{1 - (1 + g_m)^{-N}}$$

Avec N = durée de vie de l'installation.

En calculant les valeurs suivants :

Rd	N	A_p	P_{vp}	P_{wc}	CF	P_{va}	Ci	Y_f	P_p
0.06	20	0.0872	1297920	10	1.2	0.125	19209216	2411.57	1.91948

On en déduit la valeur actualisée net par (6.8) :

A_p	Y_f	P_a	u	$1-u$	P_v	A	C_{pv}	CF	P_{va}	VAN
0.08718	2411.57	0.79333	0.85	0.15	0.1783	1297920	10	1.2	0.125	-19155183.3

La VAN étant négative, par conséquent le projet n'est pas rentable en considérant une durée de vie de vingt ans.

Mais néanmoins ce système réduire considérablement le coût d'exploitation en diminuant la consommation de l'énergie venant du réseau.

On peut noter aussi que le coût de l'investissement est énorme à cause de la prise en charge par le solaire de la climatisation et des forces motrices (figure 6.1 et figure 6.2).

L'étude d'un telle projet ne doit pas se limité à la calcul de la VAN. Pour pouvoir décider sur un telle projet il faut tenir compte de la situation économique du pays. En effet, selon qu'il y a Récession, Stagnation ou Croissance, la durée d'amortissement peut soit augmenter soit diminuer. D'autre part la relation entre le prix d'achat de l'électricité et son prix de vente est aussi déterminant [1].

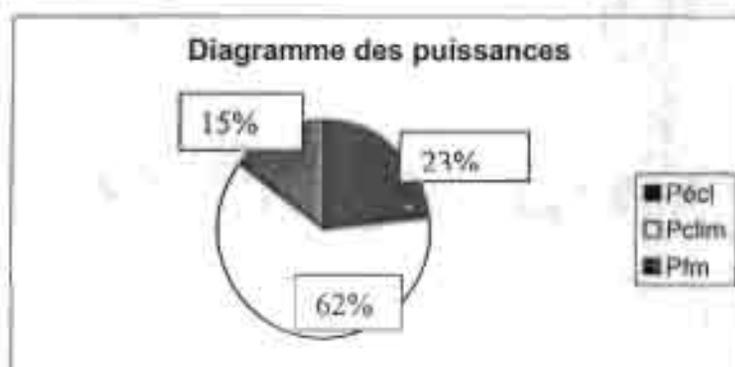


Figure 6.1 : Proportion de la puissance appelée les différents types de réceptifs

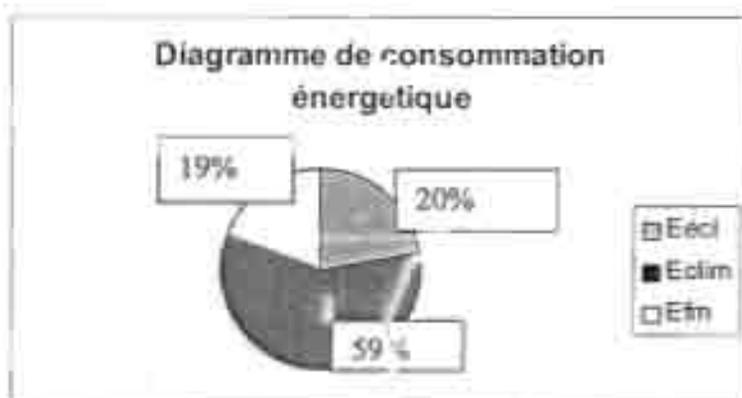


Figure 6.2 : Proportion de la consommation d'énergie des différentes réceptifs

Avec :

$P_{\text{écl}}$ = puissance des appareils d'éclairage et audio visuel,

P_{clim} = Puissance nécessaire pour la climatisation,

P_{fm} = Puissance nécessaire pour le fonctionnement des forces motrices.

En plus de l'étude économique, d'un projet d'énergie renouvelable doit comprendre une étude environnementale car de telles projets ont un impact positif sur l'environnement.

VII Etude environnementale

Considéré du point de vue économique les projets d'énergie photovoltaïque ne sont pas toujours compétitive avec les solutions classique d'électrification. Mais du point de vue environnement , le photovoltaïque n'a qu'un impact positif.

En effet, l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque n'induit pas de « coût d'entretien » de l'environnement car :

- Pas de dégagement de gaz nocifs tels que le CO₂, NO_x, Sox donc ne contribue pas à l'augmentation de l'effet de serre ou les pluies acides.
- Pas de coûts de sécurité pour la protection des installations comme c'est le cas des puits de pétrole ou des centrales nucléaires.

Il y a lieu de citer d'autres paramètres qualitatifs tout aussi importants que ceux précédents liés surtout au confort de l'utilisation.

- Indépendance du système
- Pas de bruits
- Peu de maintenance (coût d'opération négligeable)
- Pas de problème de transport

Vue l'importance de telles paramètres, on voit bien que pour décider d'un projet d'énergie renouvelable il faut tenir compte de la règles de décision suivante :

En considérant deux projets différents P1 et P2

P1 est préféré à P2 si $\frac{VAN1}{GES_{red.}} > \frac{VAN2}{GES_{red.}}$

Avec :

$$GES = PC^a \frac{Co}{r+a}$$

Où

Pc = prix de référence du carbone évité

t = taux d'actualisation

a = taux d'altération du carbone dans l'atmosphère

Co = réduction sur un an

GES_{red.} = Gaz à Effet de Serre réduit

En actualisant on obtient :

$$GES = PC * \sum_{t=1}^{Te} \frac{Ct}{(1+r)^t}$$

Ct = émission carbone en tonne

Te = période de réduction

VIII Conclusion et Recommandations

Comme nous pouvons le constater avec les résultats de l'analyse économique, le système photovoltaïque a un coût d'investissement énorme.

Bien qu'ayant un coût d'exploitation ou de maintenance négligeable par rapport à l'investissement, la durée d'amortissement reste important.

Pour réduire le coût d'investissement dans un projet photovoltaïque, il faut rejeter les applications thermiques de l'électricité (chauffage, cuisson, climatisation) ainsi que les forces motrices de grandes puissances ayant un temps de fonctionnement plus ou moins long.

En effet, bien que la technologie de conversion du rayonnement solaire en énergie électrique soit maîtrisée, le rendement des panneaux photovoltaïques demeure faible et dépasse à peine 15.5% dans les conditions standards de test.

Ainsi, pour qu'une installation photovoltaïque connectée au réseau soit rentable il faut dimensionner le générateur pour l'électricité spécifique tel que l'éclairage, l'information (audio, TV, Vidéo), et les forces motrices de faibles puissances ayant un temps de fonctionnement limité.

Il faut aussi dans le cadre de ces projets faire une évaluation qualitative mais aussi quantitative de l'impact environnemental en déterminant les coûts évités.

Bien que dessiné à interchanger de l'énergie avec le réseau, les systèmes raccordés ne peuvent vendre, du fait de l'importance des coûts d'investissement, le kwh au même prix que le réseau.

Ainsi, dans l'optique d'inciter l'utilisateur des énergies non polluantes et permettre une diversification énergétique, les autorités politiques doivent donner des subventions permettant au concessionnaire d'énergie d'acheter l'énergie à un prix double ou triple comme dans les pays industrialisés.

Bibliographie

[1] PVSIZING : une méthode simple pour dimensionner les installations PV

S.LABED, centre de développement des Energies Renouvelables Algerie

[2] CEME' 97 congrès sur l'Energie Renouvelables, la maitre de l'énergie et l'environnement

Biskra 3 au 5 Nov.1997

[3] Photopiles solaires

De la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés.

Alain Ricaud (1995)

[4] Installations photovoltaïques dans l'habitat isolé

Théodore Fogelman/ Regis montloin

[5] Electrification Rurale Décentralisée

Une chance pour les hommes, des techniques pour la planète.

Christophe de Gouvello & Yves Maigne

[6] Les systèmes photovoltaïques

Documents pédagogiques

Transénergie

[7] Memotech

Electrotechnique

R.Bourgeois & D.Cogniel

[8] CD bp solar

[9] Notes de cours d'installation électrique

[10]Techniques de l'ingénieur

Annexe 1

Caractéristiques du site

Annexe 1.1

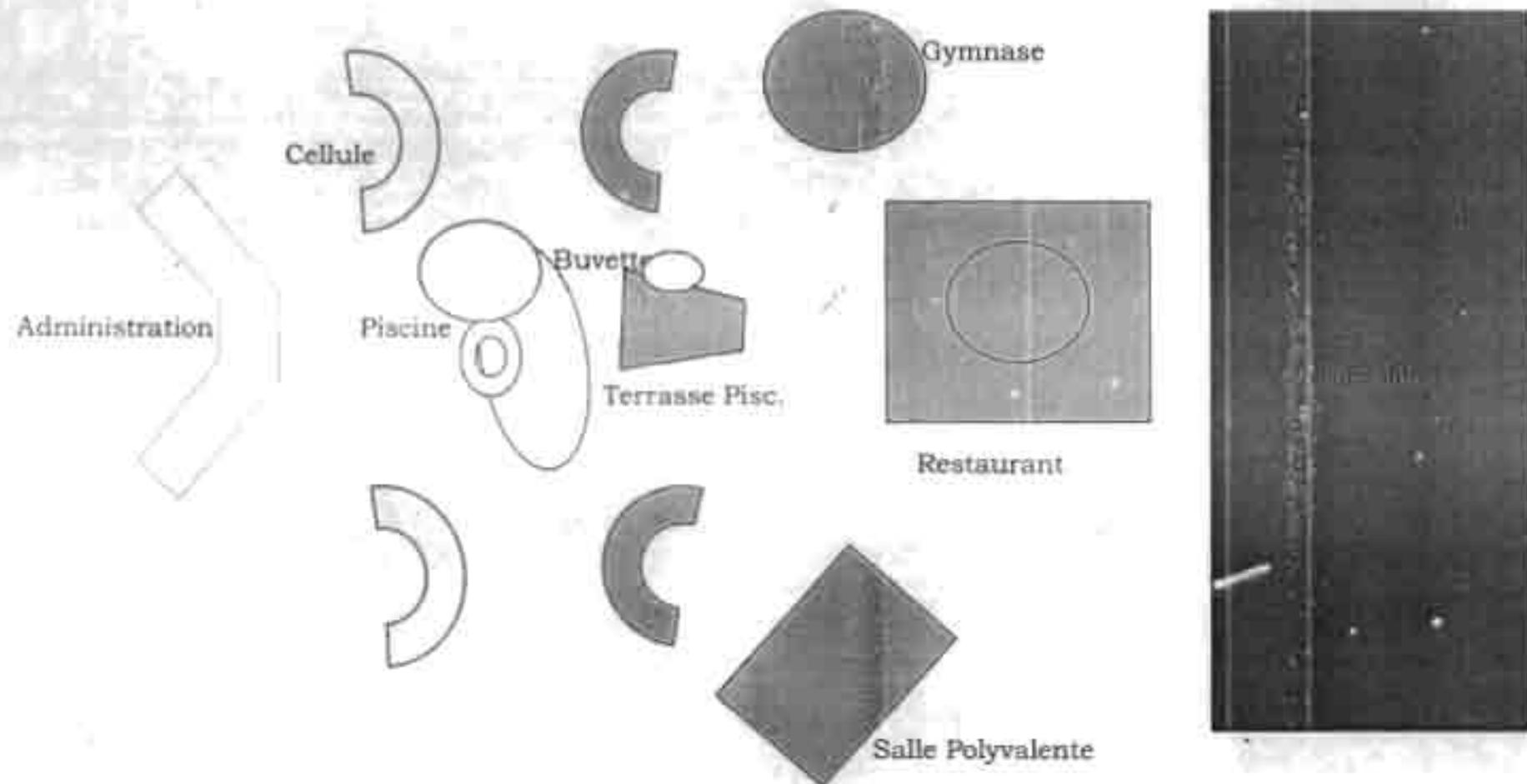
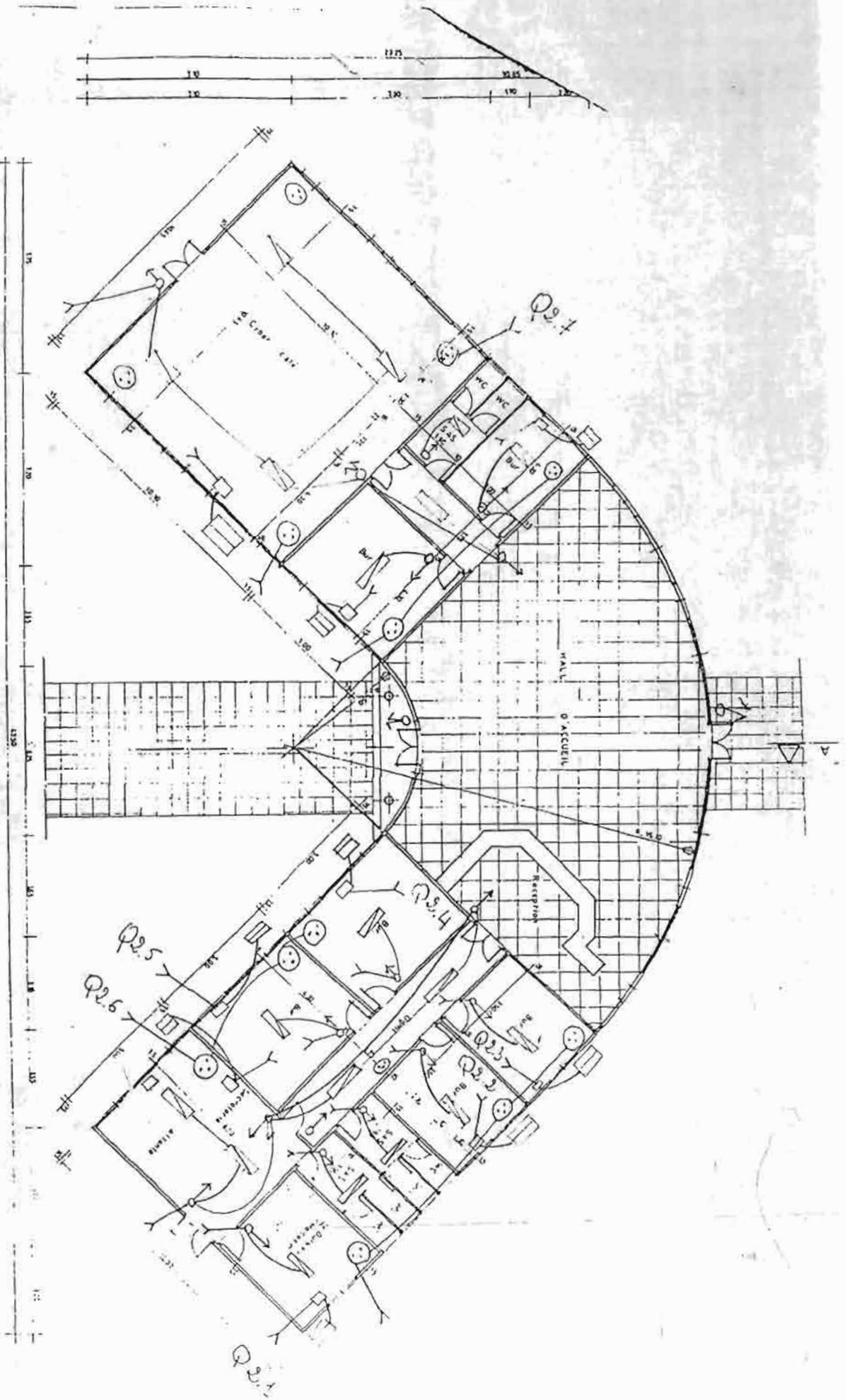


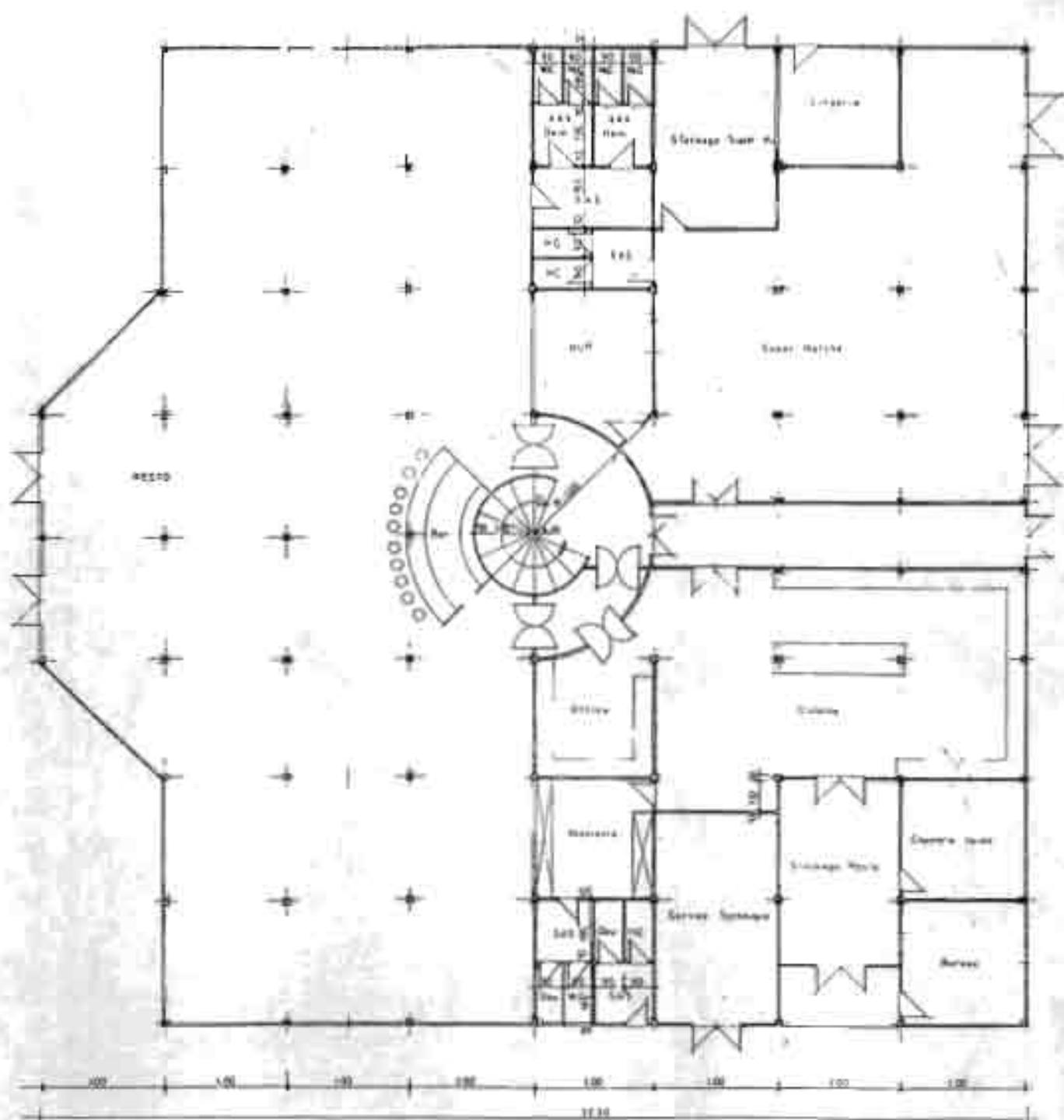
Figure I.2 : schéma de disposition des différents bâtiments

VUE EN PLAN ADMINISTRATION Ech 1/100




 Architect's signature and stamp area.

10h 00:00:00
 Email: archi@3m.com



PLAN R.O.C Ech 1/100

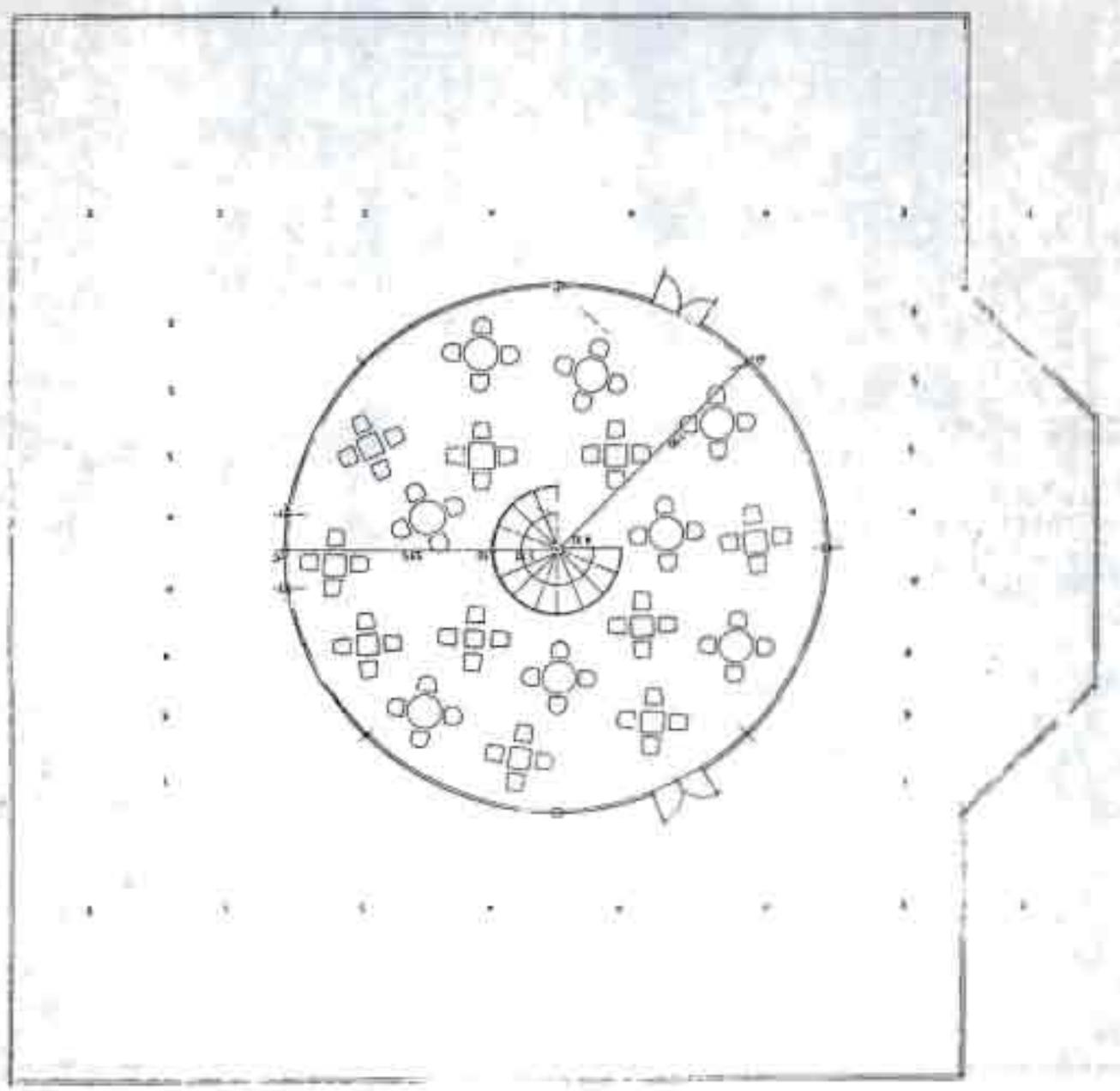
RESTAURANT

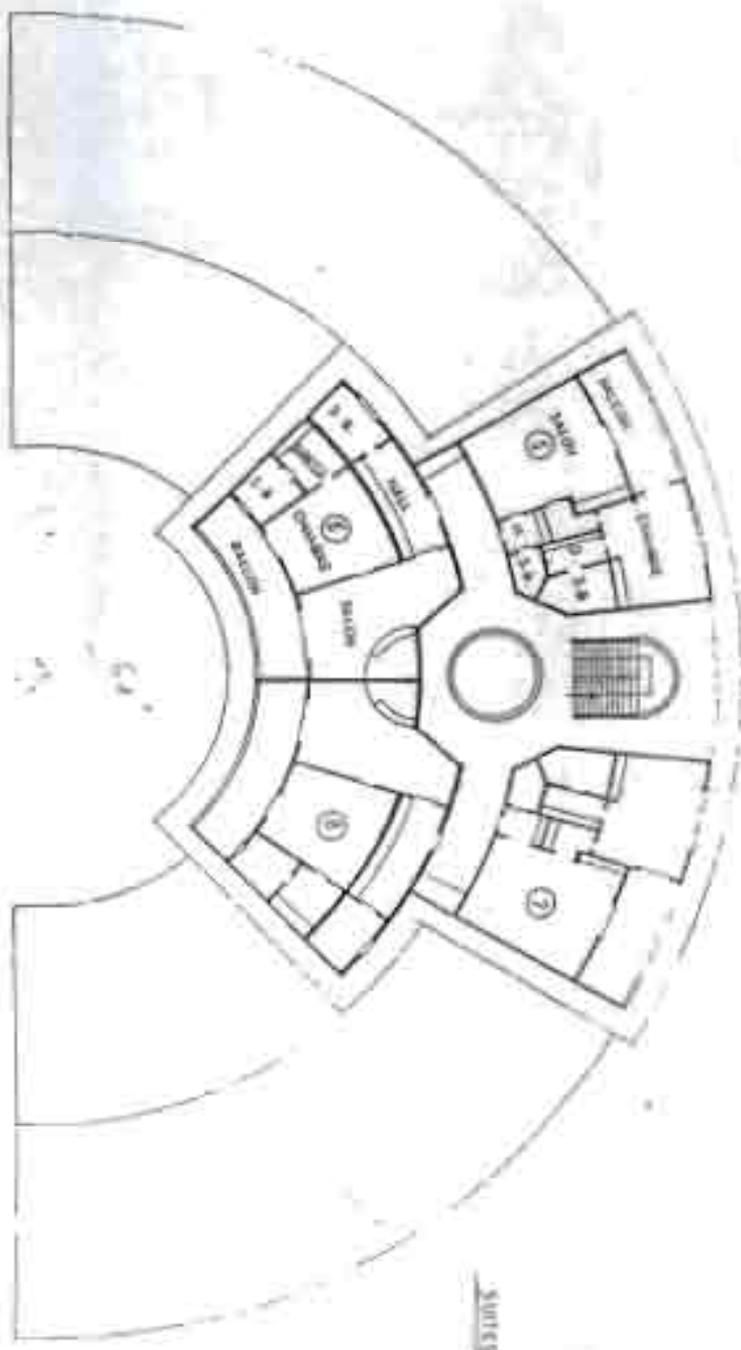

ARCHI 3 D
 Cabinet d'Architecture et
 d'Aménagement Urbain
 Tél: 024 75 23 45 / 33 77 17
 Email: ...

Handwritten signature and notes in the top right corner of the page.

RESTAURANT

PLAN ETAGE TERRASSE EPHILIOU

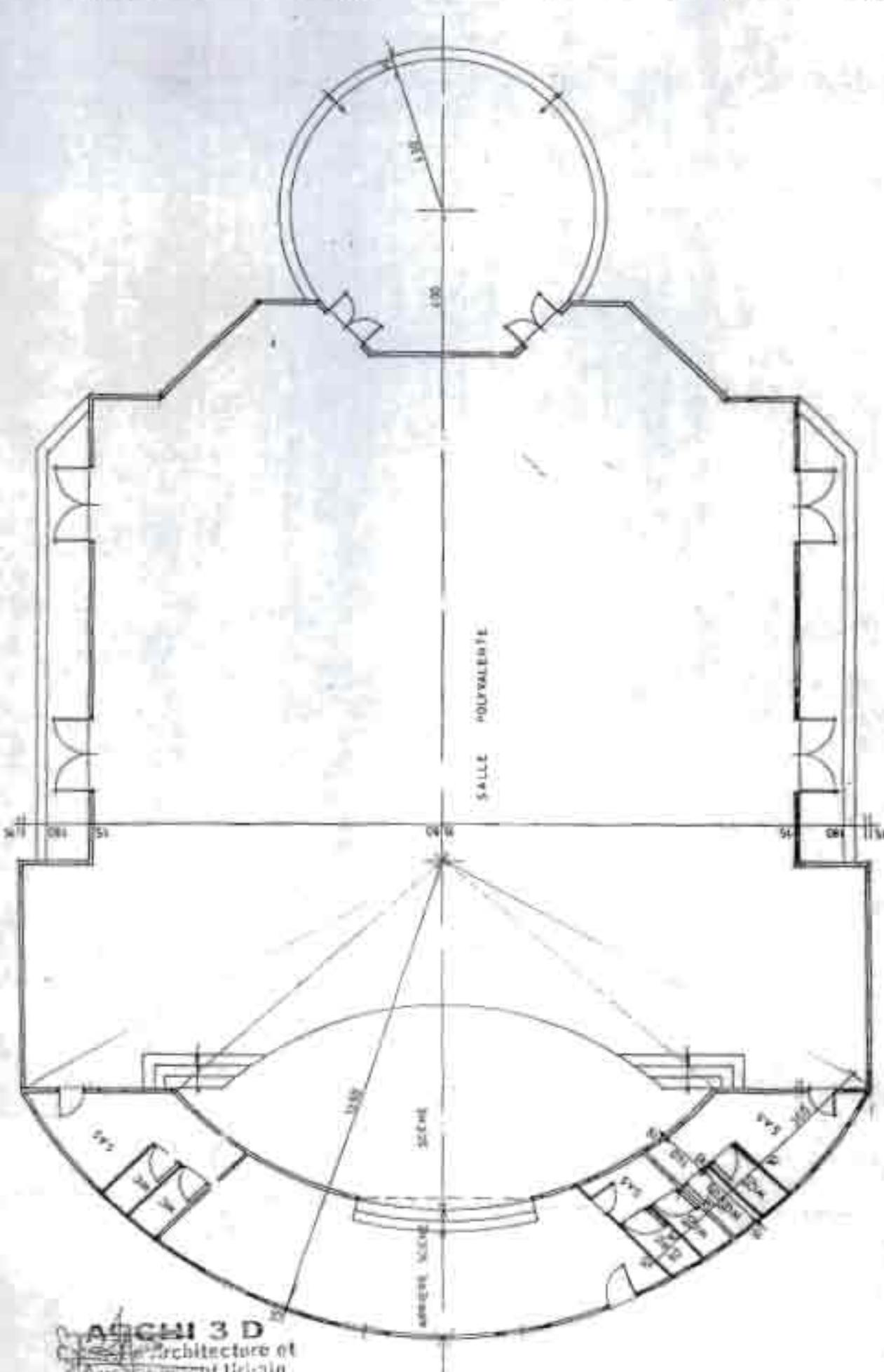




PLAN ETAGE CELLULE ECH 1 / 200

SOURCE : S. O. S. S. S.

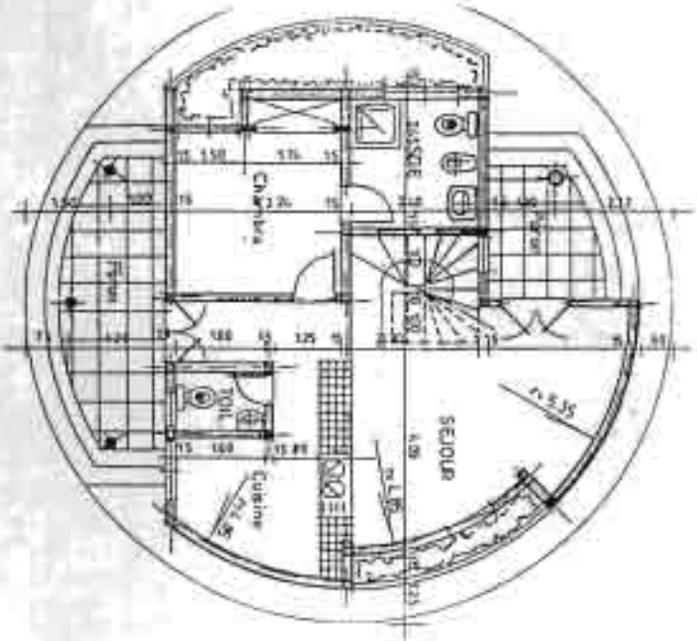
[Handwritten signature]
 Architect
 10, rue de la Paix
 1000 Bruxelles



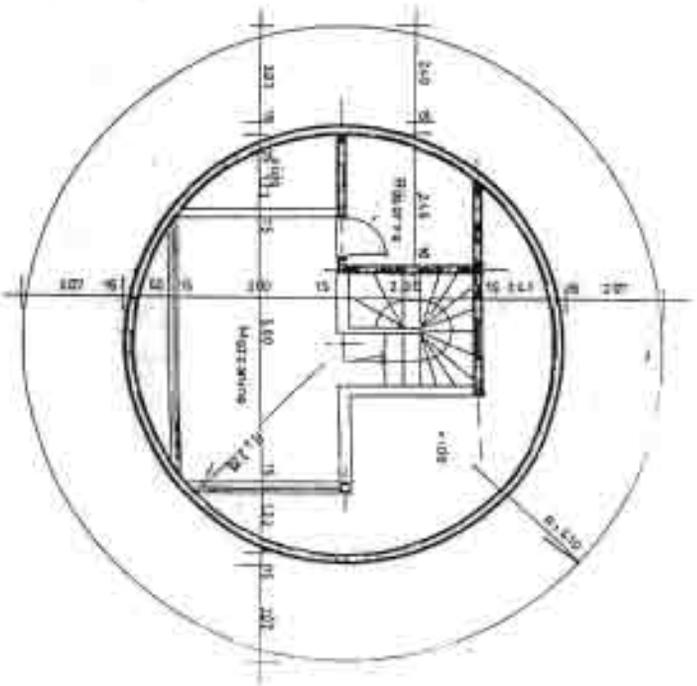
26.31

PLAN SALLE POLYVALENTE ECH:1/100

Type B:

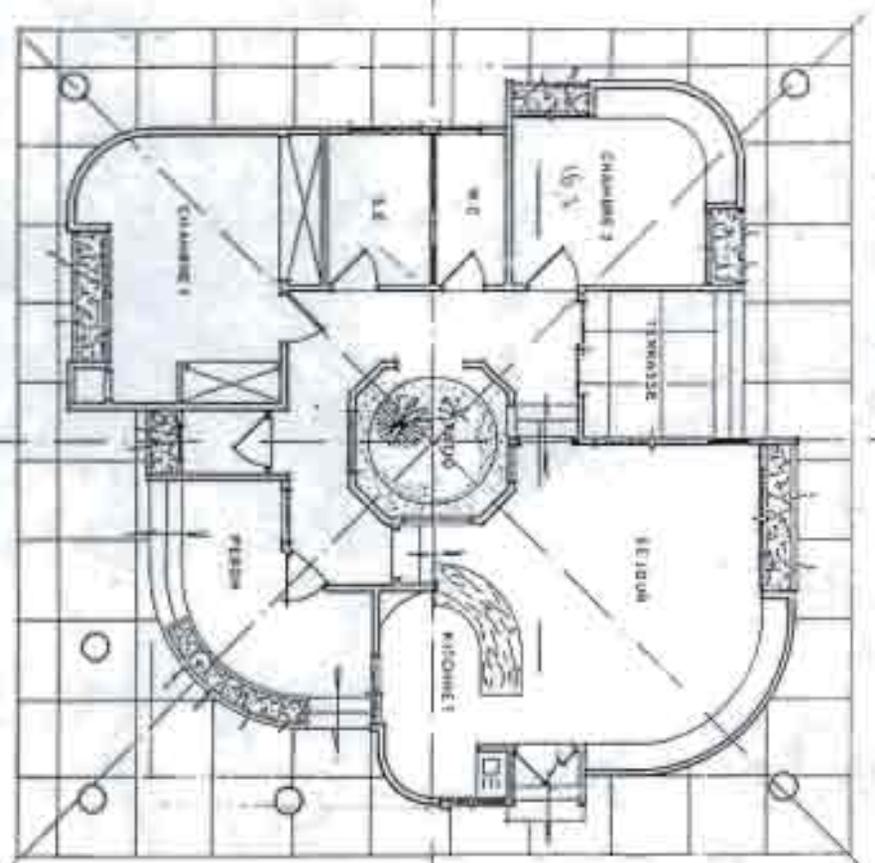
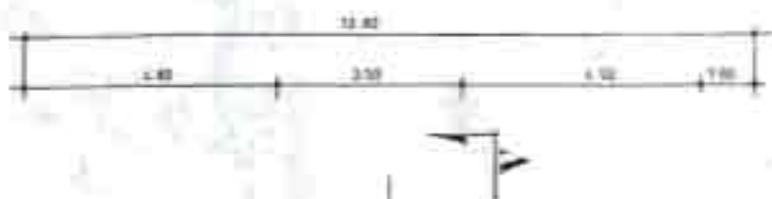


PLAN RDC ECH : 1 / 100




 Architect
 1011 022 53 33 33
 1011 022 53 33 33

COMPLES ECH : 1 / 100



PLAN RESIDENCE TYPE R3B Ech:1/100



PLAN DE 'COURONNE'
Ech:1/100

Handwritten signature and date: 10-2-2011

Annexe 1.2 :

Equipements prévus

Administration	Niveaux d'éclairage requis (lux= lm/m^2)	Appareils électriques ou à gaz
<ul style="list-style-type: none">• Hall d'accueil	333	1 PC
<ul style="list-style-type: none">• réception	777	2PC, 1 PABX (std. téléph.)
<ul style="list-style-type: none">• Bureaux y compr. secrét.	555	1 PC et 1 impr. / bureau
<ul style="list-style-type: none">• Bureau médecin	555	1PC et 1 frigo vaccins
<ul style="list-style-type: none">• Salle d'attente infirmerie	222	
<ul style="list-style-type: none">• Cyber	777	20 PC, 1 photoc., 2 imp, 1 scan.
<ul style="list-style-type: none">• Dégagement	333	
<ul style="list-style-type: none">• toilettes	222	
Cellule		
<ul style="list-style-type: none">• Chambre, salon	444	1 TV, 1 petit frigo (suite seul)
<ul style="list-style-type: none">• balcon	222	
<ul style="list-style-type: none">• Dégagement	333	
<ul style="list-style-type: none">• toilettes	222	
Bâtiment Restaurant		
<ul style="list-style-type: none">• salle RDC au bar	333	-machine à café XL. Basic 2 groupes ((4050 W - 400V triphasé) - frigo (800W) -micro onde (1470W - 230V)
<ul style="list-style-type: none">• salle couverte terrasse	333	1 micro onde
<ul style="list-style-type: none">• office	444	2 micro ondes (3200W -230V chac.) 2 Chauffe plat de service (400W-220V chac.)
<ul style="list-style-type: none">• cuisine	777	Voir liste au tableau suivant
<ul style="list-style-type: none">• vestiaire	222	
<ul style="list-style-type: none">• service technique	555	
<ul style="list-style-type: none">• stockage resto	222	
<ul style="list-style-type: none">• chambre froide	222	(5x5x2,5)m3 positive (5x5x2,5)m3 négative
<ul style="list-style-type: none">• bureau	555	
<ul style="list-style-type: none">• cage d'escalier	444	
<ul style="list-style-type: none">• supermarché	444	Vitrine réfrigérée 3kW, 1PC
<ul style="list-style-type: none">• stockage superm.	222	Chambre (2x2x2,5) m3 positive
<ul style="list-style-type: none">• lingerie	222	
<ul style="list-style-type: none">• bureaux superm.	555	1 PC
<ul style="list-style-type: none">• toilettes	222	
Salle polyvalente		
<ul style="list-style-type: none">• salle commune	555	8 PC
<ul style="list-style-type: none">• scène	777	
<ul style="list-style-type: none">• toilettes	222	

Salle de gym & muscul.

• vestiaire	222
• salle de sport	222
• toilettes	222

Villa R2A

• séjour	444	1 TV, 1 PC, 1 magnétophone, 1 HIFI
• chambre	444	
• toilettes	222	
• kitchenette	555	1 cuisinière à gaz 13,2 kW, 1 frigo 2,5kW
• terrasses	55	

Villa R2B

• séjour	444	1 TV, 1 PC, 1 magnétophone, 1 HIFI
• chambre	444	
• cuisine	555	1 cuisinière à gaz 13,2 kW, 1 frigo 2,5kW
• toilettes	222	
• cage d'escalier	333	
• perron	55	

Villa R3B

• séjour	444	1 TV, 1 PC, 1 magnétophone, 1 HIFI
• chambre 1	444	
• chambre 2	444	
• kitchenette	555	1 cuisinière à gaz 13,2 kW, 1 frigo 2,5kW
• toilettes	222	
• dégagement	333	
• terrasse, perron	55	

Villa R4

• séjour	444	1 TV, 1 PC, 1 magnétophone, 1 HIFI
• chambre 1	444	
• chambre 2	444	
• chambre 3	444	
• kitchenette	555	1 cuisinière à gaz 13,2 kW, 1 frigo 2,5kW
• toilettes	222	
• dressing	222	
• dégagement	333	
• terrasse	55	

Equipements cuisine Restaurant

Appareils électro	Puissance	quantité
Batteur mélangeur robot chef 25	750W – triphasé 400V	2
Combiné cutter coupe-légumes R502 à éjection	1,2 CV – monophasé 220 V	2
Eplucheuse T5S	700 W - monophasé 220 V	2
Coupe-pain électrique TP180	300W - monophasé 230 V	2
Mixer MP 550	600W – 230V	2
Trancheur OS 250	400W – 230V	2
Hachoir viande	4/5 CV – 230V	2
Centrifugeuse Juice master	500W – 230V	2
Presse agrumes	150W – 220V	5
Balance culinaire BX50	220V	2
Balance compacte (pâtisserie)	220V	2
Grill charcoal ST280-18B	13kW gaz	2
Friteuse à gaz SR42G	26 kW gaz	2
Fourneau double service 1400 GAZ FX 3022-21	5,5kW gaz	3
Marmite basculante Metos viking 60L	10,5kW gaz	2
Lave-vaisselle à capot DV 80 TA	5 kw	1

Annexes 1.3

Le tableau suivant donne la demande approximative en watts-heures pour des appareils domestiques d'usage courant.

APPAREILS	Wh	APPAREILS	Wh	APPAREILS	Wh
Lumière incandescente	15 à 100	Ordinateur	100 à 300	Cafetière	600 à 800
Ventilateur de plafond (cc)	25	Fluorescents	7 à 80	Imprimante laser	400 à 600
Pompe à eau (c.c.)	120	Pompe de puits (c.a.)	1 400	Radio (c.c.)	5
Appareil stéréo (c.a.)	10 à 30	Grille-pain	1 000	Ventilateur de fournaise	300
Téléviseur (20")	75	Téléviseur (30")	125	Réfrigérateur	250 à 500
Appareil vidéo	20	Micro-ondes	800	Congélateur (10 pi. ²)	300
Chargeur de cellulaire	20	Séchoir à cheveux	800	Perceuse	300
Scie circulaire	1 000	Lave-vaisselle	1 200 à 1 500	Laveuse	500
Rasoir	15	Dactylographe	80 à 200	Radio-réveil	1
Émetteur bande publique	5	Horloge électrique	3	Mélangeur	300
Fer à repasser	1 000	Ventilateur de table	10-25	Couverture électrique	200

Annexe 1.4 : Calcul des charges

Estimation des puissances consommées														
Bâtiment administratif														
Utilisation	Qté	PU	EcL	CP	Plnst.	Cu	Pom ax.	FS1	Pa1	FS2	Pa2	FS3	PaL	Ejour
Bureau médecin														
PC	1	0.2			0.2	1	0.2	1	0.2	0.6	0.12	0.9	0.109	0.864
frigo vaccin	1	0.54			0.54	1	0.54	1	0.5	0.6	0.324	0.9	0.292	6.9964
Eclairage			555	0.2	1.07	1	1.07	1	1.1	0.6	0.644	0.9	0.58	2.31968
Climatisation (1kW/50m ³)					1.28	1	1.28	1	1.3	0.6	0.766	0.9	0.69	5.51707
Bureau n°1														
PC	1	0.2			0.2	1	0.2	1	0.2	0.6	0.12	0.9	0.108	0.864
Imprimante	1	0.08			0.08	1	0.08	1	0.1	0.6	0.048	0.9	0.043	0.0216
Eclairage			555	0.2	1.07	1	1.07	1	1.1	0.6	0.644	0.9	0.58	2.31968
Climatisation (1kW/50m ³)					1.42	1	1.42	1	1.4	0.6	0.851	0.9	0.766	3.06504
Bureau n°2														
PC	1	0.2			0.2	1	0.2	1	0.2	0.6	0.12	0.9	0.108	0.864
Eclairage			555	0.2	1.19	1	1.19	1	1.2	0.6	0.716	0.9	0.644	2.57742
Imprimante	1	0.08			0.08	1	0.08	1	0.1	0.6	0.048	0.9	0.043	0.0216
Climatisation (1kW/50m ³)					1.42	1	1.42	1	1.4	0.6	0.851	0.9	0.766	3.06504
Bureau n°3														
PC	1	0.2			0.2	1	0.2	1	0.2	0.6	0.12	0.9	0.108	0.864
Eclairage			555	0.2	0.84	1	0.84	1	0.8	0.6	0.501	0.9	0.451	1.80419
Imprimante	1	0.08			0.08	1	0.08	1	0.1	0.6	0.048	0.9	0.043	0.0216
Climatisation (1kW/50m ³)					0.99	1	0.99	1	1	0.6	0.596	0.9	0.536	2.14553
Bureau n°4														
PC	1	0.2			0.2	1	0.2	1	0.2	0.6	0.12	0.9	0.108	0.864
Eclairage			555	0.2	0.84	1	0.84	1	0.8	0.6	0.501	0.9	0.451	1.80419
Imprimante	1	0.08			0.08	1	0.08	1	0.1	0.6	0.048	0.9	0.043	0.0216
Climatisation (1kW/50m ³)					0.99	1	0.99	1	1	0.6	0.596	0.9	0.536	2.14553
Bureau n°5														
PC	1	0.2			0.2	1	0.2	1	0.2	0.6	0.12	0.9	0.108	0.864
Eclairage			555	0.2	1.19	1	1.19	1	1.2	0.6	0.716	0.9	0.644	2.57742
Imprimante	1	0.08			0.08	1	0.08	1	0.1	0.6	0.048	0.9	0.043	0.0216
Climatisation (1kW/50m ³)					1.42	1	1.42	1	1.4	0.6	0.851	0.9	0.766	3.06504
Bureau n°6														
PC	1	0.2			0.2	1	0.2	1	0.2	0.6	0.12	0.9	0.108	0.864
Eclairage			555	0.2	0.72	1	0.72	1	0.7	0.6	0.43	0.9	0.387	1.54649
Imprimante	1	0.08			0.08	1	0.08	1	0.1	0.6	0.048	0.9	0.043	0.0216
Climatisation (1kW/50m ³)					0.85	1	0.85	1	0.9	0.6	0.511	0.9	0.46	1.82902
Secretariat, attente														
PC	1	0.2			0.2	1	0.2	1	0.2	0.6	0.12	0.9	0.108	0.864
Eclairage			555	0.2	1.72	1	1.72	1	1.7	0.6	1.022	0.9	0.929	3.71628
Imprimante	1	0.08			0.08	1	0.08	1	0.1	0.6	0.048	0.9	0.043	0.0216
Climatisation (1kW/50m ³)					2.05	1	2.05	1	2	0.6	1.228	0.9	1.103	4.41936
Cyber café														

Estimation des puissances consommées														
Restaurant														
Utilisation	Qté	PU	Ecl.	CP	Pinst.	Cu	Pum ax.	FS1	Fu1	FS2	Fu2	FS3	Fu3	Ejour
RDC														
Resto bar														
Machine à café XL Basic 2 groupes (400V triphasé)	1				4.05	1	3.04	0.7	2.1	0.8	1.701	0.9	1.531	0.38273
Frigo	1				0.8	1	0.6	0.7	0.4	0.8	0.336	0.9	0.302	7.2576
Micro onde (230V)	1				1.47	1	1.1	0.7	0.8	0.8	0.617	0.9	0.556	0.13892
Eclairage			333	0.2	11.5	1	11.5	1	11	0.8	9.181	0.9	8.262	10.5266
Climatisation (1kW/50m ²)					32.2	1	32.2	1	32	0.8	25.73	0.9	23.16	46.3209
Bureau resto														
Eclairage			555	0.2	0.89	1	0.89	1	0.9	0.8	0.71	0.9	0.639	1.27872
Bureau Supermarché														
PC	1	0.2			0.2	1	0.2	1	0.2	0.8	0.16	0.9	0.144	1.152
Eclairage			555	0.2	0.89	1	0.89	1	0.9	0.8	0.71	0.9	0.639	1.27872
Office														
Micro onde (230V)	2				6.4	1	4.8	0.7	3.4	0.8	2.688	0.9	2.419	0.6048
Chauffe pint de service (220V)	2				0.8	1	0.6	0.7	0.4	0.8	0.336	0.9	0.302	0.6756
Eclairage (25 W/m ²)			444	0.2	0.71	1	0.71	1	0.7	0.8	0.568	0.9	0.511	1.02298
Climatisation (1kW/50m ²)					1.12	1	1.12	1	1.1	0.8	0.896	0.9	0.806	0.2016

Vestiaire														
Eclairage			222	0.2	0.36	1	0.36	1	0.4	0.8	0.284	0.9	0.296	0.25574
Lingerie														
Eclairage			222	0.2	0.36	1	0.36	1	0.4	0.8	0.284	0.9	0.296	0.06394
Service technique														
Eclairage			555	0.2	1.32	1	1.32	1	1.3	0.8	1.055	0.9	0.949	3.7978
Stockage super marche						1								
Eclairage			222	0.2	0.47	1	0.47	1	0.5	0.8	0.274	0.9	0.337	8.08416
Stockage Resto														
Eclairage			222	0.2	0.64	1	0.64	1	0.6	0.8	0.511	0.9	0.46	8.46934
Chambre froide	2	1			2	1	2	1	2	0.8	1.6	0.9	1.44	0.36
Enceinte Super marche														
Eclairage			333	0.2	0.79	1	0.79	1	0.8	0.8	0.633	0.9	0.57	2.27868
Cuisine														
Eclairage			777	0.2	5.79	1	5.79	1	5.8	0.8	4.632	0.9	4.169	8.33789
Batteur mélangeur robot chef 25(triphasé 400V)	2	0.75			1.5	1	1.13	0.7	0.8	0.8	0.63	0.9	0.567	0.14175
Eclairage			777	0.2	5.79	1	5.79	1	5.8	0.8	4.632	0.9	4.169	8.33789
Batteur mélangeur robot chef 25(triphasé 400V)	2	0.75			1.5	1	1.13	0.7	0.8	0.8	0.63	0.9	0.567	0.14175
Combiné outter coupe-légume R02 à injection (220V mono)	2	0.88			1.76	1	1.32	0.7	0.9	0.8	0.741	0.9	0.667	0.1667
Eplucheuse T55(220V mono)	2	0.7			1.4	1	1.05	0.7	0.7	0.8	0.588	0.9	0.529	0.1323
Coupe pain électrique TP180 (220V mono)	2	0.3			0.6	1	0.45	0.7	0.3	0.8	0.292	0.9	0.227	0.0567
Mixer MP 550 (220V mono)	2	0.6			1.2	1	0.9	0.7	0.6	0.8	0.584	0.9	0.454	1.1154
Trancheuse OS 520 (220V mono)	2	0.4			0.8	1	0.6	0.7	0.4	0.8	0.336	0.9	0.302	0.0756

Annexe 2

Données météorologiques et calcul de rayonnement

ANNEXE DI

Tableau de l'irradiation globale mensuelle à Dakar

Mois \ (mm)	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82
Janvier	147,8	153,6	163,2	150,6	168,2	150,5	157,5	174,6	156,7	152,5	157,0	152,6	139,3	163,5	123,0	167,8
Février	162,0	175,4	173,2	161,5	170,2	174,3	170,6	173,0	182,0	173,6	167,6	176,6	177,6	166,1	159,3	164,3
Mars	214,6	233,3	237,4	235,3	201,4	193,0	221,3	203,6	214,1	200,3	199,8	205,9	187,2	206,0	212,2	203,6
Avril	193,4	215,4	223,3	206,2	205,5	205,0	203,8	215,9	212,0	208,4	209,4	215,1	197,3	199,4	204,0	205,3
Mai	215,5	236,4	222,3	209,4	217,5	213,0	195,3	218,8	224,5	224,3	207,4	202,5	187,6	205,2	199,9	219,9
Juin	185,3	226,7	204,7	195,3	196,4	192,0	168,4	190,4	193,7	203,2	178,0	172,1	166,1	179,3	206,4	201,8
Juillet	174,2	190,8	172,9	184,6	179,5	196,0	170,0	170,3	149,2	174,2	172,5	152,0	165,3	169,0	174,1	183,9
Août	199,7	183,5	159,0	153,4	147,3	198,2	195,1	175,5	193,6	171,6	182,5	164,3	165,4	168,2	187,3	145,8
Sept.	165,0	176,6	165,2	168,1	169,3	195,8	171,2	165,6	113,8	148,5	163,2	164,6	158,3	162,7	178,4	195,2
Octobre	162,5	177,7	165,0	174,7	174,2	175,7	175,8	188,2	172,3	176,5	182,3	173,7	173,7	179,4	183,5	171,2
Novembre	163,3	174,3	174,0	164,7	151,2	194,4	195,1	154,6	157,1	166,1	164,4	136,3	158,4	156,2	163,2	164,2
Décembre	157,8	193,8	150,3	138,7	150,4	144,4	167,4	133,3	195,4	138,4	130,1	135,6	134,8	140,3	145,1	138,2
TOTUX	2061,7	2304,7	2216,5	2151,6	2431,1	2492,3	2101,5	2172,4	2116,4	2187,3	2033,3	2043,3	2049,3	2092,7	2129,7	2111,2

ANNEXE D1

Tableau de la durée moyenne d'insolation

Durée moyenne mensuelle d'insolation (heures)

Station	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Jun	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Dec
Louga	75	78	83	88	81	79	81	83	76	86	84	77
Rambry	72	76	82	83	77	71	72	70	76	79	79	72
Tamba	86	88	91	93	89	86	80	79	83	88	93	84
Poor	69	74	77	80	81	78	82	84	77	82	80	76
Ziguinchor	83	86	91	93	90	79	64	58	67	80	87	81
Linguère	79	82	88	91	88	80	87	85	82	89	87	80
Molain	80	82	88	91	88	84	87	84	83	89	86	84
Dakar - Yoff	88	76	80	88	84	78	72	78	72	80	78	71
Nioro du Rip	75	79	84	86	81	74	75	68	69	80	80	72

ANNEXE D3

Tableau de la température minimale mensuelle

Station	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Jun	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Dec
Louga	16.4	17.8	18.9	19.1	20.6	22.6	24.4	23.5	24.2	23.1	20.3	17.7
Bambey	17.3	17.9	19.0	19.5	21.0	22.9	24.3	23.8	23.5	22.5	19.4	17.3
Tainha	17.7	20.2	22.9	25.7	28.8	25.5	23.5	23.0	22.8	22.7	19.5	17.4
Pout	15.9	18.3	20.3	22.2	24.9	25.2	25.3	25.3	25.5	24.6	20.8	17.1
Ziguinchor	10.6	17.7	19.4	20.3	22.0	23.7	23.8	23.6	23.5	21.2	20.6	17.2
Caspérou	16.7	18.6	18.9	22.3	24.2	24.6	24.6	24.5	24.2	23.3	20.1	17.4
Matam	10.4	19.2	22.2	25.3	28.4	28.0	28.3	25.5	24.9	24.9	20.8	17.1
Dakar - Yoff	17.2	17.4	18.3	19.0	20.6	23.3	24.5	25.0	25.0	25.0	22.8	19.9
Nioro du Rih	15.5	17.0	19.2	20.8	22.5	23.8	23.9	23.0	23.0	22.2	18.1	14.9

3 ASPECTS ENERGETIQUES

3.1 L'atmosphère terrestre

3.1.1 Composition

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes, ce sont :

- La troposphère, entre le sol et 15 km d'altitude.
- La stratosphère entre 15 et 80 km d'altitude.
- L'ionosphère entre 80 et 200 km d'altitude.

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de :

- CO_2 (0,03%)
- Vapeur d'eau : en quantité variable caractérisé par l'épaisseur d'eau condensable qui est l'épaisseur d'eau que l'on obtiendrait en condensant toute la vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère.
- Ozone O_3 située entre 10 et 30 km d'altitude.
- Aérosols : grains de sable, poussières, fumées...

On trouve sur la figure 1.7 la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon la longueur d'onde.

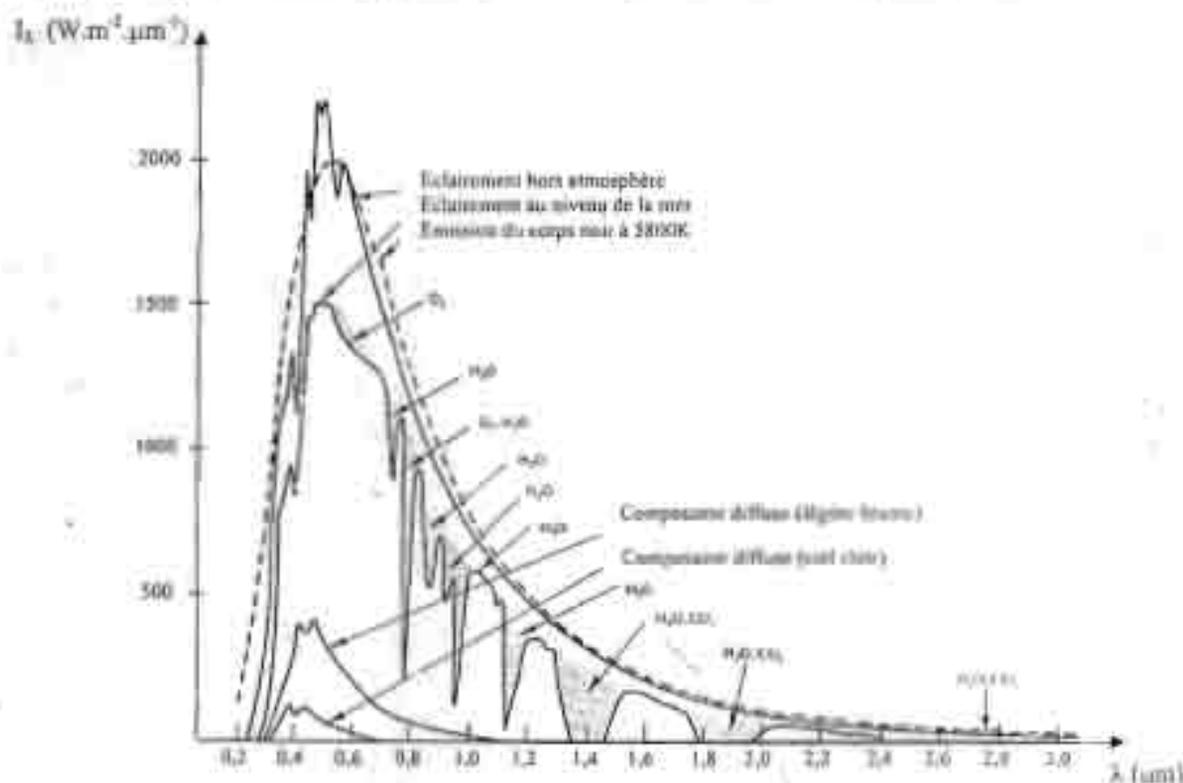


Figure 1.7 : Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre

3.1.2 Rayonnement du ciel et de l'atmosphère

Les gaz non transparents de l'atmosphère (CO_2 , O_3 , H_2O) émettent vers la Terre un rayonnement dans les principales bandes suivantes :

- vers $14,7 \mu\text{m}$ pour le CO_2
- Entre 5 et $7 \mu\text{m}$ et entre 14 et $20 \mu\text{m}$ pour la vapeur d'eau.
- Vers $9,6 \mu\text{m}$ pour O_3 .

Ainsi que le montre la figure 1.8, il s'agit d'un rayonnement émis dans les grandes longueurs d'onde ($> 3\mu\text{m}$) contrairement au rayonnement solaire émis dans des longueurs d'ondes inférieures à $3\mu\text{m}$.

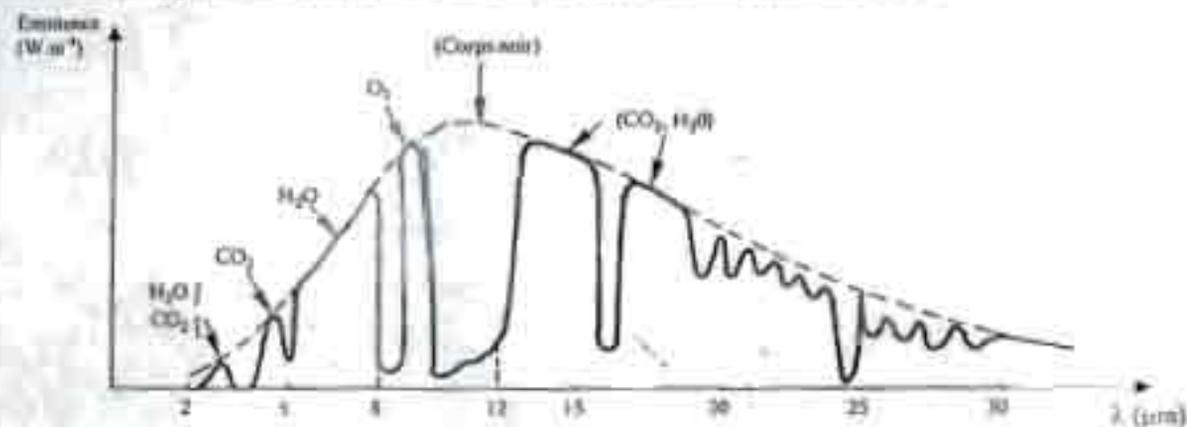


Figure 1.8 : Spectre du rayonnement atmosphérique.

Le flux W rayonné par le ciel et l'atmosphère vers la Terre peut être calculé par :

$$W = \sigma T_c^4 = \sigma \epsilon_a T_a^4 \quad (1.13)$$

Où T_c ou ϵ_a sont donnés par l'une des corrélations suivantes

$$T_c = T_a - 12 \quad (1.14)$$

$$\epsilon_a = 1 - 0,261 \exp\left[-7,77 \cdot 10^{-4} (T_a - 273)^2\right] \quad (1.15)$$

$$\epsilon_a = 0,787 + 0,764 \ln\left(\frac{T_a}{273}\right) \quad (1.16)$$

Où : T_a Température de rosée de l'air en K.
 T_c Température de l'air en K.

3.2 Rayonnement solaire au sol

3.2.1 Notations

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit :

- Le **rayonnement direct** est celui qui traverse « l'atmosphère sans subir de modifications.
- Le **rayonnement diffus** est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée.
- Le **rayonnement global** est la somme de rayonnements direct et diffus.

Les notations utilisées pour les composantes du rayonnement solaire sur une surface horizontale sont données dans le tableau 1.

Irradiation solaire Energie reçue pendant une certaine durée $W.m^{-2}.durée^1$ ou $kWh.m^{-2}.durée^1$	Directe	S	$G = S + D$
	Diffuse	D	
	Globale	G	
Éclairement solaire Flux instantané $W.m^{-2}$	Direct	S^*	$G^* = S^* + D^*$
	Diffus	D^*	
	Global	G^*	

Tableau 1 : Rayonnement solaire sur un plan horizontal ; notations utilisées.

Le rayonnement direct reçu par une surface orientée en permanence vers le Soleil et qui reçoit donc le rayonnement solaire sous une incidence normale est désigné par S . Nous désignons par :

- I l'énergie reçue (irradiation) en $W.m^{-2}.durée^1$ ou $kWh.m^{-2}.durée^1$
- I^* le flux reçu (éclairage) en $W.m^{-2}$

Nous avons la relation :

$$S^* = I^* \sin(h) \quad (1.17)$$

3.2.2 Rayonnement direct

Eclairement S^*

L'éclairement solaire direct S^* sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

- a. Par mesure de G^* et D^* , on en déduit $S^* = G^* - D^*$.
- β. A partir de la mesure des irradiances journalières globales G et diffuse D sur un plan horizontal, on en déduit $S = G - D$ et S^* par la fonction de répartition suivante :

$$S^* = \frac{\pi}{24} \left[a + b \cos(\omega) \right] \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_1)}{\sin(\omega_1) - \frac{\pi \omega_1}{180} \cos(\omega_1)} S \quad (1.18)$$

$$Où : \quad a = 0,409 + 0,502 \sin(\omega_h - 60^\circ)$$

$$b = 0,661 + 0,478 \sin(\omega_h - 60^\circ)$$

- γ. A partir de la mesure de l'irradiation journalière globale G , on évalue l'irradiation journalière diffuse D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl :

$$\begin{aligned} D &= 0,59 G & K_T &\leq 0,17 \\ D &= \left(1,188 - 2,272 K_T + 0,475 K_T^2 - 21,865 K_T^3 + 14,548 K_T^4 \right) G & 0,17 &< K_T \leq 0,75 \\ D &= (-0,34 K_T + 0,632) G & 0,75 &< K_T \leq 0,80 \\ D &= 0,2 G & K_T &\geq 0,80 \end{aligned} \quad (1.19)$$

Où :

$$K_T = \frac{G}{G_0} \quad (1.20)$$

G_0 étant l'irradiation journalière x sur un plan horizontal placé au-dessus de l'atmosphère calculable par :

$$G_0 = 3,795 \cdot 10^8 \cos(L) \cos(\delta) \left[\sin(\omega_1) - \frac{\pi \omega_1}{180} \cos(\omega_1) \right] \quad (1.21)$$

Où ω_1 est en degré et G_0 en kJ.m^{-2}

On calcule ensuite $S = G - D$ et on est ramené au cas précédent.

- b. A partir de la connaissance de la moyenne mensuelle de l'irradiation globale journalière G , on calcule l'irradiation diffuse journalière moyenne D par la correction de Collares-Pereira et Rabl :

$$D = \left[0,775 + 0,00606 (\omega_1 - 90^\circ) - \left[0,505 + 0,00455 (\omega_1 - 90^\circ) \right] \cos(115 K_T - 103) \right] G \quad (1.22)$$

Et on est ramené au cas précédent.

A partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ , on évalue G par :

$$\begin{aligned} G &= G_0 [0,29 \cos(L) + 0,52 \sigma] && \text{Zone tropicale} \\ G &= G_0 [\sqrt{2\sigma + 1} - 0,72] && \text{France} \end{aligned} \quad (1.23)$$

Et on est ramené au cas précédent.

- c. On ne dispose d'aucune mesure : on peut évaluer le rayonnement direct sur un plan perpendiculaire au rayonnement solaire par la relation :

$$I^* = 1370 \exp \left[-\frac{TL}{0,9 + 9,4 \sin(h)} \right] \quad (1.24)$$

Où TL est le facteur de trouble de Linke calculable par :

$$TL = 2,4 + 14,6 \beta + 0,4 (1 + 2\beta) \ln(p_e) \quad (1.25)$$

β est le coefficient de trouble atmosphérique que l'on peut prendre égal à :

$\beta = 0,05$ en zone rurale

$\beta = 0,1$ en zone urbaine

$\beta = 0,2$ en zone industrielle ou polluée

p_e est la pression partielle de vapeur d'eau exprimée en mmHg

On en déduit $S^* = I^* \sin(h)$

Irradiation directe journalière S

L'irradiation directe journalière S sur un plan horizontal peut être déterminée de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

- a. Par mesure directe de G et D on en déduit $S = G - D$

- b. A partir de G , on calcule D par la formule et on est ramené au cas précédent.

- c. A partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ on évalue G par la formule et on est ramené au cas précédent.

- d. Par intégration sur la journée des valeurs de $S^* = I^* \sin(h)$, I^* étant calculé par la formule (1.24).

3.2.3 Rayonnement diffus

Eclairement D^*

L'éclairement solaire diffus D^* sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

- Par mesure directe.
- A partir de la mesure de l'irradiation journalière diffuse D sur un plan horizontal, on déduit :

$$D^* = \frac{\pi}{24} \left[a + b \cos(\omega) \right] \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\sin(\omega_s) - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos(\omega_s)} D \quad (1.26)$$

- A partir de la mesure de l'irradiation globale G sur un plan horizontal, on évalue D par la formule (1.22) et on est ramené au cas précédent.
- A partir de la mesure du taux d'ensoleillement s , on évalue G par la formule (1.1) et on est ramené au cas précédent.
- Par utilisation de la corrélation suivante en l'absence de toute mesure :

$$D^* = 54,8 \sqrt{\sin(h)} \left[TL - 0,5 - \sqrt{\sin(h)} \right] \quad (1.27)$$

Où TL est le facteur de trouble de Linké calculable par la formule (1.25).

Irradiation D

L'irradiation diffuse journalière D sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

- Par mesure directe.
- A partir de la mesure de l'irradiation globale G sur un plan horizontal : on évalue D par la formule (1.22).
- A partir de la mesure du taux d'ensoleillement s , on évalue G par la formule (1.1) et on est ramené au cas précédent.
- Par intégration des valeurs de D^* données par la corrélation (1.1) en l'absence de toute donnée.

3.3 Rayonnement solaire sur un plan quelconque

3.3.1 Eclairement

Soit α la surface plane inclinée d'un angle i par rapport à l'horizontale et orientée vers une direction faisant un angle γ avec la direction Sud (γ compté positivement vers l'Ouest). Le rayonnement global $G^*(i, \gamma)$ reçu par cette surface est la somme de 3 termes :

$$G^*(i, \gamma) = S^*(i, \gamma) + D^*(i, \gamma) + R^*(i, \gamma) \quad (1.28)$$

chacun des 3 termes se calculant de la façon suivante :

Eclairement direct :

$$S^*(i, \gamma) = \frac{S^*}{\sin(h)} [\cos(h) \sin(i) \cos(\alpha - \gamma) + \sin(h) \cos(i)] \quad (1.29)$$

Eclairement diffus :

$$D^*(i, \gamma) = \frac{D^*}{2} [1 + \cos(i)] \quad (1.30)$$

Eclairement réfléchi :

$$R^*(i, \gamma) = \frac{G^*}{2} \rho [1 - \cos(i)] \quad (1.31)$$

Où ρ est le facteur de réflexion du sol vis-à-vis du rayonnement solaire, est appelé l'albedo. On trouvera ses valeurs en annexes A2.

3.4 Variations types du rayonnement

3.4.1 Annuelle

La valeur de l'irradiation globale annuelle sur un plan horizontal dépend fortement de la latitude comme le montre la carte de l'ensoleillement sur la figure 1.9.

La valeur mensuelle moyenne de l'irradiation globale sur un plan horizontal subit également des variations plus ou moins importantes au cours de l'année ainsi que l'indiquent les données du tableau 1.2.

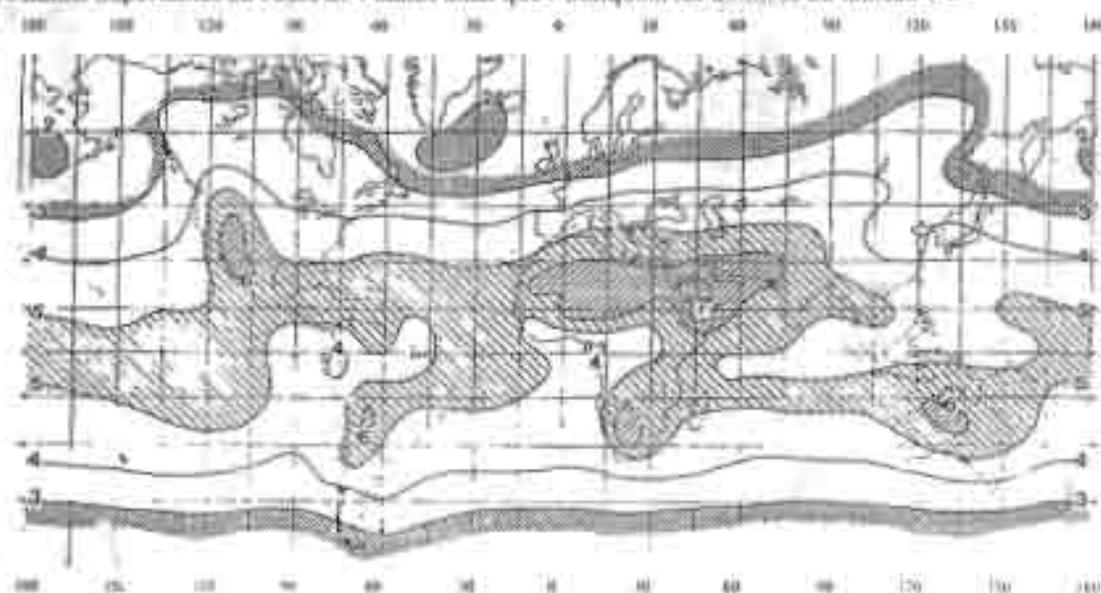


Figure 1.5 : Irradiation globale moyenne en $\text{kWh m}^{-2} \text{j}^{-1}$

Lieu	Mois											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Bamako	4,50	5,16	5,81	5,67	5,44	4,76	4,45	4,63	5,08	5,26	4,64	4,35
Dakar	5,2	5,93	6,99	7,02	6,95	6,51	5,78	5,10	5,40	5,50	5,01	4,7
Le Caire	3,36	4,40	5,83	6,76	7,2	7,58	7,43	6,96	6,13	4,86	3,58	3,06
Ouagadougou	5,61	6,36	6,28	6,31	6,72	6,06	5,31	5,47	5,94	5,83	5,75	5,19

Tableau 1.2 : Valeurs mensuelles moyennes des irradiations journalières (en $\text{kWh m}^{-2} \text{j}^{-1}$) en différents lieux.

La valeur du flux est élevée et sa valeur minimale est relativement importante en zone tropicale ce qui peut permettre d'envisager des systèmes solaires autonomes sans stockage d'énergie sur une longue période. En dehors de la zone tropicale, les écarts de la valeur de l'irradiation entre le mois le plus ensoleillé et le mois le moins ensoleillé sont importants et il faudra prévoir soit une stockage d'énergie soit une énergie d'appoint pour couvrir un besoin énergétique donné (séchage de produits, production d'eau chaude sanitaire, pompage d'eau, ...).

3.4.2 Mensuelle

En zone tropicale, l'irradiation globale journalière moyenne G sur un plan horizontal varie peu en saison sèche alors qu'elle subit des variations importantes en saison pluvieuse ainsi que le montrent les valeurs de la station de Ouagadougou dans le tableau 1.3.

Jour	11	12	13	14	15	16	17
G ($\text{kJ.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$)	9620	21430	16690	17450	9860	17820	19280

Tableau 1.3 : Valeur de G ($\text{kJ.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$) à Ouagadougou en août 1987.

Ceci pose le problème de la sécurité de fonctionnement des systèmes solaires : si l'on veut assurer une couverture complète des besoins chaque jour de l'année, il faut un système de stockage d'énergie permettant de pallier à une période de non-ensoleillement limitée à 2 jours en zone tropicale sèche. Dans les autres zones où les périodes d'ensoleillement peuvent être de plus longue durée, il faut obligatoirement utiliser une autre source d'énergie en appoint. Exemple : chauffe-eau électrosolaire où l'eau est chauffée dans un capteur solaire et par une résistance électrique si la température atteinte est insuffisante.

3.4.3 Journalière

L'éclairement solaire reçu par un capteur varie typiquement de la manière représentée sur la figure 1.10 au cours d'une journée non-perturbée : nul la nuit, il augmente dès le lever du jour pour atteindre un maximum au midi solaire avant de décroître de nouveau jusqu'à s'annuler à la tombée de la nuit.

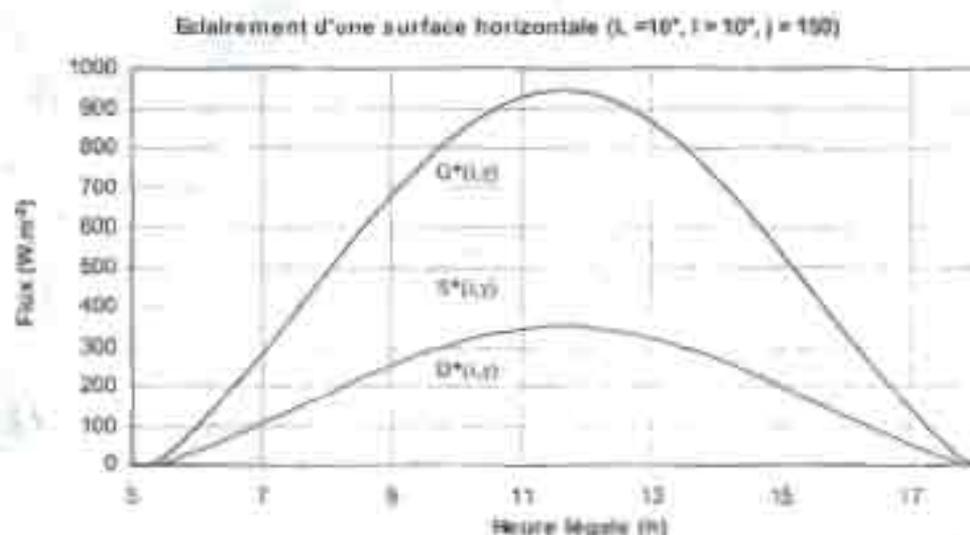


Figure 1.10 : Variation type de l'éclairement solaire sur un plan horizontal au cours d'une journée non-perturbée.

L'utilisation de l'énergie solaire est donc bien adaptée aux applications dont les besoins coïncident avec les heures d'ensoleillement maximum. Dans la plupart des cas, il existe un décalage qui nécessite un stockage pour satisfaire les besoins de la période de non-ensoleillement : ballon d'eau chaude associé à un capteur solaire pour les besoins en eau chaude au début de matinée, chauffe d'eau associé à une pompe solaire pour les besoins nocturnes en eau.

Ainsi que le montre la figure 1.8, il s'agit d'un rayonnement émis dans les grandes longueurs d'onde ($> 3 \mu\text{m}$) contrairement au rayonnement solaire émis dans des longueurs d'ondes inférieures à $3 \mu\text{m}$.

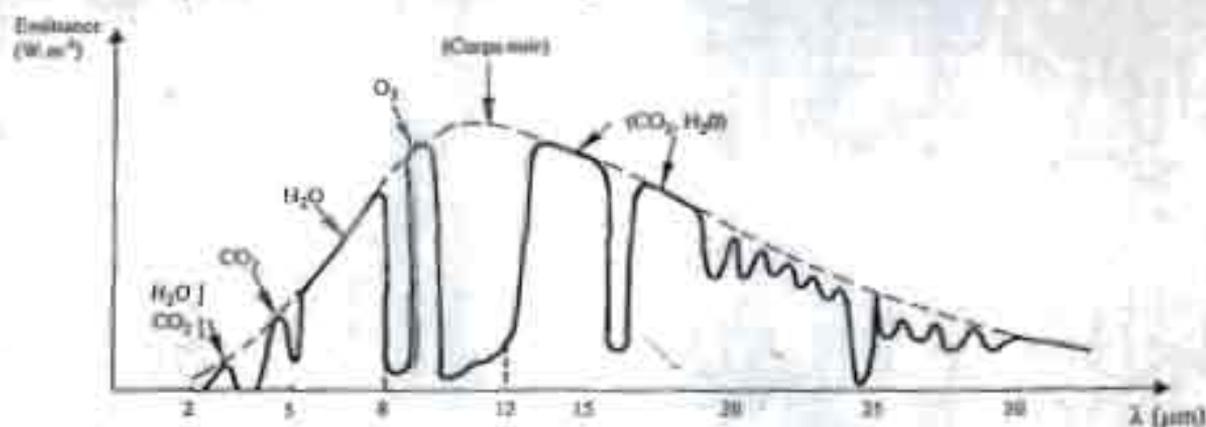


Figure 1.8 : Spectre du rayonnement atmosphérique.

Le flux W rayonné par le ciel et l'atmosphère vers la Terre peut être calculé par :

$$W = \sigma T_a^4 = \epsilon_a \sigma T_a^4 \quad (1.13)$$

Où T_a ou ϵ_a sont donnés par l'usage des «corrélations» suivantes

$$T_a = T_a - 12 \quad (1.14)$$

$$\epsilon_a = 1 - 0,261 \exp\left[-7,77 \cdot 10^{-4} (T_a - 273)^2\right] \quad (1.15)$$

$$\epsilon_a = 0,787 + 0,764 \ln\left(\frac{T_a}{273}\right) \quad (1.16)$$

Où : T_a Température de rosée de l'air en K.
 T_a Température de l'air en K.

3.2 Rayonnement solaire au sol

3.2.1 Notations

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit :

- Le **rayonnement direct** est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications.
- Le **rayonnement diffus** est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée.
- Le **rayonnement global** est la somme du rayonnement direct et diffus.

Les notations utilisées pour les composantes du rayonnement solaire sur une surface horizontale sont données dans le tableau 1.

Valeurs de l'albedo pour le rayonnement solaire global

	Albedo
TERRE (Planète)	0,20 à 0,60
SOL	
Couverture de neige fraîche	0,80 à 0,90
Couverture de neige tassée et vieillie	0,50 à 0,70
Terre cultivée nue	0,08 à 0,25
Prairie et herbages verts	0,12 à 0,25
Terre sabieuse	0,15 à 0,25
Sable clair, sec ou mouillé	0,25 à 0,45
Forêts d'arbres à feuilles caduques en été	0,10 à 0,20
Forêts d'arbres à feuillage persistant en été	0,05 à 0,15
Forêt et neige	0,25 à 0,50
Herbe et végétation sèche	0,28 à 0,33
ETENDUES D'EAU (MERS, LACS)	
Eau parfaitement calme, $h > 30^\circ$	0,06 à 0,02
Eau parfaitement calme, $h < 10^\circ$	0,35 à 0,60
Mers et océans, $h > 30^\circ$	0,02 à 0,05
Mers et océans, $h < 10^\circ$	0,02 à 0,20
Vastes surfaces glacées	0,25 à 0,40
MATERIAUX DIVERS	
Argent poli	0,94
Argent oxydé	0,50
Aluminium poli	0,97
Aluminium oxydé	0,85
Béton	0,50
Charbon	0,15
Graviers	0,25
Asphalte	0,18
Chaux blanche	0,75
Papier blanc	0,85
Peintures blanches	0,90
Peintures noires mates	0,02
Verre à vitres	0,10
Plâtre blanc sec	0,90
Filrociment	0,90
NUAGES	
Stratiformes	0,40 à 0,75
Cumuliformes	0,50 à 0,85

Annexe 3

**Caractéristiques des modules, des onduleurs et de la centrale
d'acquisition**

Les modules BP Solar : le polycristallin



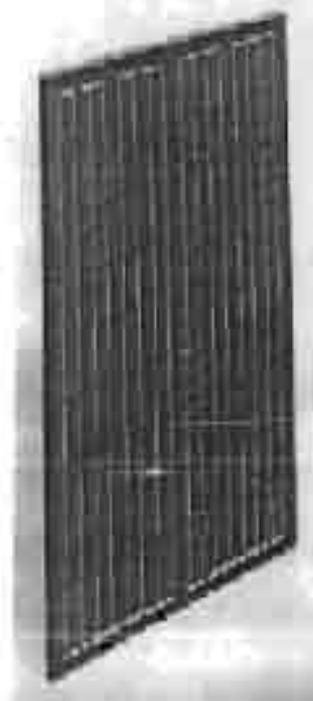
Le polycristallin

Avantages :

- Bon rendement dans sa catégorie (14.5%)
- Tolérance en puissance faible (+/- 3-5%)
- Rendement kWh/kWc : avantageux

Versions existantes :

- Avec boîte de jonction
- Avec connecteurs rapides
- Avec cadre bronze
- sans cadre





The BP 3160 photovoltaic module is designed to provide superior value and performance for general use. With time-tested multicrystalline silicon solar cells and installation-speeding polarized connectors, it provides cost-effective power for DC loads or, with an inverter, AC loads. With 72 enhanced-efficiency cells in series, it charges 24V batteries (or multiples of 24V) efficiently in virtually any climate. With 160 watts of nominal maximum power, the BP 3160 is primarily used in utility grid-supplemental systems for residences, commercial buildings, and centralized power generation. Remote applications include telecommunication systems, pumping and irrigation, cathodic protection, remote villages and homes, and land-based navigation aids.

Available versions include: BP 3160S – features the strongest frame in the industry and installation-speeding polarized connectors. BP 3160L – unframed laminate featuring installation-speeding polarized connectors.

Proven Materials and Construction

BP Solar's quarter-century of field experience shows in every aspect of BP 3160 construction and materials:

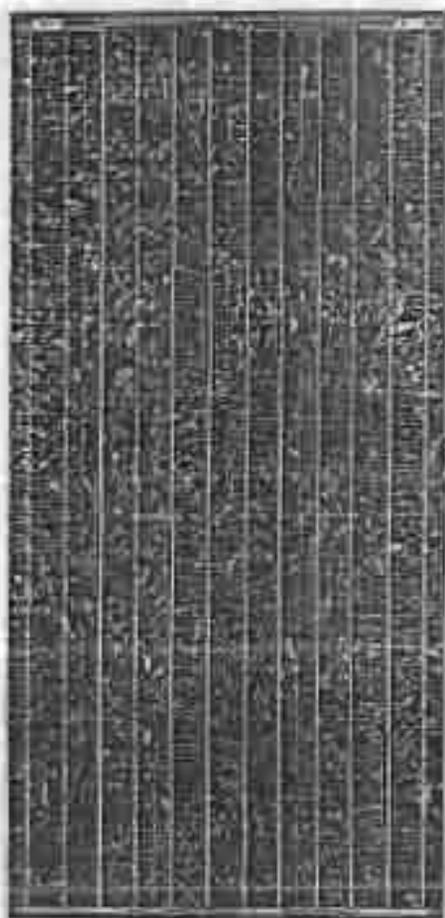
- 72 multicrystalline silicon solar cells in series, efficiency enhanced by improved cell coating;
- Polarized weatherproof DC-rated plug-and-socket connectors provide reliable low-resistance connections, eliminate wiring errors, and speed installation;
- BP 3160S frame strength exceeds requirements of certifying agencies;
- Cells are laminated between sheets of ethylene vinyl acetate (EVA) and high compressivity low-iron 3mm tempered glass.



Clear-Anodized Universal Frame

Quality and Safety

- Manufactured in ISO 9001-certified factories;
- BP 3160S is listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating);
- BP 3160S is certified by TÜV Rheinland as Class II equipment and for use in systems with voltage up to 1000 VDC;
- BP 3160S complies with the requirements of IEC 61215, including:
 - repetitive cycling between -40°C and 85°C at 85% relative humidity;
 - simulated impact of 25mm (one-inch) hail at terminal velocity;
 - 2200 VDC frame/cell string isolation test;
 - static loading, front and back, of 2400 pascals (50 psf), front loading (e.g. snow) of 5400 pascals (113 psf).



BP 3160S



DC Connectors

Limited Warranties

- Power output for 25 years;
- Freedom from defects in materials and workmanship for 3 years.

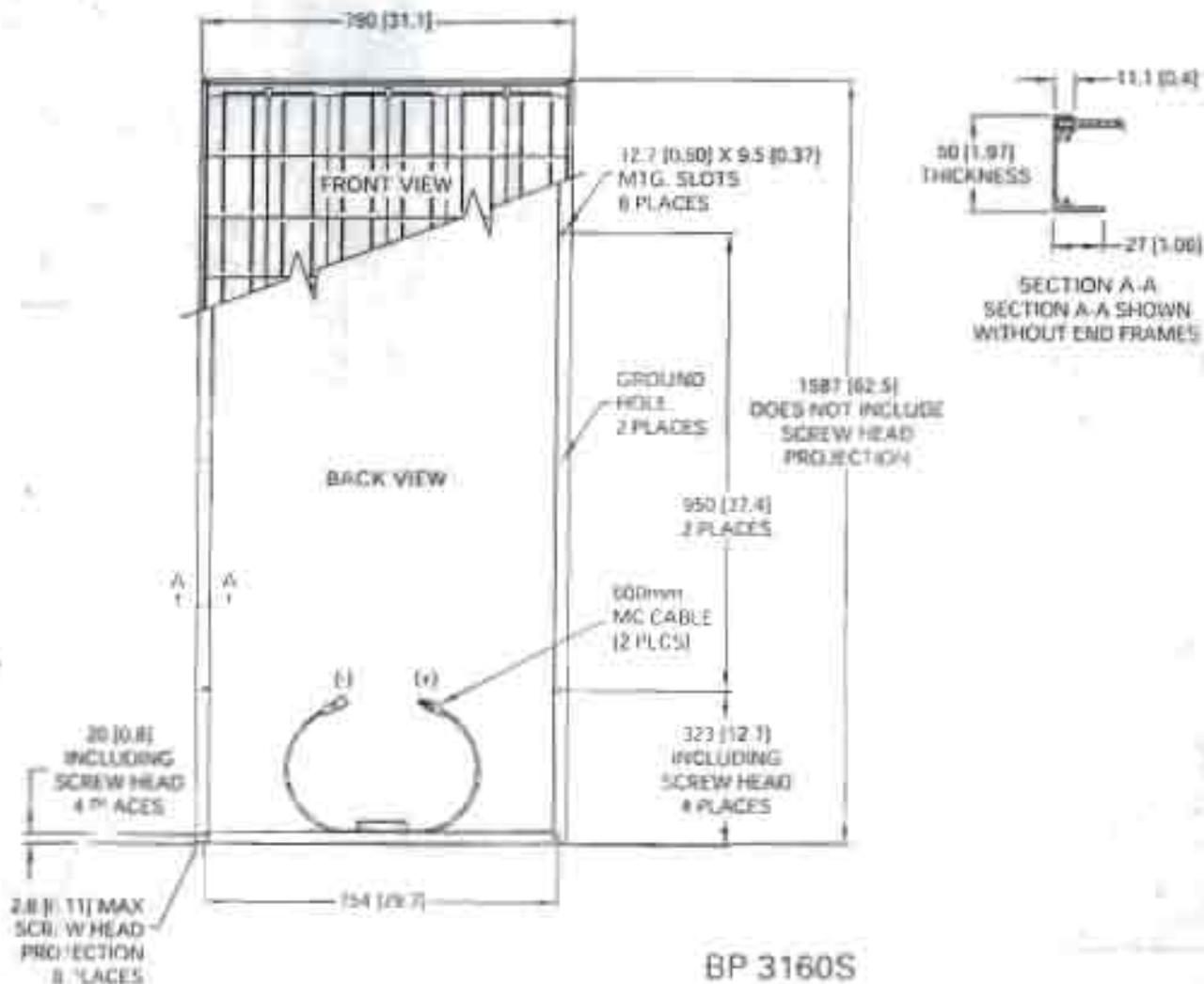
See our website or your local representative for full terms of these warranties.

Mechanical Characteristics

Weight
BP 3160S 15.0 kg (33.1 pounds)
BP 3160L 12.4 kg (27.3 pounds)

Dimensions
BP 3160S: See drawing
BP 3160L: 1500(62.7) x 783(30.8) x 190(7.5)
Dimensions in brackets are in inches.
Unbracketed dimensions are in millimeters.
Overall tolerances $\pm 3\text{mm}$ (1/8")

Output
600mm long RHW, AWG #12 (4mm²) 2-conductor
cable with weatherproof polarized connectors



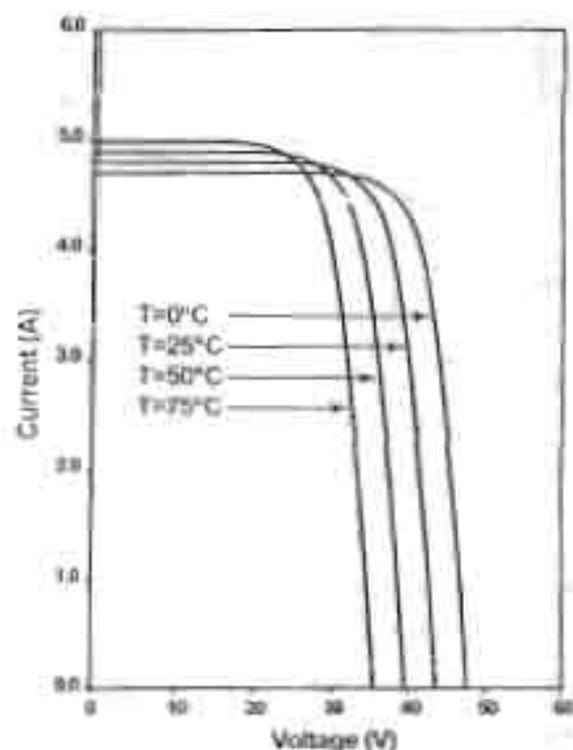
Electrical Characteristics¹

	BP 3160	BP 3150 ²
Maximum power (P_{max}) ³	160W	150W
Voltage at P_{max} (V_{mp})	35.1V	34.5V
Current at P_{max} (I_{mp})	4.55A	4.35A
Warranted minimum P_{max}	150W	140W
Short-circuit current (I_{sc})	4.8A	4.75A
Open-circuit voltage (V_{oc})	44.2V	43.5V
Maximum system voltage ⁴	600V	
Temperature coefficient of I_{sc}	$(0.065 \pm 0.015)\%/^{\circ}\text{C}$	
Temperature coefficient of V_{oc}	$-(160 \pm 20)\text{mV}/^{\circ}\text{C}$	
Temperature coefficient of power	$-(0.5 \pm 0.05)\%/^{\circ}\text{C}$	
NOCT ⁵	$47 \pm 2^{\circ}\text{C}$	

Notes

- These data represent the performance of typical BP 3160 and BP 3150 modules and laminates as measured at their output connectors. The data are based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (Standard Reporting Conditions, also known as STC or Standard Test Conditions), which are:
 - Illumination of 1 kW/m^2 (1 sun) at spectral distribution of AM 1.5 (ASTM E892 global spectral irradiance);
 - cell temperature of 25°C .
- The power of solar cells varies in the normal course of production; the BP 3150 is assembled using cells of slightly lower power than the BP 3160.
- During the stabilization process which occurs during the first few months of deployment, module power may decrease approximately 2% from typical P_{max} .
- U.S. NEC rating
- The cells in an illuminated module operate hotter than the ambient temperature. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) is an indicator of this temperature differential, and is the cell temperature under Standard Operating Conditions (ambient temperature of 20°C , solar irradiation of 0.8 kW/m^2 , and wind speed of 1 m/s).

BP 3160 I-V Curves



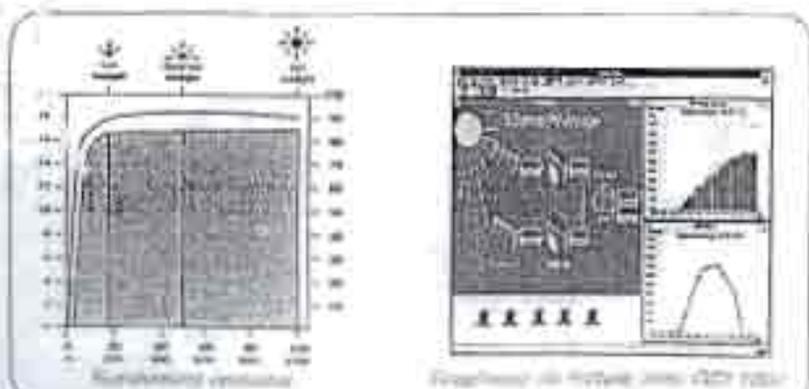
- Onduleur spécialement conçu pour la connexion sur réseau électrique
- Étanche pour installation en extérieur (IP65)
- Raccordement d'une ou deux branche(s) de modules DC et d'une sortie AC
- Lecture des paramètres de fonctionnement par liaison PC (RS485 ou RS232) : tension panneaux, courant panneaux, tension et fréquence de distribution, courant et puissance de sortie, rendement, état de l'onduleur, etc ...
- Protégé contre les sur/sous fréquences, sur/sous tensions
- Conformité CE et selon les normes EMC : EN 50081, part 1, EN60555, EN 55014, EN 50082, part 1



Garantie 5 ans

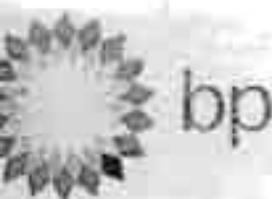
SPECIFICATIONS TECHNIQUES :

Modèle	GCI 1000	GCI 1200	GCI 2400	GCI 2500
PUISSANCE CRETE OPTIMALE	850 Wc	1250 Wc	2040 Wc	3450 Wc
Plage de tension entrée panneaux	125 ... 250 VDC	125 ... 250 VDC	150 ... 300 VDC	275 ... 550 VDC
Puissance nominale sortie CA	700 W	850 W	1500 W	2 200 W
Tension de sortie CA	196 ... 253 V AC			
Fréquence sortie	49.8 ... 50.2 Hz (60 Hz en option)			
Consommation en stand-by	<< 1W			
Rendement maximum	Supérieur à 93%			
Température de fonctionnement				
Humidité relative	0 ... 95%	0 ... 95%	0-100%, classe 3K5	0-100%, classe 3K5
Protection	IP65			
Encombrement (mm)	322 x 290 x 180	322 x 290 x 180	325 x 295 x 214	434 x 295 x 214
Poids (kg)	18,5	18,5	25	34



Apex BP Solar
 1, rue du Grand Chêne
 34270 Saint-Mathieu-de-Tréviers
 FRANCE

Téléphone : 33 (0) 499 622 622
 Fax : 33 (0) 499 622 620



Conversion d'énergie

PV

- Onduleur spécialement conçu pour la connexion sur réseau électrique
- Courant alternatif de sortie 400 VAC triphasé (via un transformateur iso.é)

- Technologie IGBT et microprocesseur
- Étanche pour installation en extérieur (IP65)
- Raccordement jusqu'à 22 branches 300 V max. / 5A max.
- Rendement maximum 93% à 50% de charge (87% à 10% de charge, 91% à 100% de charge)
- Protégé contre les sur/sous fréquences, sur/sous tensions
- Intègre modem pour lecture de paramètres de fonctionnement instantanés ou stockés (tension amont/aval, courant amont/aval, fréquence, paramètres de défauts, etc ...)



SPECIFICATIONS TECHNIQUES

Modèle		PV - 12	PV - 15	PV - 18
Tension maximale entrée en circuit ouvert		300 VDC		
Tension de fonctionnement en PPV		210 - 300 VDC		
FREQUENCE NOMINALE DE FONCTIONNEMENT FAC		50 Hz		
Tension de sortie VAC		400 VAC triphasé		
Nombre d'entrée bornier		15	18	22
Puissance nominale PACnom		12 kW	15 kW	18 kW
Consommation en fonctionnement		< 4W	< 4W	< 7W
Consommation en stand		< 1W		
T° maximale de fonctionnement				
Humidité relative		0 - 95%	0 - 95%	0 - 100% classe 3K8
Protection		IP65 (bornier et orifices) - IP 20 (intérieur/extérieur)		
Encombrement (mm)	Onduleur	610 x 610 x 250		
	Bornier	360 x 650 x 240		
	Transformateur	630 x 670 x 510		
Poids (kg)	Onduleur	65	75	90
	Bornier	15	15	16
	Transformateur	122	136	159

Garantie : 5 ans - Option 10 ans

Apex BP Solar
1, rue du Grand Chêne
34270 Saint-Mathieu-de-Tréviors
FRANCE

téléphone : 33 (0) 499 622 622
fax : 33 (0) 499 622 623



2. PRÉSENTATION

2.1 Généralités

Le produit μDatas est une centrale d'acquisition de données dédiée aux systèmes de production d'énergie photovoltaïque. Il peut néanmoins être utilisé pour d'autres sources tels que groupes électrogènes ou aérogénérateurs.

Il permet de mesurer, de stocker et de visualiser les différents paramètres significatifs d'un générateur photovoltaïque.

Ce boîtier vient en complément de la gamme modulaire d'appareils de gestion d'énergie développés par APEX dont le premier élément est l'automate μFonctions.

La présence d'un afficheur et d'un mini-clavier à 3 touches permet de visualiser les paramètres mesurés en temps réel et ceux stockés en mémoire.

La vidange des ces données peut être effectuée via un boîtier auxiliaire appelé μTransfert et ce à partir d'un PC muni du logiciel DATAPEX.

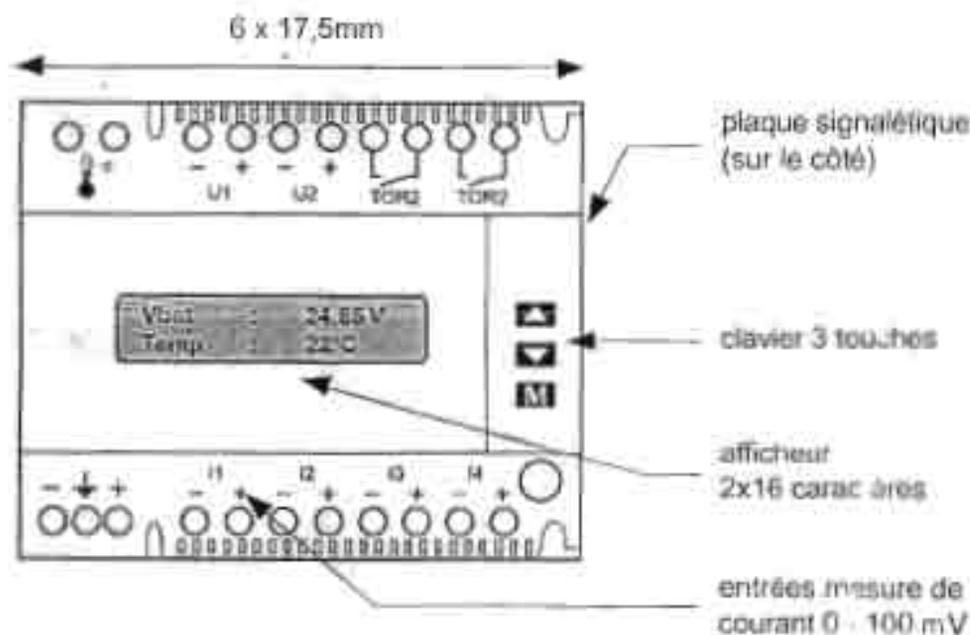
2.2 Description

La centrale d'acquisition de données se présente sous forme d'un boîtier modulaire (6 modules de largeur 17,5 mm) pour une intégration simple dans les coffrets électriques standards.

Chaque voie de mesure peut être indépendamment configurée et paramétrée.

Votre appareil est livré préprogrammé dans la configuration correspondant à votre besoin.

Seul APEX peut modifier la configuration de votre boîtier.





2.3 Les voies de mesure

Le boîtier µDATAS possède :

- La mesure de la tension batterie sur les bornes d'alimentation.
- 3 voies de courant (entrée 0-100mV sur SHUNT externe)
 - I1 = courant panneaux
 - I2 = courant production auxiliaire
 - I3 = courant utilisation
- 1 voies de tension (0-80V)
 - U1 = tension panneaux (entre protection et relais de régulation)
- 1 entrée pour mesure de température sur sonde externe de type PT1000

Ces 8 voies de mesure permettent d'obtenir des informations sur 6 grandeurs significatives :

- La tension Batterie (bornes d'alim),
- La production DC des panneaux ainsi que leur énergie potentielle (I1 et U1),
- Une production DC secondaire (chargeur, éolienne) (I2),
- La Consommation DC (I3 et U2),
- La température du local à batterie (Borne température).

Symbolique :

- VBat** : tension de la batterie
- Ip1** : courant production panneaux DC
- Ip1p** : courant production potentielle panneaux DC
(c'est le courant qui aurait été produit s'il n'y avait pas eu de régulation de charge)
- Ip2** : courant production auxiliaire DC (chargeur, éolienne)
- Iu1** : courant utilisation DC
- Pa1** : puissance alternative 1 (par entrée Tout ou Rien)
- Temp** : température du local à Batterie

2.4 La mémorisation

Le Boîtier µDATAS mémorise **5 types** de données:

- des moyennes horaires sur 2 mois (mois actuel + mois précédent)
- des valeurs journalières sur 2 ans (année actuelle + année précédente)
moyennes (VBat, Temp) / sommes (Ip1, Ip1p, Ip2, Iu1)
- des maximums journaliers sur 2 ans (année actuelle + année précédente)
- des minimums journaliers sur 2 ans (année actuelle + année précédente)

Le tableau suivant donne pour chaque grandeur, le type de données mémorisé :

	moy / h	val / j	max / j	min / j
VBat	—	—	—	—
Ip1	—	—	—	
Ip1P		—		
Ip2		—	—	
Iu1	—	—	—	
Temp		—	—	—

Annexe 4

Données SENELEC

①

TARIFS D'ELECTRICITE HORS TAXES

Catégorie Tarifaire	Prime fixe mensuelle (F/Kw)	Prix d'énergie (F/Kwh)	
		K1	K2
Moyenne Tension		236/194	174/224
1 - Tarif courte utilisation	594,36	77,64	112,04
2 - Tarif Général	2529,84	55,88	80,63
3 - Tarif longue utilisation	6106,16	45,89	66,24

Catégorie Tarifaire	Prime fixe mensuelle (F/Kw)	Prix d'énergie (F/Kwh)	
		1ère tranche	2ème tranche
Usage Professionnel - Variante avec prime fixe	1768,75	80,95	73,09

Catégorie Tarifaire	Prix d'énergie (F/Kwh)		
	1ère tranche	2ème tranche	3ème tranche
Basse Tension			
Usages Domestiques			
- Tarif Spécial	91,15	101,73	59,19
- Tarif Général	114,84	83,13	59,19
Usage Professionnel - Variante sans prime fixe	119,49	107,28	73,09

(2)

B - METHODE DE FACTURATION

Voir copie facture.

B1 - Factures

La périodicité des factures peut être mensuelle, bimestrielle ou trimestrielle. Pour les cas qui nous préoccupent, la facturation mensuelle est appliquée.

Les factures comportent :

- Le coût de l'énergie consommée
- La quote part des primes annuelles ou primes fixes calculées "prorata temporis".
- Les majorations ou minorations relatives au coût.
- Les taxes diverses au profit de l'Etat ou des collectivités.
- La Taxe à la Valeur Ajoutée.

B2 - Horaires d'utilisation et méthode de tarification

K1 = KWh consommés entre 0h.00 et 19h.00 et 23h.00 et 24 h.00 (hors pointe)

K2 = KWh consommés entre 19h.00 et 23h.00 (heures de pointe).

Ces relevés étant effectués à l'aide de cadrans-horloges.

B3 - Prime fixe

A raison de 9 000 FCFA par KW de puissance souscrite. Un ~~taux de dégressivité de faible ampleur~~ est appliqué à la prime fixe brute ainsi obtenue.

FACTURE

Quantité d'heures : 10000 et trois places
du 11.05.83 au 20/08/83

A régler avant le 15.08.83

ADRESSE DE FACTURATION		N° 2024	Date
69 BD REPUBLIQUE DAKAR		27311	
ADRESSE DE LIVRAISON		Date facture	N° facture
69 BD DE LA REPUBLIQUE DAKAR		15.07.83	8049145

M₁ = 0,0180 W₁ = 1,3800 H₁ = 0,0000 M₂ = 14072 H₂ = 0,054
M₁ = 0,0450 W₁ = 12,3000 H₁ = 0,0000 M₂ = 22567 H₂ = 0,054

Taux	M ₁	M ₂	P. F. Brute	Dégressivité	P. F. Netto	M ₁ à déduire	M ₂ à déduire	% Red	COI P
9000	115	40	113624	740	112684	95	115		0,54

	Accr HP 11 ou 1 ^{re} tranche HP	Accr HP 12 ou 2 ^e tranche HP	Total HT (Total ou Total HP)	Montant (Total)	Heures PM (HT)	Heures PM (HT)	Heures consécutives
Montant index	44210	3650		133340	5100		
Index de reprise				123740	100		
Index de dépense							
Autres index	-31590	2000					
Prélèvement	12320	790	13110				
Escompte							
Primes							
Autres déductions	1460	94	1554				
Total à facturer	13740	384					
Total HT fact.	- 42,99	58,18					
Montants	392740	- 51431	112684	4393	302744		1138170

PAYÉ LE
4 AOUT 1983
152 AN SENELEC
CASSE CHEQUES DAKAR

Verifier avant de régler

55 - 6

MC 104
Le Directeur Général

Taux	5000	10000	15000	20000	25000	30000	35000	40000	45000	50000	55000	60000	65000	70000	75000	80000	85000	90000	95000	100000
Taux	10000	20000	30000	40000	50000	60000	70000	80000	90000	100000	110000	120000	130000	140000	150000	160000	170000	180000	190000	200000



B4 - Réactif

Energie réactive mesurée à l'aide d'un compteur de réactif.

B5 - Compteur horaire H1

Compteur totalisant sur la période de facturation le total des heures de mise sous tension du transformateur.

B6 - Compteur horaire H2

Compteur totalisant le nombre d'heures de mise sous tension des condensateurs éventuels.

B7 - Majorations actives - Ma et réactives Mr

Pertes imputables au transformateur et déterminées à partir de la relation :

$$Ma = \frac{P_{cc}}{p} Va + PF H1 (KWh)$$

Pour l'énergie réactive :

$$Mr = \frac{a}{100} Mr + \frac{n}{100} P(H1 - H2) (KVARh)$$

H1 = Le nombre d'heures pendant lequel le transformateur est branché sur le réseau mesuré par un compteur horaire et branché aux bornes de secondaire. Exceptionnellement, dans le cas où le transformateur est destiné à être en service continu-ilement, l'évaluation de H1 peut être forfaitaire.

5

- W_a = la quantité d'énergie active résultant des lectures de compteur
- W_r = La quantité d'énergie réactive résultant des lectures de compteur.
- P_{cc} = Pertes actives en court-circuit exprimées en KW du transformateur.
- x = La tension de court-circuit du transformateur exprimée en % de la tension nominale.
- P_F = Pertes actives à vide, exprimées en KW du transformateur.
- n = L'intensité à vide exprimée en % de l'intensité nominale.
- P = La puissance nominale (exprimée) en KVA du transformateur, ou dans le cas d'un transformateur mixte, la puissance apparente calculée à partir de la puissance souscrite pour $\cos \varphi = 0.8$ et arrondie à la puissance normalisée immédiatement supérieure.

6

Puissance P du transformateur en KVA	$\frac{P_{00}}{P}$	Pf	$\frac{x}{100}$	$\frac{n}{p}$
16	0.03	0.13	0.045	1.3
25	0.030	0.2	0.045	2
40	0.030	0.32	0.045	3.2
63	0.028	0.45	0.045	3.9
80	0.0265	0.54	0.045	4.7
100	0.025	0.64	0.045	5.7
125	0.024	0.76	0.045	6.7
160	0.022	0.92	0.045	8
250	0.018	1.38	0.045	12.5

Formule d'évaluation des pertes par des transformateurs modernes :

- A DATER DU 6 AVRIL 1957

Transformateur 16 KVA

- Pertes actives :

$$M_a = 0.03 W_a + 0.13 H_1$$

- Pertes réactives :

$$M_r = 0.045 W_a + 1.3 (H_1 - H_2)$$

7

88 - Cos φ - Facteurs de puissance

Les tarifs s'entendent pour un facteur de puissance égal à 0.80.

Le cos φ est déterminé par les valeurs "a" et "r" de deux compteurs, l'un d'énergie active, l'autre d'énergie réactive, ces valeurs étant majorées des résultats Ma et Mr tels que déterminés à partir de l'application des données précédentes (B7).

$a = UI \cos \varphi$ $r = UI \sin \varphi$

$$\cos \varphi = \sqrt{\frac{a^2}{a^2 + r^2}}$$

Pour les valeurs de cos φ au dessous de 0.80, les tarifs (primes fixes et prix d'énergie) sont majorées comme suit :

- 0.79 > cos φ > 0.75 : 5 %
- 0.74 > cos φ > 0.70 : 10 %
- 0.69 > cos φ > 0.65 : 15 %
- 0.64 > cos φ > 0.60 : 20 %
- 0.59 > cos φ > 0.55 : 30 %
- 0.54 > cos φ > 0.50 : 40 %
- 0.49 > cos φ > 0.45 : 50 %
- 0.44 > cos φ > 0.40 : 65 %
- cos φ < 0.39 : 80 %

Une valeur "r" négative (cos φ capacitif) entraîne l'application d'une majoration forfaitaire des tarifs (prime fixe et prix d'énergie) de 10%. Pour les valeurs de cos φ supérieures à 0.9, les tarifs (prime fixe et prix d'énergie) sont minorés de 0.75 % pour chaque centième de cos φ au dessus de cette valeur.