

Générateurs photovoltaïques

Principes de base,
technique de montage
et injection dans le réseau

Générateurs photovoltaïques

Principes de base, technique de montage et injection dans le réseau

Les cellules solaires photovoltaïques ou photopiles transforment directement la lumière en énergie électrique. Elles ont également beaucoup d'avantages: elles sont silencieuses, ne polluent pas, fonctionnent sans pièces mobiles et de manière automatique, et ne nécessitent que peu d'entretien. Leur durée de vie est également extrêmement longue. L'objectif de ce cours est de montrer les particularités de cette nouvelle technologie sous forme théorique et pratique. Les installateurs-électriciens seront alors en mesure de réaliser des installations standard simples, autonomes ou raccordées au réseau, dans les règles de l'art et sans avoir recours à des bureaux d'ingénieurs.

ISBN 3-905232-08-1

1992, 156 pages
N° de commande 724.242 f

Générateurs photovoltaïques

Principes de base, technique de montage et injection dans le réseau

**Cours destiné aux
installateurs-électriciens,
cadres de la branche des installations électriques,
maîtres de l'enseignement professionnel**

Conception, rédaction et réalisation de l'édition originale allemande

alpha real ag

Energy Systems and Engineering, Zurich

- H. Prinz, dipl. El. Ing. ETH
- M.G. Real, dipl. El. Ing. ETH
- S. Kessler, dipl. Masch. Ing. ETH

Répertoire des auteurs

Chapitre 1

M. Real alpha real ag, Zürich

Chapitres 2-4

H. Prinz alpha real ag, Zürich

Chapitres 5-6

G. Hefti IBG Hefti, Allschwil

Chapitre 7

M. Real alpha real ag, Zürich

Chapitre 8

H. Kunz Elektrizitätswerk des Kanton
Zürich (EKZ)

Chapitre 9

H. Prinz alpha real ag, Zürich

Chapitre 10

M. Real alpha real ag, Zürich

Chapitre 11

R. Brun Alternative Technik, Tamins
M. Real alpha real ag, Zürich

Annexes I-IV

H. Prinz alpha real ag, Zürich
M. Real alpha real ag, Zürich

Annexe V

H. Bersinger Aargauisches Elektrizitätswerk
(AEW), Aarau

Adaptation de l'édition française

Traduction

Elisabeth Schleiss, Gland

Rédaction finale

Jean-Marc Cottier, ing. EPFZ, Genève
Jean Graf, EPFL-DA-ITB-LESO, Lausanne

Correcteur

Jean-Claude Scheder, Bercher

Mise en page et photocomposition

Consortium DAC/City Comp SA
Lausanne et Morges

Direction du projet et coordination

Jean Graf, EPFL-DA-ITB-LESO, Lausanne

Associations de soutien

OFEL Office d'électricité de la Suisse
romande

USIE Union suisse des installateurs-
électriciens

GARIE Groupement des associations
romandes des installateurs-
électriciens

PROMES Association des professionnels
romands de l'énergie solaire

ISBN 3-905232-08-1

Copyright © 1992 Office fédéral des questions conjon-
turelles, 3003 Berne, septembre 1992.

Reproduction d'extraits autorisée avec indication de la
source.

Diffusion: Coordination romande du programme d'action
«Construction et énergie» EPFL-LESO, Case postale 12,
1015 Lausanne (N° de commande 724.242 f).

Form 724.242 f 5.93 1000 U13737

Avant-propos

D'une durée totale de 6 ans (1990-1995), le programme d'action «Construction et énergie» se compose des trois programmes d'impulsion suivants:

PI-BAT – entretien et rénovation des constructions

RAVEL – utilisation rationnelle de l'électricité

PACER – énergies renouvelables

Ces trois programmes d'impulsion sont réalisés en étroite collaboration avec l'économie privée, les écoles et la Confédération. Ils doivent favoriser une croissance économique qualitative et, par là, conduire à une plus faible utilisation des matières premières et de l'énergie, avec pour corollaire un plus large recours au savoir-faire et à la matière grise.

Jusqu'ici, si l'on fait abstraction du potentiel hydroélectrique, la contribution des énergies renouvelables à notre bilan énergétique est négligeable. Aussi le programme PACER a-t-il été mis sur pied afin de remédier à cette situation. Dans ce but le programme cherche:

- à favoriser les applications dont le rapport prix/performance est le plus intéressant;
- à apporter les connaissances nécessaires aux ingénieurs, aux architectes et aux installateurs;
- à proposer une approche économique nouvelle qui prenne en compte les coûts externes;
- à informer les autorités, ainsi que les maîtres de l'ouvrage.

Cours, manifestations, publications, vidéos, etc.

Le programme PACER se consacre, en priorité, à la formation continue et à l'information. Le transfert de connaissances est basé sur les besoins de la pratique. Il s'appuie essentiellement sur des publications, des cours et d'autres manifestations. Les ingénieurs, architectes, installateurs, ainsi que les représentants de certaines branches spécialisées, en constituent le public cible. La diffusion plus large d'informations plus générales est également un élément important du programme. Elle vise les maîtres de l'ouvrage, les architectes, les ingénieurs et les autorités.

Le **bulletin «Construction et énergie»**, qui paraît trois fois par an fournit tous les détails sur ces activités. Ce bulletin peut être obtenu gratuitement sur simple demande. Chaque participant à un cours ou à une autre manifestation du programme reçoit une publication spécialement élaborée. Toutes ces publications peuvent également être obtenues en s'adressant directement à la Coordination romande du programme d'action «Construction et Energie», EPFL-LESO, Case postale 12, 1015 Lausanne.

Compétences

Afin de maîtriser cet ambitieux programme de formation, il a été fait appel à des spécialistes des divers domaines concernés; ceux-ci appartiennent au secteur privé, aux écoles ou aux associations professionnelles. Ces spécialistes sont épaulés par une commission qui comprend des représentants des associations, des écoles et des branches professionnelles intéressées.

Ce sont également les associations professionnelles qui prennent en charge l'organisation des cours et des autres activités. Pour la préparation de ces activités une direction de programme a été mise en place; elle se compose du Dr Jean-Bernard GAY, du Dr Charles FILLEUX, de M. Jean GRAF, du Dr Arthur WELLINGER ainsi que de Mme Irène WUILLEMIN et de M. Eric MOSIMANN de l'OFQC. La préparation des différentes activités se fait au travers de groupes de travail responsables du contenu des matières abordées, du maintien des délais et des budgets.

Documentation

Le cours comprend une partie consacrée à la théorie et une autre à la pratique. La présente publication sert de document didactique de base. Sa structuration correspond au déroulement de la partie théorique du cours. Chaque participant retrouvera dans ce manuel et dans le même ordre les figures projetées à l'écran. Après chaque figure, se trouvent les explications correspondantes.

Les connaissances acquises pendant la partie théorique seront ensuite mises en pratique. A l'aide de modules photovoltaïques disponibles sur le marché suisse, on réalisera un générateur photovoltaïque qui sera ensuite mesuré, testé et raccordé à un onduleur. A la fin de la partie pratique, l'énergie électrique ainsi produite sera injectée dans le réseau local.

Ce document a fait l'objet d'une procédure de consultation, il a également été soumis à l'appréciation des participants au premier cours pilote, ce qui a permis aux auteurs d'effectuer les corrections qu'ils jugeaient nécessaires. Ils assurent aussi l'entière responsabilité de leurs textes. Des améliorations sont encore possibles et des suggestions éventuelles peuvent être adressées soit au directeur du cours, soit directement auprès de l'Office fédéral des questions conjoncturelles.

Enfin, nous ne voudrions pas conclure cet avant-propos sans remercier toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de cette publication.

Dr Heinz Kneubühler
Directeur suppléant de l'Office fédéral
des questions conjoncturelles

Table des matières

	page
1. Introduction	9
1.1 Electricité solaire photovoltaïque: des possibilités illimitées	11
1.2 Structure du cours	12
1.3 Particularités des installations photovoltaïques	12
1.4 Potentiel photovoltaïque de la Suisse	13
1.5 Esthétique des installations photovoltaïques	13
1.6 Autorisation d'exploitation	14
1.7 Modules photovoltaïques	15
1.8 Installations photovoltaïques raccordées au réseau	16
1.9 Achat et injection – synergie avec le réseau	18
1.10 Installations raccordées au réseau: deux exemples	19
1.11 Aspect esthétique des capteurs solaires	20
2. Bases météorologiques	21
2.1 Rayonnement global = rayonnement direct + rayonnement diffus	23
2.2 Variations annuelles du rayonnement solaire	24
2.3 Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques	25
2.4 Orientation et angle d'inclinaison	27
2.5 Ombrage des installations photovoltaïques	29
2.6 Distance entre les rangées sur toits plats	30
3. Dangers du courant continu	33
3.1 Courant continu: risque de formation d'un arc électrique	36
3.2 Risque d'incendie du courant continu	37
3.3 Corrosion électrochimique	38
4. Technologie des cellules photovoltaïques	39
4.1 Fonctionnement des cellules photovoltaïques	41
4.2 Structure des modules photovoltaïques	42
4.3 Caractéristiques électriques des modules	44
4.4 Rendement et température des cellules	45
4.5 Générateur photovoltaïque: pas de caractéristique de court-circuit!	46
4.6 Exemple de boîte de connexion avec diode antiparallèle	47
5. Champ photovoltaïque	49
5.1 Champ photovoltaïque: branchement des modules en série ou en parallèle	52
5.2 Exemple de calcul: branchement en série de plusieurs modules photovoltaïques	53
5.3 Exemple de calcul: branchement en parallèle de plusieurs chaînes	53
5.4 Conséquences d'un sur – ou sous-dimensionnement	54
5.5 Petite ombre, grande perte!	54
5.6 Ombre partielle: danger pour la cellule photovoltaïque!	55
5.7 Coffret de raccordement: câblage des modules photovoltaïques à l'onduleur	56
5.8 Exemple d'un coffret de raccordement	57
5.9 Bornes	57
5.10 Fusibles, diodes	58

5.11	Dispositif antisurtension	58
5.12	Séparateur de ligne pour courant continu	58
5.13	Montage du coffret de raccordement	59
5.14	Installation parafoudre	59
5.15	Protection extérieure contre la foudre	59
5.16	Protection intérieure contre la foudre	59
5.17	Concept de mise à terre, parafoudre, système de mise à terre	60
5.18	Bâtiments sans parafoudre	60
5.19	Bâtiments équipés d'un parafoudre	61
6.	Construction et montage d'un champ de modules photovoltaïques	63
6.1	Manutention des modules photovoltaïques	65
6.2	Aspects techniques lors du choix du support	65
6.3	Différents types de toit	66
6.4	Toit en pente	66
6.5	Exemple de structure de support pour toit en pente	66
6.6	Installations intégrées sur toits en pente	67
6.7	Exemple de montage sur toit plat	68
6.8	Installations sur toits plats	69
6.9	Installations intégrées en façade	70
6.10	Câblage	71
7.	Onduleurs photovoltaïques	73
7.1	Onduleurs photovoltaïques	75
7.2	Onduleurs photovoltaïques pilotés par le réseau	76
7.3	Onduleurs photovoltaïques à modulation de largeur d'impulsions	77
7.4	Onduleurs photovoltaïques avec transformateur haute fréquence	78
8.	Prescriptions	81
8.1	Introduction	83
8.2	Obtention d'une autorisation pour l'exploitation en parallèle avec le réseau d'une installation d'autoproduction d'électricité (IPE)	83
8.3	Prescriptions à respecter lors du montage électrique d'installations photovoltaïques	88
8.4	Installation de mesure et procédure de réception	91
8.5	Liste des contrôles avant la mise en service	93
9.	Travaux exécutés sur les toits	95
10.	Entretien	97
10.1	Entretien et contrôles	99
11.	Installations autonomes	105
11.1	Éléments constitutifs d'une installation autonome	105
11.2	Installations autonomes: réémetteurs	106
11.3	Installations autonomes: alimentation en électricité de chalets d'alpage	107
11.4	Installations autonomes: pompe pour piscine	108
11.5	Régulation de charge, contrôle de l'accumulateur, distribution	109
11.6	Batterie d'accumulateurs pour le stockage de l'énergie électrique	110
11.7	Charge et décharge d'une batterie d'accumulateur au plomb	111
11.8	Constitution d'un accumulateur au plomb	112
11.9	Capacité d'un accumulateur	113
11.10	Autodécharge d'un accumulateur	114
11.11	Tension de fin de charge d'un accumulateur	115
11.12	Quatre erreurs à ne pas commettre lors de l'utilisation d'un accumulateur au plomb	115

11.13	Onduleurs	116
11.14	Installations à basse tension	116
12.	Annexe I: Déroulement de la partie pratique du cours	119
12.1	Introduction	121
12.2	Montage pratique d'une installation photovoltaïque	121
12.3	Mesures effectuées sur un module photovoltaïque	122
12.4	Montage du générateur photovoltaïque	122
12.5	Câblage du coffret de raccordement	123
12.6	Raccordement de l'onduleur photovoltaïque	123
12.7	Raccordement au tableau de distribution	123
12.8	Mise en service	123
12.9	Affichage de contrôle	124
12.10	Essai	124
12.11	Procès-verbal de mesures	125
13.	Annexe II: Définitions	127
13.1	Définitions générales	129
13.2	Définitions relatives aux batteries d'accumulateurs	
14.	Annexe III: Exemple de calcul	135
14.1	Surface nécessaire	135
14.2	Production annuelle d'énergie	135
14.3	Coûts et prix de l'énergie (printemps 1991)	137
15.	Annexe IV: Demande de raccordement UCS	139
16.	Annexe V: Nouvelles prescriptions ASE/IFICF	143
	Installations photovoltaïques productrices d'énergie, IFICF	145
	Obligation de présenter un projet, contrôle	145
	Droit d'installer	147
	Montage de l'installation	142
	Parafoudre, mise à terre	150
	Installations fonctionnant en parallèle	150
	Mise en service	151
	Mesure de l'énergie	151
	Lois, ordonnances et prescriptions	151
	Publications du programme d'action PACER – Energies renouvelables	155

1. Introduction

1.1	Electricité solaire photovoltaïque: des possibilités illimitées	11
1.2	Structure du cours	12
1.3	Particularités des installations photovoltaïques	12
1.4	Potentiel photovoltaïque de la Suisse	13
1.5	Esthétique des installations photovoltaïques	13
1.6	Autorisation d'exploitation	14
1.7	Modules photovoltaïques	15
1.8	Installations photovoltaïques raccordées au réseau	16
1.9	Achat et injection – synergie avec le réseau	18
1.10	Installations raccordées au réseau: deux exemples	19
1.11	Aspect esthétique des capteurs solaires	20

1. Introduction

1.1 Electricité solaire photovoltaïque: des possibilités illimitées

L'une des options les plus prometteuses, permettant d'abandonner à long terme les sources d'énergie qui portent atteinte à l'environnement, est la transformation directe de l'énergie solaire en électricité au moyen de cellules solaires photovoltaïques ou photopiles. Les installations photovoltaïques sont faciles à monter, sans pièces mobiles, immédiatement utilisables, presque sans entretien et d'une durée de vie extrêmement longue.

La fascination pour le photovoltaïque réside dans le fait que, pour la première fois on peut produire à grande échelle, grâce à cette technologie, du courant électrique sans l'aide de machines tournantes. La production d'énergie électrique au moyen de cellules photovoltaïques se différencie donc de façon fondamentale des centrales de production conventionnelles.

Une autre nouveauté dans l'histoire de la production de l'électricité provient du fait que le prix de revient du courant produit par les installations photovoltaïques ne dépend pratiquement pas de la grandeur de l'installation. Dans le cas des centrales conventionnelles, on est obligé d'installer de grandes puissances, afin d'atteindre une meilleure rentabilité. Grâce à sa nouvelle technologie et à sa modularité, le photovoltaïque rompt avec cette obligation.

Ceci signifie que le prix de revient du courant produit par une installation photovoltaïque d'une puissance de 3 kW, montée sur le toit d'une maison, ne diffère guère de celui d'une grande installation de 500 kW de puissance. Sur la base des connaissances scientifiques actuelles, on peut, au contraire, affirmer que les installations photovoltaïques montées sur des immeubles produiront un courant moins cher que les grandes installations raccordées aux réseaux électriques existants, même si ces dernières sont plus puissantes.

On a donc maintenant la possibilité de produire de l'électricité solaire à un prix de revient intéressant. Cet avantage se réfère à la comparaison entre petites et grandes installations évoquée plus haut; toutefois, comparée à d'autres sources d'énergie, le coût reste plus élevé.

Le potentiel et les possibilités de production de courant par cellules photovoltaïques étant reconnus, le développement et la promotion de cette technique seront partiellement soutenus par les pouvoirs publics. Même si ce soutien ne peut en aucun cas être comparé au soutien accordé à d'autres technologies de production d'énergie, il a tout de même permis de développer des systèmes standardisés. Les travaux de développement effectués dans ce domaine ces dernières années par certaines entreprises pionnières ont eu pour résultat que les installations photovoltaïques monophasées, jusqu'à une puissance de 3 kW, peuvent être montées artisanalement sans l'intervention d'un bureau d'ingénieurs. Ceci concerne directement toute la profession du bâtiment, et plus particulièrement les

installateurs-électriciens. Le but de ce cours est de tenir compte de ce contexte nouveau et de former les installateurs-électriciens de façon qu'ils soient en mesure de monter, mettre en service et entretenir des installations fiables et conformes aux normes.

1.2 Structure du cours

Le cours s'adresse surtout aux installateurs-électriciens qui désirent réaliser des installations photovoltaïques avec injection dans le réseau. Cette partie occupe donc la plus grande place dans ce cours. Les possibilités et les problèmes des installations autonomes sont présentés aux participants de façon plus sommaire.

Les installations photovoltaïques sont des microcentrales électriques. Dans tous les cas, mais tout particulièrement pour les installations à injection dans le réseau, il faut respecter un certain nombre de normes et de prescriptions. Celles-ci sont indiquées aux participants de façon simple et compréhensible.

Les installations photovoltaïques intégrées sur des immeubles sont placées sur toiture ou en façade. Ceci implique que l'installateur-électricien doit adapter son travail habituel à un environnement où des mesures de sécurité plus strictes seront nécessaires. C'est pour cette raison que les prescriptions CNA les plus importantes pour les travaux sur toiture sont énumérées.

Les connaissances nécessaires sont transmises par des professionnels. Les explications verbales sont illustrées par la projection de transparents. On retrouve l'ordre de projection de ces transparents, sous forme de figures portant la même numérotation dans le texte du manuel. Le texte se réfère chaque fois au transparent en question.

1.3 Particularités des installations photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques produisent du courant continu. Sur certains points, les installations photovoltaïques diffèrent fondamentalement des techniques à courant alternatif utilisées dans les habitations. Ce qui entraîne, entre autres, l'apparition des risques suivants:

- 1) la formation d'un arc électrique constituant un danger non négligeable d'incendie;
- 2) les dommages dus à la corrosion, en raison d'une réaction galvanique aux branchements, occasionnée par de légères fuites de courant;
- 3) les lésions corporelles irréversibles lors d'accidents électriques. Les accidents de courant continu occasionnent des brûlures et provoquent une décomposition des tissus humains par électrolyse.

En cas de court-circuit, et contrairement à la technique du courant alternatif en usage dans les habitations, les cellules photovoltaïques sont incapables de faire réagir les éléments de sécurité conventionnels. Les installations photovoltaïques nécessitent de

nouveaux dispositifs de protection. Ces installations produisent du courant lorsque le soleil brille et il est impossible d'interrompre le flux de courant d'un ensemble de cellules photovoltaïques ... Attendu qu'il n'y a pas d'«interrupteur principal» pour le soleil.

On peut déduire de ce qui précède que les installateurs-électriciens, intéressés par cette technologie, ont un besoin énorme d'information et de formation. Ce cours a donc pour but de réduire les seuils d'inhibition face à cette technologie inconnue. Le manuel du cours est conçu de manière que les explications détaillées figurant sur chaque transparent puissent également servir de base de référence. Ce cours permet d'éviter des erreurs lors du montage des installations et de garantir aux usagers le recours à une technique simple et fiable.

1.4 Potentiel photovoltaïque de la Suisse

L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a publié deux études qui montrent que les installations photovoltaïques peuvent couvrir environ 10% de la consommation électrique de la Suisse. Les surfaces nécessaires se trouvent sur les immeubles, les parkings ou le long des voies ferrées et des autoroutes. Vu la croissance du marché, la fabrication des générateurs photovoltaïques et des onduleurs prendra une ampleur telle que l'on peut s'attendre à d'importantes réductions de prix. Toutefois, ces développements ne se font pas tout seuls: il faut donc des pionniers qui développent cette technologie et la commercialisent. Cette phase est en voie d'achèvement. Mais, maintenant, il est impératif que d'autres pionniers, sachant reconnaître le potentiel photovoltaïque, soient prêts à faire le pas suivant et construisent des installations photovoltaïques. Il ne sera jamais trop tôt pour concrétiser ce potentiel. Les résultats des études montrent que trente à quarante ans sont nécessaires pour construire les centaines de milliers de petites et grandes installations de Suisse, qui, ensemble, fourniront les 10% de l'énergie électrique.

1.5 Esthétique des installations photovoltaïques

Une maison comporte de nombreux éléments. Nos yeux se sont habitués à chaque partie de la construction. Toutes les maisons disposent par exemple d'un chéneau et d'une descente d'eaux pluviales, qui traversent en partie les façades les plus belles. Apparemment, ce tuyau ne gêne personne, bien qu'il constitue un corps étranger à la façade. Au contraire, les autorités ne délivreraient pas de permis à une maison non équipée de cette descente d'eaux pluviales.

L'accoutumance visuelle et la reconnaissance de l'utilité des installations photovoltaïques aideront également à accroître le consensus en faveur de tels systèmes. Il est probable qu'il sera un jour tout à fait normal de construire des maisons pourvues d'une installation photovoltaïque intégrée en toiture. Avant d'en arriver à cette situation, beaucoup de discussions seront nécessaires avec les associations de la protection du patrimoine et les pouvoirs publics

qui délivrent les permis de construire. Les installations photovoltaïques peuvent être très esthétiques et en même temps très favorables à l'environnement. Les points de discordance entre défenseurs du patrimoine et de l'environnement concernant le côté inesthétique des générateurs, et les partisans d'une production d'énergie propre disparaissent avec les progrès réalisés dans l'intégration des modules.

1.6 Autorisation d'exploitation

Les installations photovoltaïques nécessitent une autorisation d'exploitation. Ainsi, dans ce cours, les formalités de demande de raccordement seront discutées en détail, de façon que l'installateur-électricien puisse aborder et franchir cet obstacle.

Dans ce cours également, l'installateur-électricien se familiarisera avec les caractéristiques électriques et les particularités de la technologie des cellules photovoltaïques. Toutefois, il ne deviendra pas encore un «installateur solaire», profession qui engloberait également les travaux qui sont de la compétence artisanale d'un ferblantier. Pour la réalisation d'installations photovoltaïques sur toiture, on conseille donc aux installateurs-électriciens de collaborer avec des ferblantiers ou des couvreurs disposant de la formation nécessaire. A l'avenir, un toit aura deux fonctions: garantir l'étanchéité du bâtiment et produire de l'énergie.

Sans ferblantiers ou couvreurs expérimentés, on ne peut garantir l'étanchéité et la résistance au vent des installations photovoltaïques posées en toiture.

Ces tâches artisanales ne sont pas détaillées dans ce cours, car le montage des structures de support des modules photovoltaïques fait partie de la technique normale des ferblantiers et couvreurs. La collaboration avec ces corps de métier ne saurait être négligée dans les cas de toitures inclinées.

1.7 Modules photovoltaïques

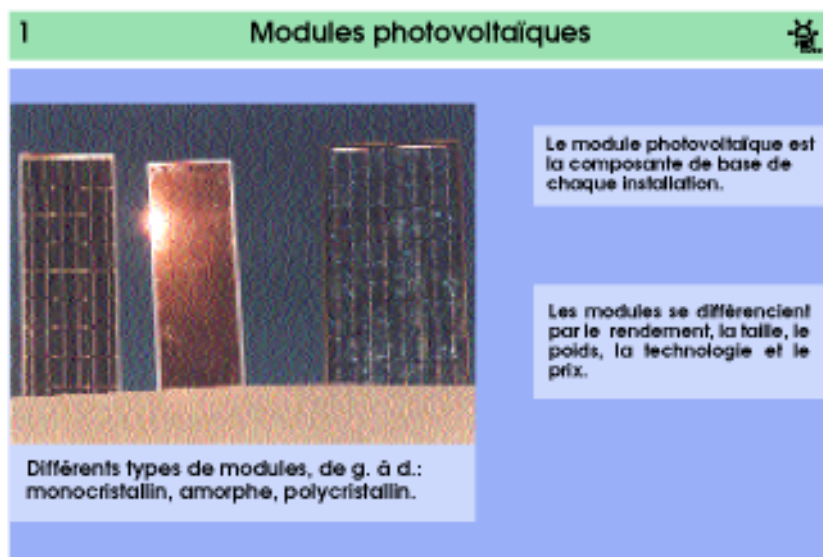


Figure 1

Les modules photovoltaïques permettent la transformation directe du rayonnement solaire en courant électrique. Pour cela, on utilise de grandes surfaces semi-conductrices dont la structure ressemble à celle des transistors.

Actuellement, les modules photovoltaïques sont constitués principalement de cellules de silicium monocrystallin, polycristallin ou amorphe. Les caractéristiques électriques et mécaniques de ces divers types de cellules photovoltaïques sont différentes. Les cellules monocrystallines résultent du sciage d'un bloc de silicium monocrystallin, tiré verticalement d'un bain de silicium fondu par un mouvement rotatif régulier. Les cellules polycristallines résultent du sciage d'un bloc de silicium coulé.

Les cellules photovoltaïques amorphes sont obtenues par diffusion de plusieurs couches sur un support rigide. La fabrication des cellules amorphes est donc fondamentalement différente de celle des cellules photovoltaïques cristallines.

Outre les différences existant dans la fabrication des cellules photovoltaïques et dans leurs caractéristiques électriques, leur aspect est également différent. Comme leur nom l'indique, les cellules photovoltaïques monocrystallines se présentent sous forme de plaquettes coupées dans un seul cristal. Ces cellules sont donc de couleur unie, interrompue uniquement par les contacts électriques.

Sur les cellules photovoltaïques polycristallines, par contre, on dénombre un grand nombre de cristaux. Il en résulte une image variée multicolore. A part le grand nombre de cristaux, on distingue également les contacts électriques.

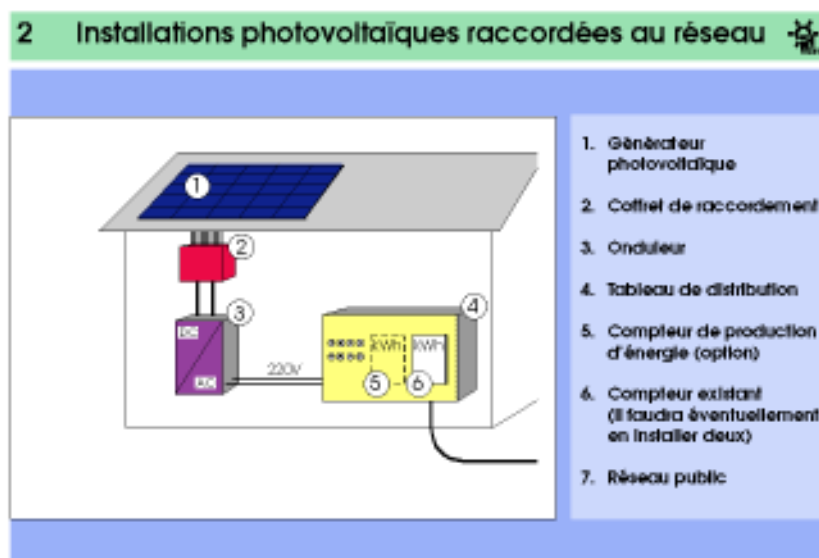
La cellule amorphe, par contre, offre une image uniforme d'une seule couleur, interrompue seulement par des contacts électriques très fins. Les nuances de couleur peuvent varier selon la technique de fabrication.

Les couches très sensibles, qui absorbent la lumière du soleil pour la transformer en courant électrique, sont recouvertes d'une vitre afin

de les protéger contre les intempéries. Ceci détermine la forme et la taille du module. Les modules photovoltaïques pour montage apparent sont entourés d'un cadre en aluminium. Pour l'intégration dans la construction, au contraire, les plaques doivent s'adapter à la modularité du système.

1.8 Installations photovoltaïques raccordées au réseau

Figure 2



Au premier abord, il peut paraître illogique de combiner les avantages d'un système d'énergie décentralisé avec les désavantages des réseaux d'énergie centralisés. On pourrait penser plus raisonnable de s'efforcer d'atteindre une autarcie énergétique. Toutefois, il existe des raisons très valables qui parlent en faveur de petites installations décentralisées avec injection dans le réseau.

L'énergie solaire, en raison des fluctuations entre jour et nuit et en fonction de ses variations saisonnières, n'est pas disponible de façon régulière. Afin de compenser l'absence de production nocturne, il faudrait des moyens de stockage considérables. La liaison avec le réseau permet justement d'éviter ces moyens et de profiter de la «capacité de stockage» du réseau.

Par exemple, l'énergie produite et non utilisée immédiatement dans le bâtiment, est injectée dans le réseau, où elle est à disposition de tout un chacun. Cela est également le cas lorsqu'un producteur de courant solaire s'absente pendant quelque temps et ne peut donc pas utiliser le courant produit.

Les installations photovoltaïques raccordées au réseau devraient permettre de réduire à long terme la quantité de déchets nuisibles à l'environnement actuellement produits par les centrales de production conventionnelles.

Pour chaque kilowattheure injecté dans le réseau par une installation photovoltaïque, une petite quantité d'eau est économisée quelque

part dans une centrale hydraulique, afin d'être utilisée lorsque la demande augmente et que le rayonnement du soleil diminue. A plus grande échelle, lorsque de grandes quantités d'énergie électrique d'origine solaire seront injectées en été, celle-ci se substituera directement au courant produit par une centrale thermique. Chaque kilowattheure ainsi injecté pendant l'été, fera indirectement diminuer quelque part la production d'une centrale thermique.

Des calculs ont démontré qu'il était possible de cette façon de couvrir en Suisse à peu près 10% de la consommation électrique par le biais d'installations photovoltaïques à injection dans le réseau. Ce n'est évidemment pas la solution définitive aux problèmes énergétiques suisses, mais à long terme, elle peut contribuer de façon importante à un approvisionnement en énergie respectueuse de l'environnement.

Etant raccordées au réseau, les installations photovoltaïques sont sujettes à quelques complications supplémentaires. Les problèmes résultent des interférences entre le réseau et l'installation photovoltaïque qui doivent être réduites au minimum. Aujourd'hui, les onduleurs modernes répondent à cette exigence, la régulation des flux d'énergie de l'installation photovoltaïque vers le réseau se faisant par microprocesseur.

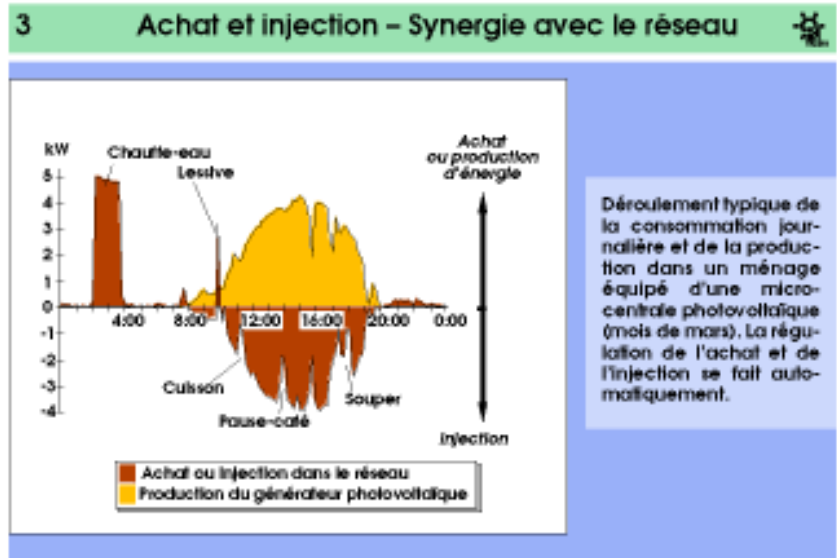
Toutefois, le réseau peut interférer dans le fonctionnement de l'onduleur; il faut donc veiller à supprimer ces influences.

Une installation photovoltaïque à injection dans le réseau se compose de quatre sous-systèmes simples:

- a) le générateur photovoltaïque à intégrer au bâtiment en toiture ou en façade;
- b) le coffret de raccordement, où sont connectés tous les modules photovoltaïques;
- c) l'onduleur qui transforme le courant continu en courant alternatif conforme au réseau;
- d) le tableau électrique de l'immeuble (déjà installé) avec les fusibles, où le courant alternatif est injecté et où se trouvent également les fusibles de l'installation photovoltaïque et le compteur d'énergie.

1.9 Achat et injection – synergie avec le réseau

Figure 3



La synergie entre l'installation photovoltaïque, les appareils électriques de l'immeuble et le réseau est très simple. Le consommateur utilise l'électricité fournie par le réseau, sans se rendre compte de la présence d'une installation photovoltaïque. L'électricité produite est, de la même façon, injectée dans le réseau, sans que l'exploitant du réseau ou le consommateur le remarquent.

Le graphique montre le déroulement de la consommation sur 24 heures. Dans cet exemple, le chauffe-eau de la maison s'enclenche entre 2 et 4 heures du matin. A environ 7 h 30, on note une consommation d'énergie, probablement pour la préparation du petit déjeuner. A 8 h l'installation photovoltaïque commence à produire. Entre 8 et 9 h, la production est injectée dans le réseau. Tout au long de la journée, la production ne cesse d'augmenter, avec une interruption de l'injection vers 10 h, en raison d'une forte demande d'énergie pendant un bref laps de temps. On peut supposer, par exemple, que la machine à laver a été enclenchée. La production augmente, et on constate vers 11 h 30 une forte diminution de l'injection dans le réseau. Il se peut qu'à ce moment-là on ait commencé à préparer le repas de midi. On remarque également que la pointe de production journalière de cette installation se situe aux alentours de 14 h du fait que l'installation est orientée à environ 30° à l'ouest par rapport au sud.

La commutation entre la consommation et l'injection de courant solaire se fait automatiquement. L'électronique de l'onduleur contrôle la tension et la fréquence, afin que les normes soient respectées en tout temps et que l'injection soit interrompue en cas de coupure du réseau.

Le décompte de l'injection et de la consommation d'énergie s'effectue de manière différente: soit par deux compteurs avec cliquet de retenue, ou par un compteur sans cliquet. De plus, les distributeurs d'électricité installeront, à la charge du propriétaire, un compteur supplémentaire afin d'enregistrer toute la production d'énergie d'origine photovoltaïque (voir OEn, 22.2.1992, art. 15, § 4).

1.10 Installations raccordées au réseau: deux exemples



Figure 4

La technique des installations raccordées au réseau est absolument éprouvée. On trouve de telles installations en fonctionnement sur environ 200 toitures en Suisse. Cela signifie que ces installations sont fixes et qu'elles transforment une partie du rayonnement solaire en courant électrique. Ce courant est consommé directement dans la maison. Le courant non utilisé est injecté dans le réseau local.

Les deux exemples montrent des installations de 6 kW et de 45 kW. Elles se composent d'unités modulaires de 3 kW. Il est ainsi démontré que des installations de puissance élevée sont susceptibles d'être réalisées en utilisant plusieurs unités standard de 3 kW. L'avantage de ce mode de faire réduit considérablement le travail de conception. A noter qu'il est aussi possible d'injecter la totalité du courant photovoltaïque dans le réseau grâce à des onduleurs triphasés de grande puissance.

L'illustration de l'installation solaire à Uetendorf montre que les modules photovoltaïques et les capteurs thermiques sont complémentaires. Après sa construction, cette maison fut équipée de capteurs thermiques et, quelques années plus tard d'un générateur photovoltaïque. Même si cela ne fut pas planifié dans son ensemble, l'exemple montre qu'une disposition adéquate des modules photovoltaïques sur un toit donne un résultat satisfaisant sur le plan esthétique.

Lorsque le capteur est intégré à la construction, une partie des 90% de l'énergie solaire perdue dans la conversion photovoltaïque peut être directement utilisée pour le chauffage.

1.11 Aspect esthétique des capteurs solaires

En observant les reflets des arbres en arrière-plan sur les capteurs thermiques et les modules photovoltaïques de la figure 4, on s'aperçoit que ces derniers brillent moins que les capteurs thermiques ou les nombreux Velux dans les toits inclinés. Le reflet de la lumière solaire provoqué par un générateur photovoltaïque peut ainsi être comparé à celui d'un lac. L'image du soleil est alors perçue comme une tache claire sans contours nets. D'ailleurs les voisins ne sont nullement gênés par le reflet du soleil et l'expérience de presque 200 installations photovoltaïques le démontre. Ces constats stimulants devraient encourager les autorités à réagir de façon plus positive aux demandes de permis de construire.

Alors que, sur les toits inclinés, les cellules photovoltaïques captent aisément le rayonnement solaire, il est nécessaire de poser des supports sur les toits plats afin d'obtenir cette même inclinaison. Ces supports subissent aussi les influences des vents et des tempêtes, dont les conséquences peuvent être réduites par une répartition de l'installation sur plusieurs rangées. L'aspect esthétique s'en trouvera également amélioré, car, en général, l'installation n'est pratiquement pas visible d'en bas.

Les supports ne doivent en aucun cas être fixés sur l'immeuble au moyen de vis traversant l'étanchéité du toit. Il est recommandé de réaliser l'ancrage au moyen de plots assez lourds, pouvant supporter la force du vent selon la norme SIA 160.

Le travail sur les toits plats nécessite également une collaboration avec des spécialistes, garantissant une étanchéité parfaite de la toiture une fois les travaux terminés.

2. Bases météorologiques

2.1	Rayonnement global = rayonnement direct + rayonnement diffus	23
2.2	Variation annuelle du rayonnement solaire	24
2.3	Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques	25
2.4	Orientation et angle d'inclinaison	27
2.5	Ombrage des installations photovoltaïques	29
2.6	Distance entre les rangées sur toits plats	30

2. Bases météorologiques

2.1 Rayonnement global = rayonnement direct + rayonnement diffus

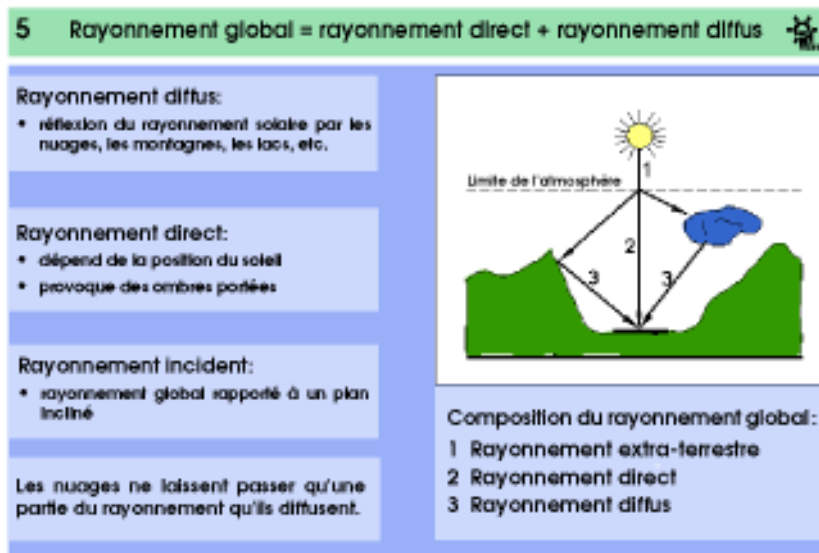


Figure 5

Le soleil est notre principal fournisseur d'énergie. Sa température en surface est d'environ six mille degrés Celsius. Cette énorme boule de feu émet continuellement de l'énergie.

Une infime partie de cette énergie atteint la terre. Ce rayonnement provenant d'une surface extrêmement chaude, la valeur énergétique des particules est donc très élevée. Le rayonnement total en provenance du soleil, c'est-à-dire le rayonnement global, se décompose de la façon suivante:

- le rayonnement direct venant du soleil en rayons parallèles;
- le rayonnement du ciel, dispersé dans toutes les directions par les nuages et les particules de poussière;
- le rayonnement réfléchi par les objets environnants.

Le rayonnement du ciel et le rayonnement réfléchi sont des rayonnements diffus. Les rayonnements direct et diffus forment le rayonnement global.

Le rayonnement du soleil est direct lorsqu'un objet donne une ombre nette. Le rayonnement diffus, par contre, en provenance de toutes les directions ne produit pas d'ombre.

On parle de rayonnement global horizontal, lorsque la totalité du rayonnement est mesurée sur une surface horizontale. Le rayonnement arrivant sur une surface inclinée est appelé rayonnement global dans le plan X.

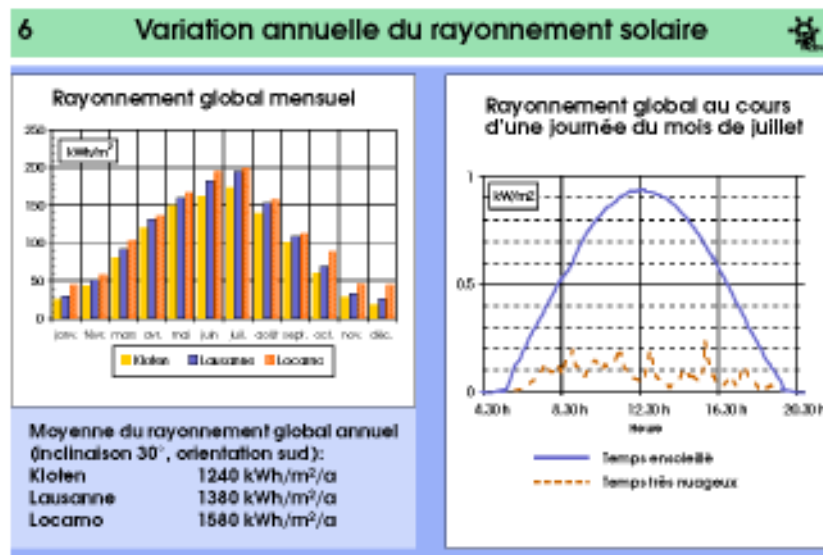
La proportion de rayonnement diffus est à peu près égale pour les surfaces horizontales et inclinées. Cela veut dire qu'une installation solaire ayant un angle d'inclinaison faible (par exemple 25°) produira pendant une journée de brume la même quantité d'énergie qu'une autre installation solaire avec un angle d'inclinaison plus grand (par exemple 45°).

La proportion de rayonnement direct, par contre, change considérablement par rapport à l'angle d'inclinaison de la surface de captage.

Le rayonnement solaire peut être assimilé à un bombardement de particules lumineuses appelées photons. Les particules de ce rayonnement solaire ne possèdent pas toutes la même énergie; une répartition selon la quantité d'énergie et la longueur d'onde montre la répartition spectrale de l'énergie solaire. A l'endroit où l'intensité de ces particules lumineuses est la plus élevée, soit environ la longueur d'onde du vert, l'œil humain est également le plus sensible. Le rayonnement à courte longueur d'onde bleu et ultraviolet est le plus énergétique. Les particules les moins énergétiques se trouvent dans la partie rouge à infrarouge du spectre.

2.2 Variation annuelle du rayonnement solaire

Figure 6



La planète Terre tourne sur son axe une fois par jour. Pour les habitants de l'hémisphère Nord, cela veut dire que le soleil se lève le matin à l'est, qu'il est à midi au sud et qu'il se couche le soir à l'ouest. Pendant le reste du temps de la rotation de la terre, il fait nuit. C'est, évidemment, un grand désavantage dans l'utilisation de l'énergie solaire, qui n'est disponible quotidiennement qu'avec de grandes fluctuations.

Au cours d'une année de trajectoire de la terre autour du soleil, l'angle du rayonnement varie, avec pour conséquence les saisons. Cette variation saisonnière de l'intensité du rayonnement solaire est donc un autre désavantage de l'énergie solaire.

A Kloten, le rayonnement global sur une surface de un mètre carré, inclinée à 30° et orientée au sud, s'élève à environ 1240 kWh par

année. A Lausanne, cette valeur se monte toutefois à 1380 et à Locarno à 1580 kWh par an et par mètre carré. Le graphique de gauche montre la variation annuelle des apports d'énergie, indiquée par mois. Durant toute l'année, Locarno bénéficie de plus de rayonnement que Lausanne et Kloten. Lausanne en bénéficie pourtant davantage que Kloten surtout pendant les mois d'hiver, car plus souvent hors du brouillard.

La répartition journalière du rayonnement global est également intéressante. Les variations journalières de la puissance en kW/m^2 sont illustrées par le graphique de droite. Le trait épais correspond au rayonnement pendant une belle journée, le trait hachuré à une journée nuageuse.

La puissance de l'énergie solaire est indiquée en kilowatt par mètre carré (kW/m^2). La quantité d'énergie du rayonnement en kilowattheure par mètre carré (kWh/m^2).

En reliant l'installation photovoltaïque au réseau, le désavantage lié à la fluctuation de l'énergie solaire disparaît. Le jour, la quantité d'énergie produite dépasse souvent la quantité consommée dans la maison. La différence est injectée dans le réseau. La nuit, l'énergie solaire manquante est compensée par le courant pris au réseau.

2.3 Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques

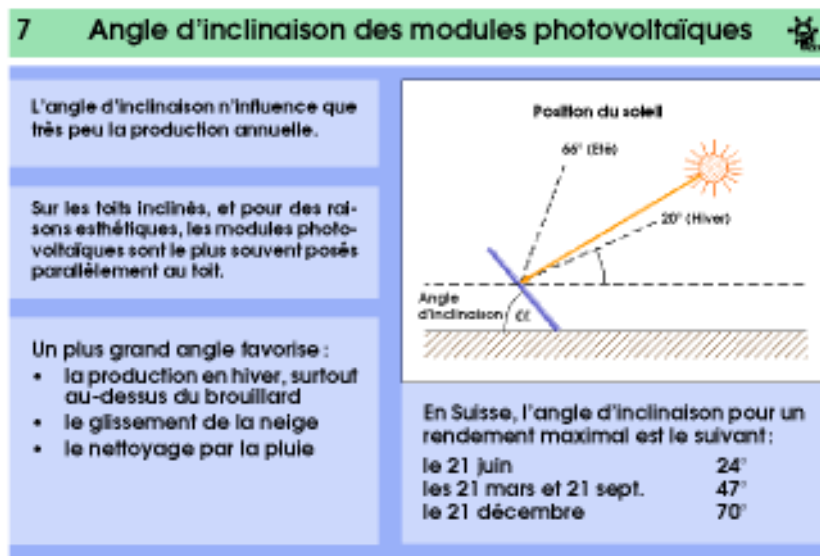


Figure 7

Les amateurs de soleil connaissent le meilleur angle pour obtenir un bronzage optimal. En hiver, les chaises longues sont placées en position presque verticale, en été, par contre, plutôt horizontale. Par analogie, les modules photovoltaïques captent le maximum d'énergie en hiver en position verticale et, en été, en position horizontale.

Toutefois, cette différence n'est valable que pour la partie du rayonnement solaire direct. L'intensité du rayonnement solaire diffus ne dépend pas de l'orientation. Comme décrit plus haut, on s'attend à une faible influence sur la production d'énergie en fonction de l'angle d'inclinaison dans les régions à haute proportion de

rayonnement diffus (régions à brouillard). Par contre dans les régions à forte proportion de rayonnement direct (régions de montagne), la production d'énergie et le rapport entre la production hivernale et estivale dépendent fortement de l'angle d'inclinaison.

L'angle d'inclinaison du module photovoltaïque est défini par rapport au plan horizontal. Le rendement maximal est atteint lorsque le rayonnement solaire tombe perpendiculairement à sa surface.

Pour un module orienté au sud, c'est le cas à midi dans les conditions suivantes: en juin, l'angle d'inclinaison est de 24° , au printemps et en automne de 47° et en décembre de 70° . Comme les modèles de calcul le démontrent, l'angle optimal dans les régions de plaine est d'environ 30° à 40° et en montagne de 35° à 45° .

Toutefois, en tenant compte d'une optimisation possible du rendement énergétique en hiver, on devrait travailler avec un angle d'inclinaison de 45° et plus, surtout dans les régions sans brouillard. La production annuelle n'augmentera pas, mais la production hivernale sera plus importante. Des calculs et des mesures ont montré qu'en montagne, et avec un angle d'inclinaison compris entre 55° et 60° , les parts de production hivernale et estivale sont pratiquement identiques (45% en hiver, 55% en été).

En conséquence, le rendement optimal est atteint en modifiant l'inclinaison des modules photovoltaïques selon la position du soleil. Ce qui fut effectivement réalisé pour plusieurs installations, surtout à l'étranger et aux endroits bénéficiant de rayonnement direct. Cependant, on relève alors deux désavantages:

- a) l'esthétique du générateur photovoltaïque en pâtit. Sur les toits inclinés, il est recommandé de monter les modules parallèlement à la surface du toit. Le générateur photovoltaïque est ainsi mieux intégré dans l'ensemble de l'immeuble. Une inclinaison supplémentaire des modules photovoltaïques par rapport à l'inclinaison du toit augmente légèrement l'apport énergétique et améliore la production en hiver, mais cette variante de construction est plus coûteuse, car la structure mécanique doit non seulement résister au vent, mais aussi à la neige;
- b) en adoptant un système d'inclinaison variable de poursuite du soleil, le système statique se trouve transformé en une installation comportant des pièces mécaniques mobiles. Avec pour conséquences un investissement plus élevé, de l'usure et donc un coût de maintenance accru.

L'influence de l'angle d'inclinaison sur la production annuelle est relativement faible. Il faudrait éviter des angles de moins de 20° , afin que la pluie fasse son office de nettoyage sur les surfaces des modules. De plus, la neige reste plus longtemps sur les modules à faible inclinaison que sur ceux à angle plus élevé. Des expériences de longue durée, en collaboration avec l'Institut fédéral de recherches sur la neige et les avalanches à Davos, ont démontré que la neige glisse dans presque toutes les conditions météorologiques avec une inclinaison de plus de 60° . Ces tests ne sont cependant valables que pour une région comme Davos, relativement sèche, où la tendance à la formation de cristaux de glace est faible. Dans les Préalpes, il se peut que la neige ne glisse même pas à des angles de 60° , comme on peut le voir sur les photographies de la station de mesure enneigée du Säntis.

2.4 Orientation et angle d'inclinaison

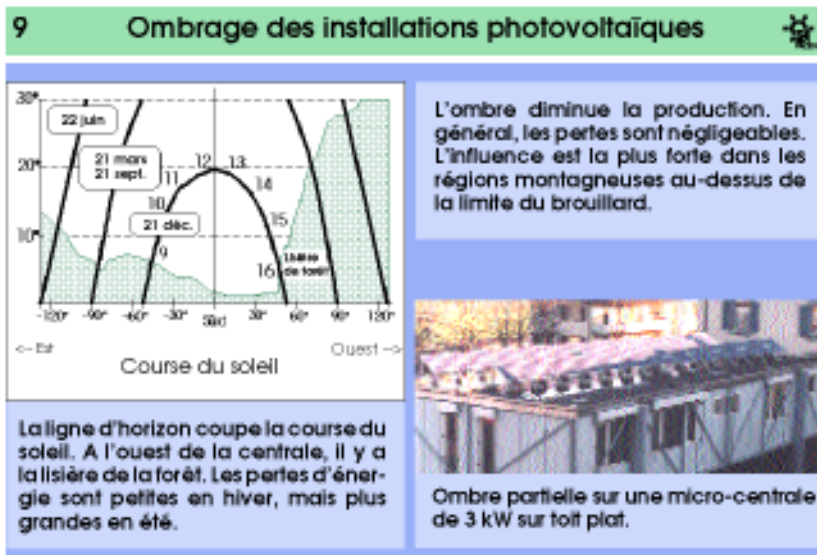


Figure 8

En plus de l'angle d'inclinaison, l'orientation vers le sud, c'est-à-dire la déviation par rapport au sud, joue un rôle primordial dans la production énergétique d'une installation solaire. Chaque endroit peut être optimisé à l'aide de programmes spéciaux de simulation ou avec les guides METEONORM. En général, les calculs sont faits par des bureaux d'ingénieurs spécialisés. Pour définir l'orientation, on peut aussi utiliser la règle empirique indiquée à la figure 8.

Alors que le changement d'inclinaison tient surtout compte des différences saisonnières du rayonnement solaire, une adaptation de l'orientation permettrait de suivre le mouvement journalier du soleil. Le soleil se lève à l'est, se situe au sud à midi et se couche le soir à l'ouest. Une orientation optimale signifierait donc que les modules photovoltaïques soient orientés le matin vers l'est, à midi vers le sud et le soir vers l'ouest. Il faudrait, comme pour l'inclinaison, utiliser une installation mécanique afin de varier l'orientation des modules photovoltaïques. Les désavantages d'un dispositif mécanique de ce genre sont les mêmes que pour un dispositif qui changerait l'angle d'inclinaison: des investissements élevés, une diminution de l'esthétique et des travaux de maintenance plus onéreux.

Une augmentation de la production d'énergie par un changement d'orientation des modules ne peut être réalisée qu'aux endroits bénéficiant d'une proportion élevée de rayonnement direct (en montagne). Dans des régions où le brouillard est fréquent en hiver et donc où l'on reçoit une proportion élevée de rayonnement diffus (en plaine), l'investissement pour un tel dispositif n'est guère justifié.

Les supports fixes orientés vers le sud donnent le rapport énergétique maximum. Toutefois, il n'est pas toujours possible d'obtenir une orientation optimale. Les toits inclinés ne sont pas toujours orientés exactement vers le sud. Ceci serait le cas, si la corniche du toit était parallèle à l'axe est-ouest. Il a été démontré qu'une légère déviation de l'orientation optimale n'a qu'une très faible incidence sur le rendement énergétique d'une installation solaire. Des déviations allant jusqu'à $\pm 45^\circ$ par rapport à l'axe sud peuvent être admises. Les pertes en production d'énergie sont relativement faibles.

L'angle d'orientation s'appelle également azimut. En topographie, cet angle est mesuré entre le nord et le rayon solaire. Dans la série des guides METEONORM, ainsi que dans le domaine de l'énergie solaire, l'azimut correspond à la déviation de l'angle par rapport à l'axe sud. Une orientation vers l'est signifie donc un angle de -90° , une orientation vers le sud un angle de 0° et une orientation vers l'ouest un angle de $+90^\circ$.

Les pertes de rendement, du fait d'un écart par rapport à l'orientation optimale et le meilleur angle d'inclinaison, peuvent être estimées à l'aide du graphique de la figure 8. Les paramètres des deux axes représentent l'orientation (déviations par rapport au sud) et l'angle d'inclinaison (entre 10° et 90°). Un angle de 90° correspond à l'intégration d'un module photovoltaïque dans une façade verticale. A l'aide du graphique, on peut estimer le pourcentage du rayonnement par rapport à la valeur optimale pour n'importe quel angle d'inclinaison et n'importe quelle orientation. On voit, par exemple, qu'avec une orientation du toit de 45° à l'est et un angle d'inclinaison de 60° , on peut encore s'attendre à un rendement énergétique compris entre 80% et 85% du maximum (le maximum: orientation sud, angle d'inclinaison 30°). Le graphique a été élaboré à partir de données recueillies à Arau. Il n'est donc valable que pour des endroits ayant les mêmes fréquences de brouillard et les mêmes caractéristiques de rayonnement solaire. Il montre cependant que, dans les régions à brouillard, les pertes sont relativement faibles par rapport aux installations réalisées avec un angle d'inclinaison optimal (30°). Seules les installations avec un angle d'inclinaison extrême (façades) et une grande déviation par rapport à l'orientation sud subissent des pertes considérables dans la production énergétique.

Il est relativement facile d'effectuer un calcul précis selon la formule indiquée dans la série des guides METEONORM. Ces manuels, publiés spécialement à l'intention des personnes actives dans le domaine de l'énergie solaire, facilitent de manière considérable le calcul du rayonnement solaire pour chaque commune en Suisse et pour différentes orientations et angles d'inclinaison. Cette documentation est disponible à l'adresse suivante: InfoEnergie, c/o Centre cantonal de formation professionnelle des métiers et du bâtiment, 2013 Colombier.

2.5 Ombrage des installations photovoltaïques

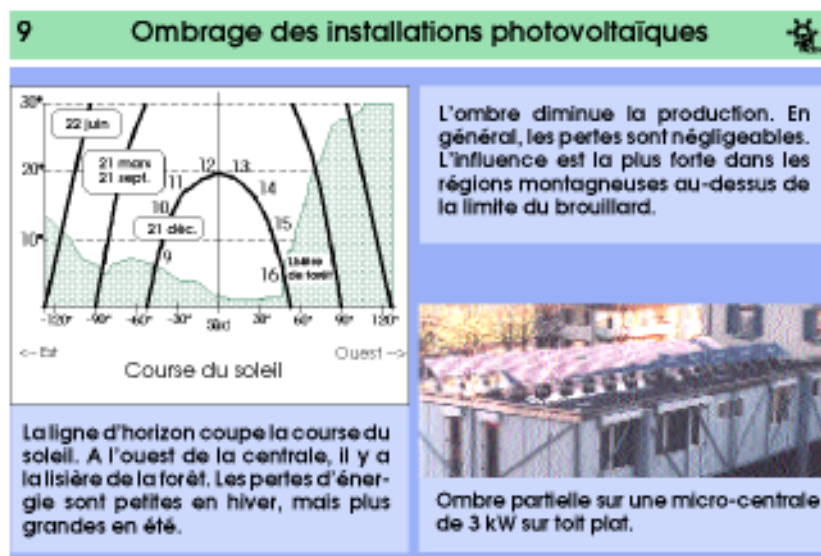


Figure 9

En plus de la variation du rayonnement solaire occasionnée, d'une part, par la rotation et l'orbite de la terre et, d'autre part, par les conditions climatologiques d'un ciel nuageux ou ensoleillé, il faut encore tenir compte du problème d'ombrage sur les modules photovoltaïques. Une ombre partielle sur une installation a une grande influence sur le rendement momentané de toute l'installation solaire.

La Suisse n'est pas un pays désertique et plat, dans lequel une maison isolée serait ensoleillée sans ombre du matin au soir. Les pertes de rendement commencent déjà à l'horizon qui gêne le passage de la lumière du soleil. Dans certains villages alpins, pendant tout l'hiver, le soleil ne touche guère, par exemple, que le clocher de l'église. A chaque instant du jour, l'horizon est plus haut que la position du soleil. Dans le langage populaire, cela s'appelle un «trou d'ombre». A ces endroits, le rendement est modeste, surtout en hiver.

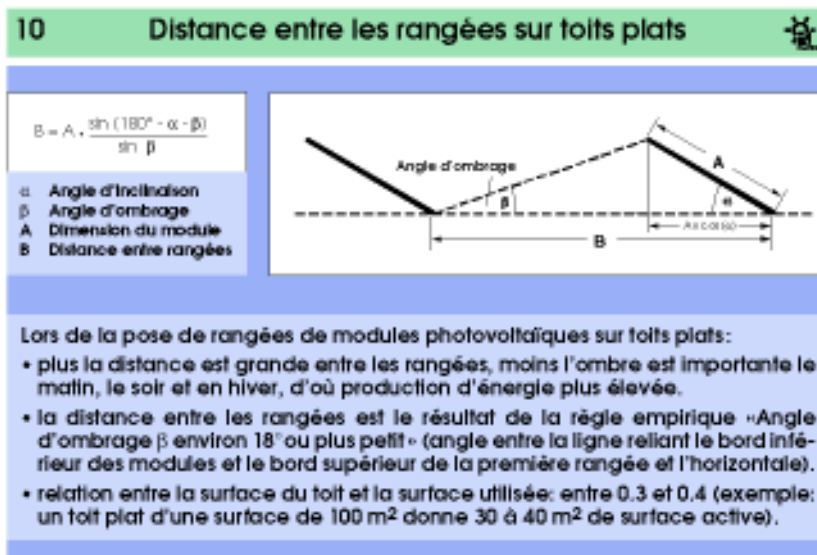
Une évaluation pour savoir dans quelle mesure l'horizon diminue le rendement, exige un calcul relativement complexe. Le graphique de la figure 9 montre l'orbite du soleil au début de l'hiver, c'est-à-dire le 21 décembre, aux équinoxes de mars et septembre et au jour le plus long, le 21 juin. L'exemple montre une ligne d'horizon dessinée pour une installation en lisière de forêt. Les résultats des mesures montrent que l'horizon depuis l'est jusqu'à environ 50° à l'ouest est en dessous de 10°. Plus à l'ouest, la ligne de l'horizon monte considérablement. On peut s'attendre à ce que le rendement de l'installation ne soit pas influencé par la ligne d'horizon en hiver, mais au printemps, et, surtout en été, il faut tenir compte de l'ombre en fin d'après-midi. Dans cet exemple, le calcul montre que les pertes de production d'énergie de cette installation en raison de la ligne d'horizon sont relativement faibles.

En général, on doit tenir compte du fait que, dans la fourchette d'environ 45° par rapport au sud, l'angle à l'horizon devrait être en dessous de 15°. Les pertes d'énergie seraient alors relativement modestes dans tous les cas. Dans l'hypothèse d'une ligne d'horizon haute, par contre, il faut être prudent, et il est recommandé de calculer plus exactement les pertes de production.

La ligne d'horizon peut être mesurée de façon très précise au moyen d'un appareil de mesure adéquat. La précision exigée dans le domaine de l'énergie solaire autorise l'utilisation d'un théodolite ou d'un simple appareil de mesure manuel. On se place près de l'endroit où sera montée l'installation solaire et on oriente l'appareil vers l'est. En cet endroit on mesure l'angle de hauteur d'horizon. Ensuite, par intervalles de 10° ou 20°, on tourne l'appareil vers le sud, en mesurant chaque fois l'angle de hauteur d'horizon. On obtient ainsi la ligne d'ombre. Ce procédé n'est toutefois nécessaire que lorsque l'installation risque d'être longtemps à l'ombre à cause des montagnes environnantes. En général, dans ce cas, le propriétaire de la maison saura très exactement quand le soleil se lève chez lui et si les montagnes ont une influence importante sur la durée de l'ensoleillement. Pendant le mois de décembre et dans une région de montagne, un rayonnement solaire direct de 4 heures est le minimum requis. Un risque d'ombre, beaucoup plus important que la ligne d'horizon, est souvent constitué par les maisons ou les arbres situés à proximité. Il n'existe pratiquement pas d'installation sur laquelle, à un certain moment de la journée, une maison ou un arbre ne projette une ombre. Il est très difficile de calculer les pertes. Souvent, il suffira de les estimer. Ici, à nouveau, le propriétaire de l'immeuble connaîtra très bien l'ensoleillement de son propre toit ainsi que les ombres projetées par les immeubles voisins et les arbres. Ces informations suffisent presque toujours pour estimer les pertes. Il faut être prudent lorsque l'installation est touchée par l'ombre en hiver entre 10 et 14 heures, et en été entre 7 et 17 heures. L'ombre du matin ou du soir n'influence que très peu le rendement.

2.6 Distance entre les rangées sur toits plats

Figure 10



Sur les toits plats ou dans les champs, les modules photovoltaïques sont disposés en rangées. La première rangée étant entièrement au soleil, il est presque inévitable que les rangées suivantes soient partiellement à l'ombre de la première, surtout le matin ou le soir et en hiver quand le soleil est bas. Empiriquement, on admet que l'angle d'ombrage β entre le bord inférieur d'une rangée de modules photovoltaïques et le bord supérieur de la rangée plus au sud, devrait

être d'environ 18° . L'angle d'inclinaison α et l'angle d'ombrage β étant donnés, la distance entre chaque rangée peut facilement être calculée.

On peut formuler les règles générales suivantes pour la mise en place de modules photovoltaïques sur les toits plats:

- a) Plus la distance entre les rangées sera grande, moins il y aura de risques d'ombre le matin, le soir ou en hiver. On ne doit pas sous-estimer le risque que les modules se fassent de l'ombre. Ce risque est beaucoup plus fréquent que l'ombre de l'horizon sur le générateur photovoltaïque lui-même;
- b) L'angle d'ombrage β devrait être de 18° au plus. Si la surface de toit disponible est petite, il est recommandé de diminuer l'angle d'inclinaison des modules photovoltaïques de 35° à 30° , surtout en plaine. Le risque que les modules se fassent de l'ombre est ainsi diminué.

S'il n'est pas possible de placer les rangées à une distance suffisante les unes des autres en raison du manque de place, il faut tenir compte de l'ombre tombant sur les rangées postérieures. Cela diminue surtout la production hivernale. Il est alors recommandé de faire un branchement électrique des cellules photovoltaïques de façon que les modules inférieurs soient raccordés ensemble. Ils seront alors couverts au même moment par l'ombre de la première rangée. De cette façon les modules supérieurs d'une rangée continueront à donner leur plein rendement.

3. Dangers du courant continu

3.1	Courant continu: risque de formation d'un arc électrique	36
3.2	Risque d'incendie dû au courant continu	37
3.3	Corrosion électrochimique	38

3. Dangers du courant continu

L'effet photovoltaïque est provoqué par l'énergie des photons qui déplace des électrons dans le semi-conducteur. Ce déplacement produit un courant continu dans le circuit extérieur. Il est important de se rendre compte qu'un courant continu se comporte différemment d'un courant alternatif dans de nombreux cas. Ce chapitre vise à rendre les installateurs-électriciens, qui sont surtout familiarisés avec la technique du courant alternatif, attentifs aux particularités du courant continu. La plus importante de ces particularités est le danger accru de formation d'un arc électrique, d'où un risque d'incendie non négligeable. Lorsque le courant continu passe par un point de contact fait d'un ou plusieurs métaux, la corrosion de ce point de contact augmente considérablement, pour autant que le contact soit entouré d'un électrolyte (humidité). En très peu de temps les agents corrosifs se manifestent qui, en cas de courant alternatif, n'endommageraient ou ne détruiraient ces éléments qu'après un grand nombre d'années. De plus, le courant continu, contrairement au courant alternatif, interfère sur le corps humain d'une façon beaucoup plus dangereuse.

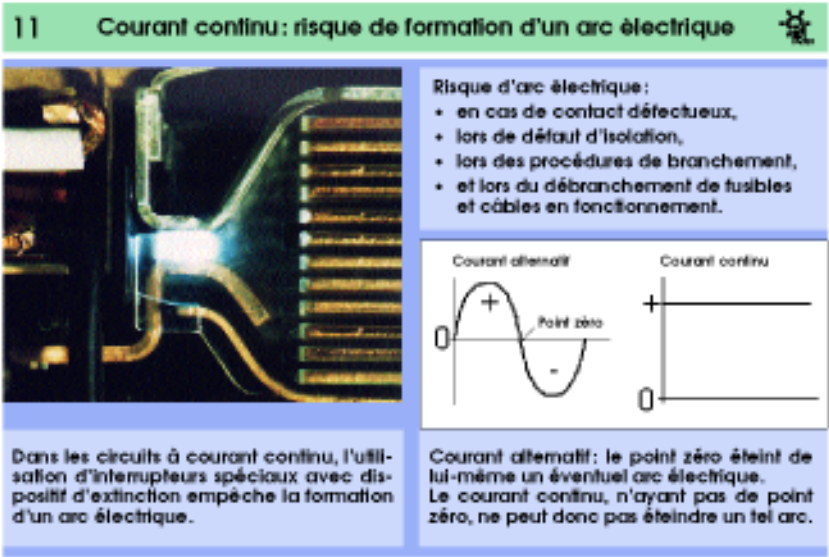
Au 18^e siècle, des décharges électriques tirées de l'ambre ou d'autres éléments furent présentées comme curiosité dans les fêtes et divertissements: «Des étincelles venant d'un corps vivant représentent un grand amusement dans les salons». Ces décharges électriques, malgré leur tension assez élevée de quelque 1000 volts, sont inoffensives, car les courants en jeu sont minimes. Par contre, si le courant augmente, le danger potentiel pour les personnes s'accroît. Les effets du courant continu sur le corps humain sont différents de ceux de l'alternatif. Des courants alternatifs de plus de 20 mA peuvent provoquer des changements dans le rythme cardiaque. Lorsque le myocarde est excité par du courant à 50 Hz, il présente des contractions tellement rapides qu'il en résulte une fibrillation du ventricule, la fonction de pompage du cœur s'arrête. Dans la plupart des cas, en interrompant le courant, la fibrillation du ventricule s'arrête ou peut être stoppée par un massage cardiaque. Le courant continu, par contre, occasionne des processus électrochimiques beaucoup plus dangereux pour le corps, surtout au niveau du système nerveux. Des courant élevés peuvent également provoquer des brûlures. En principe, les installations fonctionnant à une tension continue de moins de 50 V ne représentent pas de danger. Les tensions de plus de 120 V nécessitent des mesures de protection spéciales.

Il faut se rappeler que la lumière du jour au moment du crépuscule ou pendant une journée où le ciel est couvert, peut être suffisante pour amener le générateur photovoltaïque à sa tension maximale de fonctionnement. Lors des travaux de câblage des modules photovoltaïques, il faut faire preuve d'une extrême prudence, car la tension de fonctionnement est presque toujours présente.

En général, les modules photovoltaïques se montent pendant le jour. Le raccordement du générateur photovoltaïque se fait donc à la tension de fonctionnement.

3.1 Courant continu: risque de formation d'un arc électrique

Figure 11



Entre deux conducteurs sous tension, s'établit un champ électrique. La puissance de ce champ augmente en fonction de la tension et de la distance entre les conducteurs. Lorsque la distance entre les conducteurs est très petite, l'air est ionisé par l'augmentation du champ. Dans le cas du courant alternatif, le champ change de sens 100 fois par seconde et disparaît au passage du zéro. Pour le courant continu, par contre, l'effet d'ionisation n'est pas interrompu. Le danger de provoquer un arc électrique dans ce cas est donc beaucoup plus grand. Pour les applications habituelles du courant continu, ce n'est pas très grave, car la formation d'un arc électrique a la caractéristique d'un court-circuit. Les dispositifs de protection, par exemple les fusibles, entrent en action dans ces cas-là. Un générateur photovoltaïque ne dispose pas de fusibles, car le courant de court-circuit est égal à celui de fonctionnement et il ne peut donc pas y avoir de fusibles qui détectent le court-circuit.

Il est important de résumer encore une fois: avec le courant continu, le risque de provoquer un arc électrique est beaucoup plus grand. A cause de la caractéristique particulière des cellules photovoltaïques (sources de courant), il n'est pas possible d'éviter cet arc en utilisant des fusibles conventionnels.

L'arc atteint des températures de quelque 1000°C. Les pièces métalliques conductrices commencent à fondre, l'isolation environnante à brûler, l'arc électrique se propage le long de l'isolation et des conducteurs. On ne saurait insister assez souvent sur l'importance de ce danger. Les travaux de montage d'une installation photovoltaïque exigent une attention accrue.

Le risque est surtout présent dans le cas de contacts défectueux, de défauts d'isolation, de procédures de branchement, de démontage de fusibles sous tension et lors du câblage du générateur en circuit fermé.

La figure 11 montre un interrupteur avec dispositif d'extinction d'un arc électrique. Par la disposition spéciale des contacts et lorsque l'interrupteur s'ouvre, l'arc est dirigé dans un espace où il sera éteint.

3.2 Risque d'incendie dû au courant continu



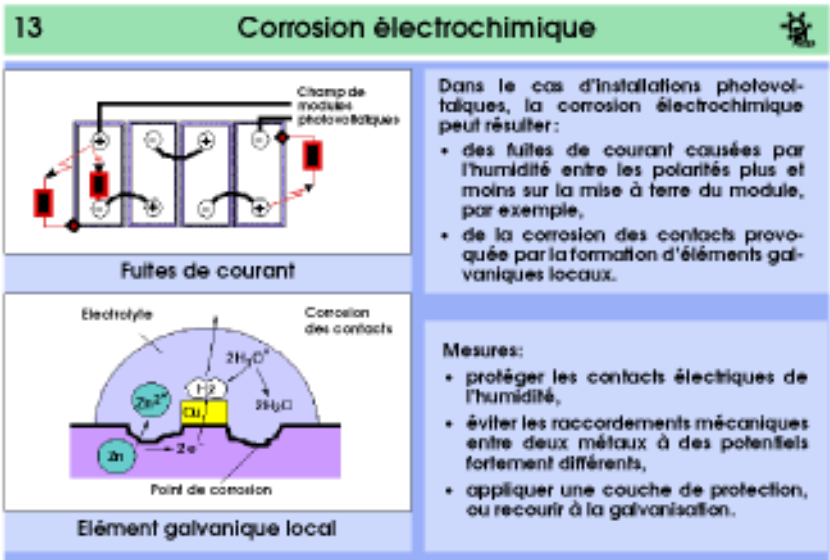
Figure 12

Lorsqu'un arc électrique se forme dans une installation photovoltaïque entièrement ensoleillée, il faut probablement s'attendre à des dégâts. Dans l'exemple cité, c'est une cause minime qui a engendré des dommages. Selon toute probabilité, elle serait restée sans suites pendant des années dans le cas d'une installation à courant alternatif. Tout au plus, le courant se serait probablement interrompu et on aurait vite trouvé la cause de la panne. En raison des caractéristiques particulières des modules photovoltaïques et du courant continu, un petit arc électrique s'est formé à cause d'un mauvais contact. Le contact a pris feu, tout en renforçant l'arc. Un tel arc dans un générateur photovoltaïque, en plein soleil, peut se transformer en une énorme source de chaleur. Le plastique de protection des bornes commence à fondre, l'isolation du câble d'entrée prend feu. Dans ce cas particulier, l'erreur fut détectée par hasard avant la destruction de l'onduleur.

Une des plus grandes installations du monde, d'une puissance proche du mégawatt, a pris feu dans un bâtiment de service suite à un arc électrique entre les pôles positif et négatif. Dans cette configuration l'arc électrique contient une énorme quantité d'énergie. Cela a rapidement enflammé tout le bâtiment de service. L'onduleur et la régulation furent entièrement détruits.

3.3 Corrosion électrochimique

Figure 13



Aux points de contact entre deux métaux différents un élément galvanique peut se former en présence d'humidité. Le courant qui en résulte occasionne une corrosion de contact.

La corrosion est la destruction d'un métal à partir de la surface par une transformation chimique. Pour qu'une corrosion électrochimique se développe, il faut :

- a) un élément constitué de deux métaux différents;
- b) une liaison conductrice entre ces deux métaux;
- c) un électrolyte, pouvant entrer en réaction chimique avec le métal sous formation d'ions. Le point de contact ne doit même pas être submergé par une grande quantité de liquide. Une mince couche d'humidité suffit déjà, comme celle occasionnée normalement par la condensation de l'humidité atmosphérique.

La vitesse de corrosion dépend largement de l'électrolyte. Si l'air contient du sel, les éléments se corroderont plus vite. C'est également la raison pour laquelle la corrosion augmente à proximité de la mer ou en hiver lors de l'utilisation de sel sur les routes.

Si, à l'action due à la différence de potentiel entre les deux métaux, s'ajoute un courant continu extérieur, la vitesse de la réaction électrochimique peut être multipliée par un facteur 100.

Pour éviter la corrosion électrochimique dans les installations photovoltaïques, il faut protéger les contacts contre l'humidité et, dans le cas d'installations à courant continu sans mise à terre, contrôler régulièrement le dispositif de surveillance de court-circuit.

4. Technologie des cellules photovoltaïques

4.1	Fonctionnement des cellules photovoltaïques	41
4.2	Structure des modules photovoltaïques	42
4.3	Caractéristiques électriques des modules	44
4.4	Rendement et température des cellules	45
4.5	Générateur photovoltaïque: pas de caractéristique de court-circuit!	46
4.6	Exemple de boîte de connexion avec diode antiparallèle	47

4. Technologie des cellules photovoltaïques

Les cellules constituent l'élément essentiel des installations photovoltaïques. Elles sont capables, de par leur structure, de transformer directement la lumière en énergie électrique, sans dispositif mécanique. Nous indiquerons ici, en plus de leur mode de fonctionnement, la structure et les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques.

La cellule photovoltaïque est un produit typiquement industriel et la fabrication des modules pose des problèmes très complexes. Par contre, une fois le module emballé et prêt à être livré, plus aucune difficulté ne devrait survenir sur le chantier.

Actuellement, la fabrication des cellules photovoltaïques, de même que celle des modules, comporte encore une grande partie de travail manuel. C'est pourquoi une ligne de production de modules photovoltaïques rappelle-t-elle une entreprise artisanale plutôt qu'industrielle. Toutefois, on constate actuellement que cette production manuelle peut être incorporée dans un processus industriel, largement automatisé. Quand ce but sera définitivement atteint, les prix des modules photovoltaïques connaîtront – une fois de plus – une baisse considérable. Le rythme de ce développement dépendra largement des appuis que les pouvoirs publics accorderont à cette technologie. Bien d'autres technologies dans le domaine de la production d'énergie ont été promues de cette façon.

4.1 Fonctionnement des cellules photovoltaïques

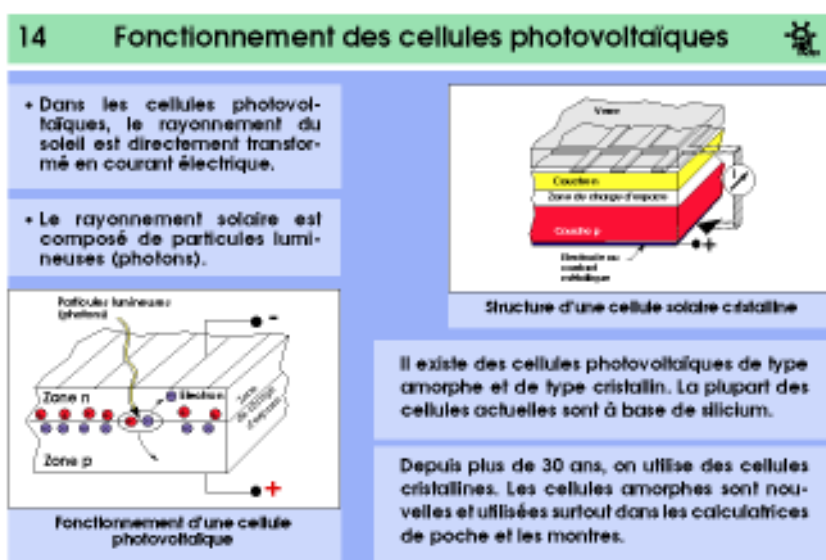


Figure 14

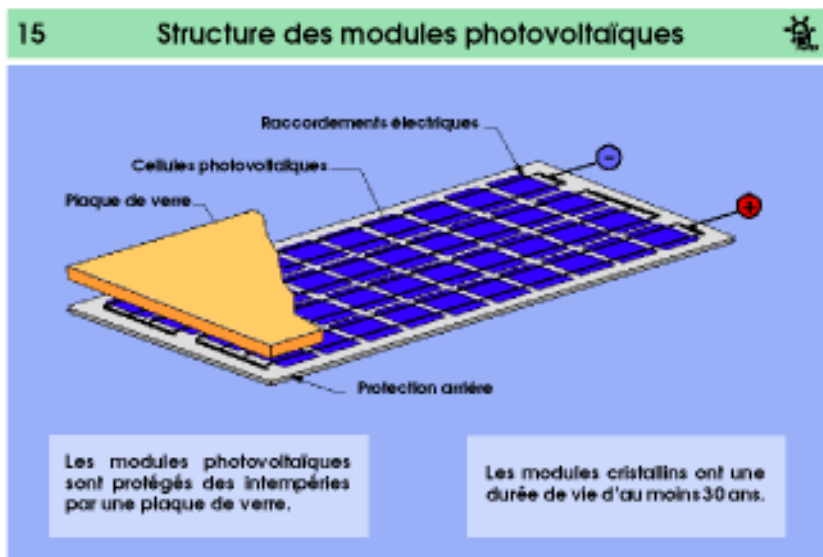
Un grand nombre de technologies permettant la transformation de l'énergie lumineuse en énergie électrique sont actuellement à disposition. On peut s'imaginer que le rayonnement solaire

correspond à un bombardement de particules lumineuses appelées photons. Lorsqu'une particule atteint un atome et est absorbée, elle est capable, par son énergie ainsi transmise, de dévier un électron de son orbite habituelle. Cet électron est alors libéré et attiré par le champ électrique à la limite des surfaces des différentes couches.

Dans le cas d'une cellule photovoltaïque formée de deux couches de silicium p- et n-, le champ électrique interne est créé entre ces deux couches à cause de leurs caractéristiques différentes. Ces deux couches sont obtenues en dopant le silicium très pur avec des traces d'autres éléments. Un dopage p correspond à l'adjonction d'atomes de bore dans la structure atomique du silicium, le dopage n à l'adjonction d'atomes de phosphore. Dans la zone entre les deux couches de silicium à dopages différents, se forme le champ électrique. Lorsque la lumière tombe sur cette cellule, des paires de porteurs de charge sont formées (des trous positifs et des électrons négatifs). Si les paires de porteurs réussissent à atteindre le champ électrique sans se neutraliser réciproquement, elles seront séparées par le champ électrique. Les électrons se dirigeront vers la surface de la couche dopée n, où ils seront rassemblés par la grille de contact métallique et continueront dans le circuit extérieur. Les trous se dirigeront vers la surface de la couche dopée p et seront conduits également dans le circuit extérieur par la plaque de contact arrière de la cellule.

4.2 Structure des modules photovoltaïques

Figure 15



La cellule photovoltaïque proprement dite consiste en une plaquette très mince de silicium, dans laquelle a lieu la transformation de la lumière en énergie électrique. Ces couches fragiles doivent être protégées des impacts et des effets corrosifs de l'air en particulier. Les modules photovoltaïques actuels sont composés de cellules cristallines, le plus souvent branchées en série et mesurant 10 x 10 cm.

Cet ensemble de cellules doit être encapsulé de façon à:

- a) résister de manière optimale aux agressions de l'environnement;
- b) laisser passer la lumière du soleil, afin que l'énergie solaire soit utilisée de manière optimale pour produire de l'électricité.

Pour les modules photovoltaïques montés en installations fixes, l'utilisation de verre trempé pour la face avant est adoptée par tous les fabricants. La perte de lumière atteignant la cellule est ainsi réduite au minimum. En même temps, ce type de protection prolonge considérablement la durée de vie des modules.

Pour protéger aussi le dos des cellules de l'humidité, une couche arrière étanche est également indispensable: soit une plaque de verre, soit un film composite dont la composition varie selon les fabricants. Pour une bonne adhésion entre ces trois couches – verre frontal, cellules et couche de protection arrière – on utilise un procédé spécial de laminage afin d'obtenir un module robuste ayant une longue durée de vie. La substance synthétique préférée est l'éthylvinylacétate (EVA), qui a la propriété de rester élastique après polymérisation.

Des atteintes à ces couches de protection entraînent non seulement des pertes de rendement, mais aussi une diminution considérable de la durée de vie.

Les différentes couches sont empilées dans l'ordre suivant vu côté soleil: une plaque de verre pour la protection supérieure, une feuille EVA, les cellules, une texture de fibre de verre pour l'évacuation de l'air, une feuille EVA et, enfin, une couche de film composite ou un verre de protection. Le procédé de fabrication est le suivant: dans une enceinte étanche on évacue d'abord l'air entre les différentes couches pour éliminer toute source de corrosion. Après évacuation, l'ensemble est chauffé à 150° et légèrement comprimé. La substance synthétique entre les couches s'est pratiquement liquéfiée à cause de la chaleur et remplit tous les pores et cavités entre les cellules et les contacts. En refroidissant, la substance synthétique se polymérise et devient transparente; elle peut ainsi laisser passer la lumière du soleil.

Un point critique du procédé de fabrication est la sortie des raccordements électriques du module. Les fabricants de modules ont développé des techniques spéciales de raccordement garantissant que l'humidité et l'air ne pourront pas pénétrer dans l'ensemble le long des fils électriques. Dans le cas de modules munis au dos d'une couche de protection en film composite, celle-ci est percée pour laisser passer les fils positif et négatif. Ils sont reliés aux bornes de la boîte de connexion. Celle-ci est généralement collée au dos des modules. Un joint évite que les cellules soient endommagées par les éléments corrosifs de l'air.

Dans le cas des modules à double vitre, les fils sortent en général sur le côté. Cette méthode de raccordement électrique n'influence pas la qualité du module en soi, mais présente un certain risque en rapport avec l'isolation du cadre métallique entourant l'ensemble.

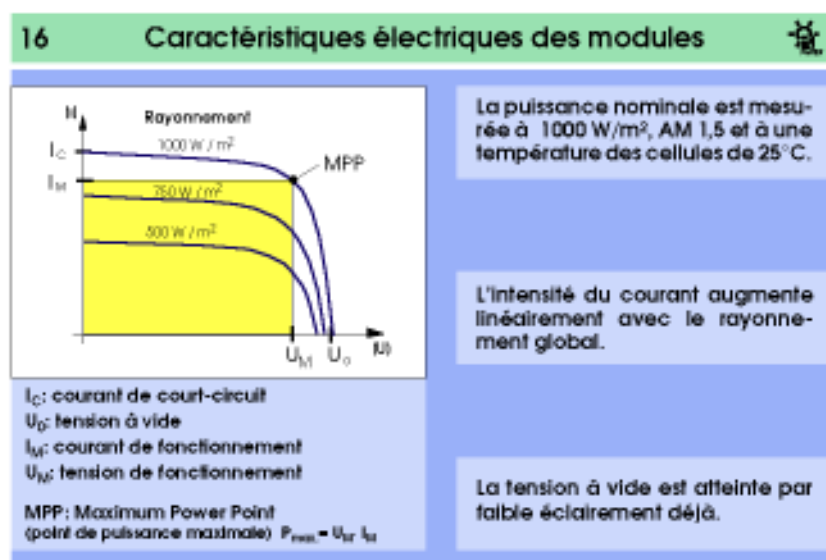
La qualité d'isolation d'un module est fonction de la résistance d'isolement entre l'une ou l'autre des deux parties conductrices et le cadre en aluminium ou toute autre structure métallique de fixation mise à la terre. Les normes internationales fixent en général une tension d'essai de deux fois la tension à vide du champ de panneaux plus 1000 V. La bonne tenue à la tension d'essai dépend en principe

de la qualité des connexions entre cellules et avec la boîte de connexion. En règle générale, les produits de marques connues ont passé les tests et sont conformes aux normes internationales.

Dans le cas des cellules de silicium amorphe, qui ne sont pas encore couramment utilisées à grande échelle dans les installations fixes de production d'énergie, la couche photovoltaïque est appliquée directement sur la plaque de verre pendant la fabrication. Le dos de ces cellules simples est protégé des intempéries par un film étanche ou par une deuxième plaque de verre.

4.3 Caractéristiques électriques des modules

Figure 16



L'effet photovoltaïque engendre une tension continue aux pôles négatif et positif des cellules photovoltaïques. Un courant continu ne circule que lorsque l'on branche un consommateur externe. L'intensité du rayonnement, la température des cellules et les caractéristiques de charge sont déterminants pour la tension et le courant de fonctionnement qui en résultent. De tous les points de fonctionnement possibles de la cellule, il n'y en a qu'un seul pour lequel la cellule aura le meilleur rendement. Une des tâches les plus importantes de l'ingénieur consiste à concevoir l'installation de façon que les cellules, les modules et finalement le générateur fonctionnent le plus souvent au point de puissance maximale.

Un «Maximum Power Tracker» est généralement intégré dans les onduleurs photovoltaïques actuellement sur le marché. Celui-ci règle le point de fonctionnement de façon que le produit de la tension et du courant du générateur photovoltaïque soit toujours maximum.

La caractéristique électrique d'un générateur photovoltaïque est représentée en général par une courbe courant-tension. La tension de la cellule est portée sur l'axe horizontal, le courant sur l'axe vertical. Quelques observations peuvent être faites:

- Lorsqu'il n'y a pas de courant provenant de la cellule photovoltaïque, on voit sur l'axe x la tension à vide U_0 , dépendant

en premier lieu de la température de la cellule et ensuite du rayonnement reçu à ce moment.

- Si l'on court-circuite les bornes d'une cellule ou d'un module, on obtient la valeur du courant de court-circuit I_c sur l'axe vertical.
- Entre les états de fonctionnement à vide et en court-circuit existe une série d'états de charge, pour lesquels les valeurs du courant et de la tension varient selon les courbes de la caractéristique. Lorsque la cellule photovoltaïque est reliée à une charge telle que la tension soit au point U_{max} et le courant au point I_{max} la puissance sera maximale: $P = U_{max} \times I_{max}$.
- Si le rayonnement diminue, le courant disponible diminue aussi. La relation entre le courant de court-circuit et le rayonnement est pratiquement linéaire.
- Si la température des cellules photovoltaïques diminue, la tension à vide augmente. La caractéristique courant-tension se déplace vers la droite et la quantité d'énergie disponible augmente. Il est donc important de veiller lors du montage à ce que le dos des modules photovoltaïques soit bien ventilé.

4.4 Rendement et température des cellules

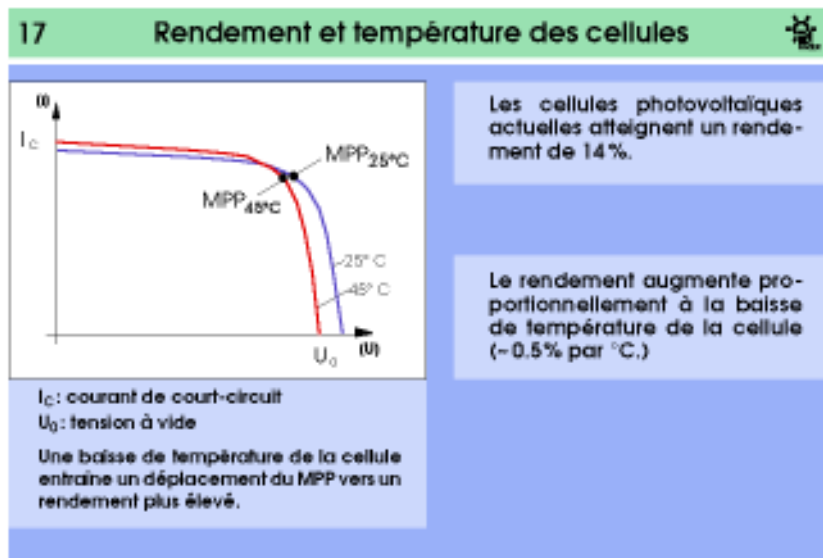


Figure 17

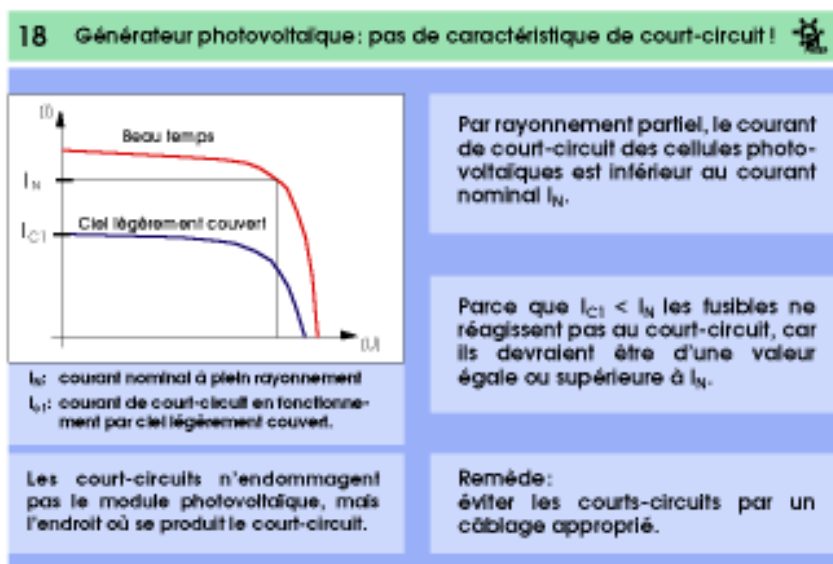
La puissance nominale maximale qu'un module peut fournir au «Maximum Power Point» (MPP) est définie pour une intensité du rayonnement solaire de 1000 W/m^2 perpendiculaire au module, une température de cellule de 25°C et un spectre de radiation de AM 1,5. La valeur AM 1,5 indique que la couche atmosphérique traversée par le rayonnement solaire est plus importante, dans ce cas de 50%. AM = 1 signifie donc que le soleil se trouve perpendiculaire à la surface de la terre et que la distance parcourue dans l'atmosphère est minimale. Lorsque le rayonnement entre de biais, il parcourt une plus grande masse d'air de l'atmosphère terrestre, augmentant ainsi la perte en énergie solaire. Toutefois, la diminution n'est pas égale pour toutes les longueurs d'onde. La définition AM 1,5 vaut donc pour un spectre solaire spécifique, à son tour défini par une norme. On parle alors d'une puissance nominale à «Standard Test Conditions – STC».

Outre les données STC utilisées le plus souvent, on trouve parfois également l'indication NOCT. Ceci correspond à la température que le module photovoltaïque atteint aux conditions environnementales suivantes: rayonnement perpendiculaire de 800 W/m^2 , vitesse du vent de 1 m/sec et température ambiante de 25°C . Des valeurs typiques NOCT (Normal Operating Cell Temperature) varient entre 45° et 48° . Ceci veut dire que les cellules proprement dites fonctionnent à une température de 45° ou 48° , lorsque le module est soumis aux conditions d'environnement susmentionnées.

En général les fabricants et les fournisseurs de modules photovoltaïques donnent une garantie de fonctionnement de 10 ans. Selon le produit, cette indication est respectée avec une variation du rendement de $\pm 10\%$. En clair, cela signifie qu'un module solaire d'une puissance nominale de 50 W devra fournir encore au moins 45 W après 10 ans.

4.5 Générateur photovoltaïque : pas de caractéristique de court-circuit!

Figure 18



Partout où une tension électrique est produite il y a un risque de court-circuit. Dans le cas des génératrices conventionnelles, le courant de court-circuit représente plusieurs fois la valeur du courant nominal normal. En électrotechnique, ce courant élevé de court-circuit est coupé à l'aide de simples fusibles ou dispositifs de sécurité. L'entrée en action de ces éléments est provoquée par le courant élevé du court-circuit lui-même.

Dans la cellule photovoltaïque, le courant de court-circuit, lors du rayonnement maximal, n'est que de 10% supérieur au courant nominal. Si les rayons du soleil ne sont pas perpendiculaires au générateur photovoltaïque et que leur intensité n'est pas égale à 1000 W/m^2 , ce qui est presque toujours le cas, le courant de court-circuit est même plus petit que le courant nominal. Il est donc évident que les éléments de sécurité conventionnels ne fonctionnent pas, car le générateur photovoltaïque ne fournit pas la puissance de court-circuit nécessaire.

La cellule photovoltaïque peut donc fonctionner en court-circuit sans subir de dégât. Même en cas de court-circuit entre deux conducteurs, elle continuera à fournir un courant de court-circuit fonction de l'intensité du rayonnement solaire. S'il se forme un arc électrique à l'endroit du court-circuit, celui-ci constitue un risque d'incendie non négligeable. L'unique manière d'éviter cette situation réside dans un câblage correct.

4.6 Exemple de boîte de connexion avec diode antiparallèle

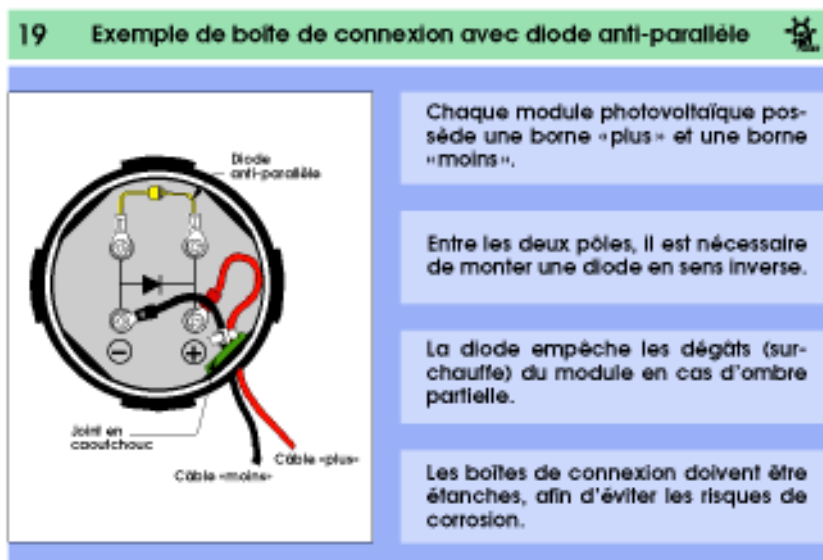


Figure 19

Le module photovoltaïque comporte une borne positive et une borne négative, à partir desquelles le câblage continue. Au cours du développement de la technologie des modules photovoltaïques, un grand nombre de systèmes de raccordement ont été conçus par câbles ou par boîtes de connexion. Pour les boîtes actuellement sur le marché, il faut surveiller:

- que les câbles puissent être introduits par en bas dans la boîte pour éviter que l'eau ne pénètre en s'infiltrant le long des câbles;
- qu'il y ait assez de place pour bien fixer les câbles;
- qu'il y ait assez de place pour monter une diode antiparallèle;
- que les vis de fixation soient bien serrées et qu'elles ne puissent pas tourner et interrompre la liaison avec les cellules;
- qu'il y ait un couvercle pour éviter tout contact non autorisé. En général, la boîte devrait être exécutée de façon que l'on ait besoin d'un outil pour enlever le couvercle, ce qui a son importance surtout lorsque la tension de fonctionnement est élevée.

La diode qui se trouve entre les pôles négatif et positif est montée en branchement antiparallèle (l'anode de la diode sur le pôle négatif du module photovoltaïque, la cathode sur le positif). La diode évite l'échauffement voire la destruction du module en cas d'ombre partielle.

Il faut dans tous les cas éviter que l'eau ne s'accumule dans la boîte de connexion. Les résidus d'eau occasionnent une corrosion rapide entre les parties conductrices. Mais l'humidité à elle seule peut être la cause de dégâts considérables dus à la corrosion. Les boîtes de connexion seront donc conçues de façon à exclure toute infiltration d'humidité.

Il est indispensable de toujours monter des diodes antiparallèles. Elles sont déjà incorporées dans certains modules, d'autres sont fournies à la livraison, ou doivent être achetées séparément.

Les modules avec câbles de liaison et connecteurs à broche sont plus pratiques pour la pose des modules intégrables. Ils répondront aux mêmes critères de qualité.

5. Champ photovoltaïque

5.1	Champ photovoltaïque: branchement des modules en série ou en parallèle	52
5.2	Exemple de calcul: branchement en série de plusieurs modules photovoltaïques	52
5.3	Exemple de calcul: branchement en parallèle de plusieurs chaînes	53
5.4	Conséquences d'un sur- ou sous-dimensionnement	54
5.5	Petite ombre, grande perte !	54
5.6	Ombre partielle: danger pour la cellule photovoltaïque !	55
5.7	Coffret de raccordement: câblage des modules photovoltaïques à l'onduleur	56
5.8	Exemple d'un coffret de raccordement	57
5.9	Bornes	57
5.10	Fusibles, diodes	58
5.11	Dispositif antisurtension	58
5.12	Séparateur de ligne pour courant continu	58
5.13	Montage du coffret de raccordement	59
5.14	Installation parafoudre	59
5.15	Protection extérieure contre la foudre	59
5.16	Protection intérieure contre la foudre	59

5.17	Concept de mise à terre, parafoudre, mise à terre	60
5.18	Bâtiments sans parafoudre	60
5.19	Bâtiments équipés d'un parafoudre	61

5. Champ photovoltaïque

L'expression de «champ photovoltaïque» ou «champ de modules photovoltaïques» correspond à l'ensemble de tous les modules de cellules photovoltaïques raccordés mécaniquement et électriquement pour former une seule unité: le générateur photovoltaïque.

Le nombre de modules photovoltaïques à brancher en série dépend de la tension d'entrée de l'onduleur. Il faut toutefois noter que la tension à vide du champ de modules photovoltaïques peut être 1,5 fois plus élevée que celle de fonctionnement (également appelée tension nominale).

La tension à vide élevée du générateur photovoltaïque détermine les exigences concernant la résistance d'isolement du câblage et des modules photovoltaïques. Cette tension doit correspondre à 2 fois la tension à vide plus 1000 V. Lorsque, par exemple, la tension de fonctionnement d'une installation photovoltaïque de 3 kW est de 100 V, on doit tenir compte d'une tension à vide pouvant atteindre 150 V à basse température et par rayonnement clair de 1000 W/m². La tension d'essai du câblage et des modules se calcule alors comme suit: $2 \times 150 \text{ V} + 1000 \text{ V} = 1300 \text{ V}$.

Par le branchement en parallèle de plusieurs chaînes, chaque contribution de courant est additionnée. En cas de court-circuit, un arc électrique risque de provoquer un incendie. Il faut donc veiller à ce que le câblage soit effectué de façon correcte à tous les stades du montage.

Lorsque les modules photovoltaïques sont montés sur un toit, celui-ci subit des charges supplémentaires. Ces charges proviennent d'abord du poids propre des modules, mais également de la structure métallique de support et des effets du vent.

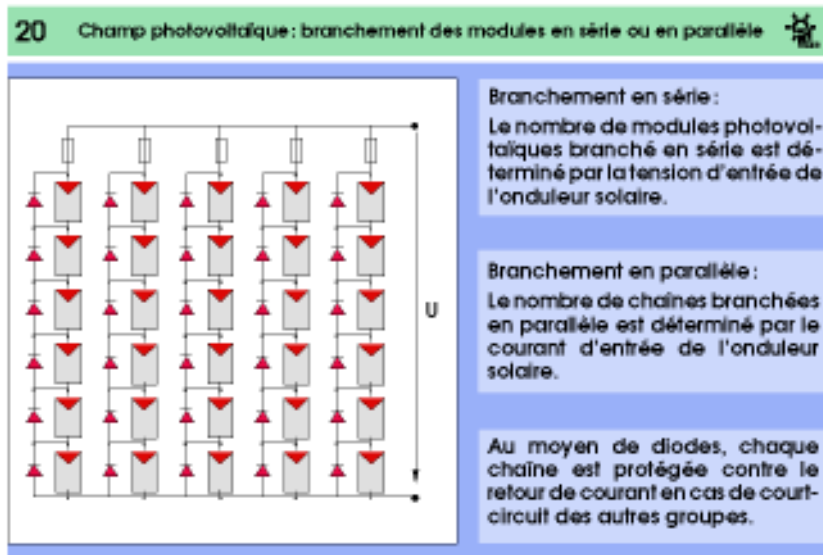
Ces charges supplémentaires de l'ordre de 15 kg par m² de module, ne devraient pas représenter plus de 15% de la charge totale admise pour le toit en question.

Les effets du vent peuvent être considérables et doivent être pris en considération lors du calcul des structures de support. Il est évident que le calcul de la construction de base tient également compte du poids supplémentaire en cas d'enneigement.

Le champ photovoltaïque est soumis au rayonnement solaire et, de ce fait, visible pour tout observateur extérieur. On cherchera à intégrer dans la mesure du possible les champs photovoltaïques dans l'ensemble de la construction. Sur un toit incliné, par exemple, on renoncera à placer les modules à un angle autre que celui de l'inclinaison du toit, dans le souci de respecter l'esthétique. Par analogie, sur un toit plat, on évitera de placer des structures de support trop hautes, étant bien entendu qu'une structure basse sera moins visible.

5.1 Champ photovoltaïque : branchement des modules en série ou en parallèle

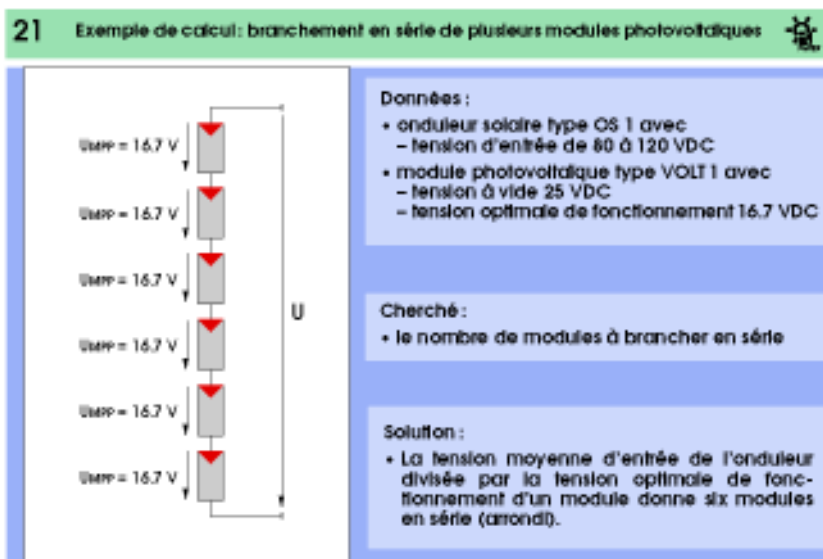
Figure 20



A propos de raccordement électrique des modules, nous parlerons de branchement en série ou en parallèle.

5.2 Exemple de calcul : branchement en série de plusieurs modules photovoltaïques

Figure 21



Lorsque l'on branche plusieurs modules en série, la tension de chaque module s'ajoute à celle des autres. Le branchement en série est obtenu en raccordant le pôle négatif du premier module au pôle positif du module suivant. Le nombre de modules branchés en série

dépend de la tension de fonctionnement de l'onduleur. Pour chaque onduleur, la fourchette de la tension d'entrée est toujours indiquée, par exemple 80 à 120 V. On serait alors tenté de brancher cinq ou sept modules en série. Etant donné que la tension du module fluctue en fonction de la température de la cellule, il faut absolument veiller à choisir une tension de fonctionnement de la chaîne de modules équivalant à la tension moyenne de l'onduleur (donc environ 100 V). Sinon on court le risque que l'onduleur se déconnecte automatiquement du réseau à cause d'une tension soit trop basse, soit trop élevée. La tension du module, par contre, ne varie pour ainsi dire pas par rapport à l'intensité du rayonnement. Il n'est donc pas nécessaire de tenir compte de l'intensité du rayonnement d'une région à l'autre pour le calcul du nombre de modules.

5.3 Exemple de calcul : branchement en parallèle de plusieurs chaînes

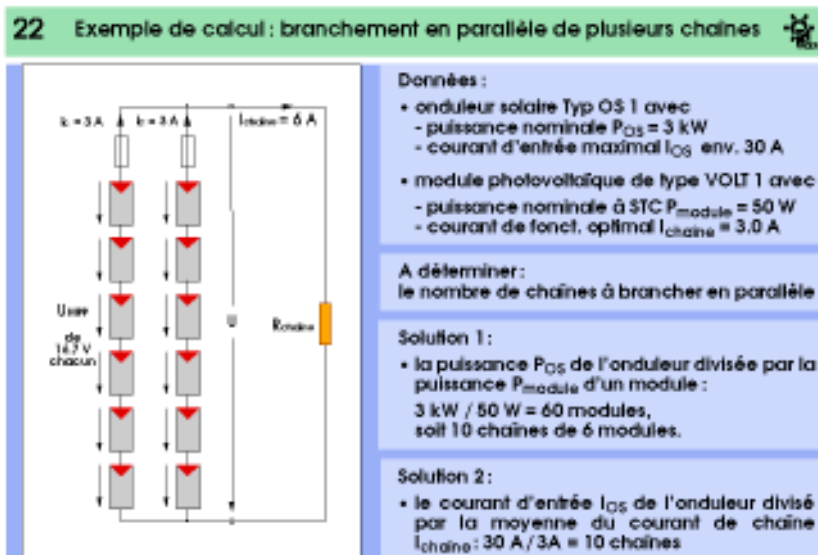


Figure 22

Lorsque plusieurs modules sont branchés en parallèle, les puissances de chaque chaîne de modules s'additionnent, tandis que la tension reste égale. Le branchement en parallèle de plusieurs modules photovoltaïques est obtenu en raccordant les pôles de même polarité. Le nombre de chaînes à brancher en parallèle dépend de la puissance, c'est-à-dire de la grandeur du courant d'entrée de l'onduleur. Pour chaque onduleur, outre la puissance nominale, le courant d'entrée maximal est également toujours indiqué. Il est donc possible de déterminer le nombre de branchements en parallèle par rapport au courant d'entrée maximal.

Le courant fourni par les cellules augmente linéairement en fonction de l'intensité du rayonnement. Celle-ci, à son tour, dépend des paramètres de l'installation, des conditions météorologiques et topographiques. Si un champ photovoltaïque est mal orienté et s'il se trouve, en plus, dans une région à forte fréquence de brouillard, il faudra augmenter la dimension de ce champ, c'est-à-dire le nombre de chaînes branchées en parallèle. Une installation située en montagne, orientée de façon optimale, pourra donc être relativement plus petite.

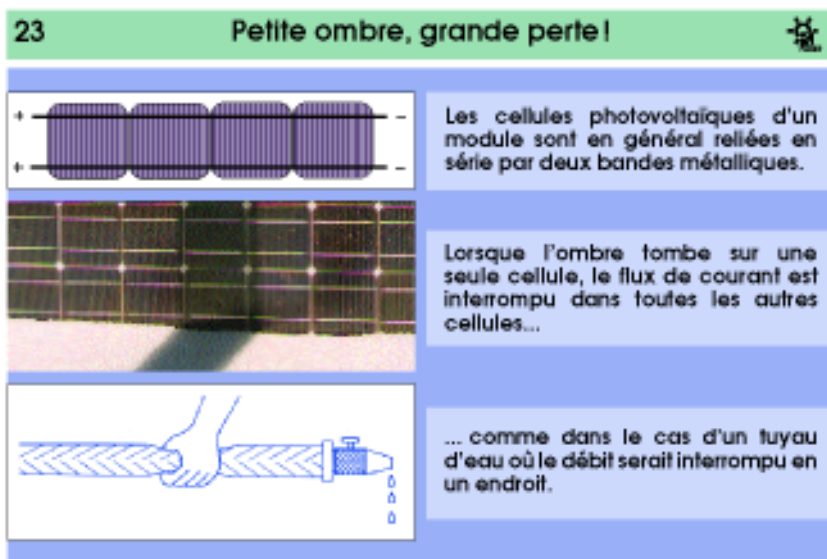
5.4 Conséquences d'un sur- ou sous-dimensionnement

Si le champ photovoltaïque est surdimensionné, l'onduleur se déconnectera du réseau en raison d'un courant ou d'une tension trop élevés, ou à cause de la température trop élevée des ailettes de refroidissement. Les onduleurs modernes disposent d'un dispositif électronique de réglage qui contrôle et maintient le point de fonctionnement optimal, évitant ainsi un dépassement des valeurs limites.

Si une installation est sous-dimensionnée, les conditions d'enclenchement seront rarement atteintes en cas de mauvais temps ou de brouillard. C'est ainsi qu'au long d'une année, une partie considérable d'énergie est ainsi perdue, car l'onduleur n'a pas pu fonctionner.

5.5 Petite ombre, grande perte !

Figure 23



Dans le cas des installations photovoltaïques raccordées au réseau, les modules sont branchés en série afin d'atteindre la tension de fonctionnement requise. Si, par exemple, on désire obtenir une tension de fonctionnement de 100 V, six modules seront branchés en série comme l'illustre la figure 21. Ceci veut dire qu'un électron, produit dans le premier module, devra parcourir les cinq modules suivants de la chaîne afin de contribuer, finalement, au courant du générateur.

Un exemple comparable serait le raccordement en série de cinq pompes à eau. Chaque pompe augmente la pression totale. Toutefois, la molécule d'eau pompée par la première pompe devra nécessairement passer par chacune des six autres, même si la pression augmente après chaque pompe. Si, dans un tel système, une seule pompe se bloque, l'ensemble du débit d'eau est interrompu. Afin de ne pas entraver le fonctionnement des autres pompes dans un cas pareil, on équippa chaque pompe d'un tuyau de dérivation. Ainsi, si

une seule pompe se bloque, l'eau peut au moins s'écouler par ce tuyau, même si la pression totale est un peu moins élevée que si toutes les pompes fonctionnaient sans problème.

Le branchement en série des modules photovoltaïques se comporte de façon similaire. Lorsqu'une ombre tombe sur un seul module, le courant total diminue. A l'aide de diodes (également appelées bypass ou diodes antiparallèles), on peut éviter que le courant ne soit entièrement interrompu. Elles empêchent aussi qu'un module touché par l'ombre ne consomme du courant et ne s'échauffe. Dans cette situation, non seulement le branchement en série des modules du champ, mais également celui des cellules du module entraîne une diminution du flux total dans la chaîne lorsque l'ombre touche une ou plusieurs cellules. Pour mieux illustrer cette situation, on peut citer en exemple un long tuyau d'eau, plié en un seul endroit et empêchant ainsi le passage de l'eau. Même si l'eau s'écoule parfaitement bien dans le reste du tuyau, il suffit de l'empêcher de s'écouler en un seul endroit pour tout bloquer.

Il est clair qu'en pratique on ne peut empêcher les ombres partielles. Les cheminées ou les immeubles voisins suffisent déjà à en produire. Une ombre partielle à certaines heures de la journée est inévitable. Il est donc d'autant plus important de monter les diodes antiparallèles dans les boîtiers de raccordement, comme d'ailleurs nous conseillons de le faire.

5.6 Ombre partielle: danger pour la cellule photovoltaïque !

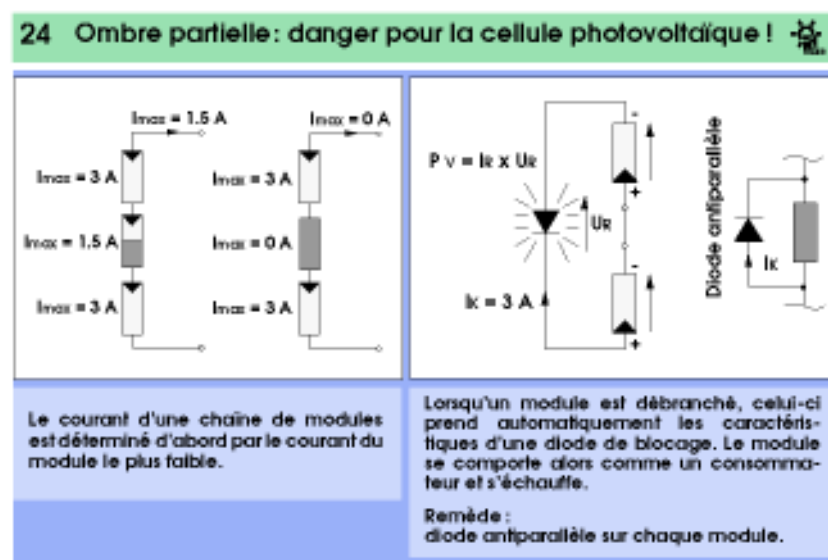


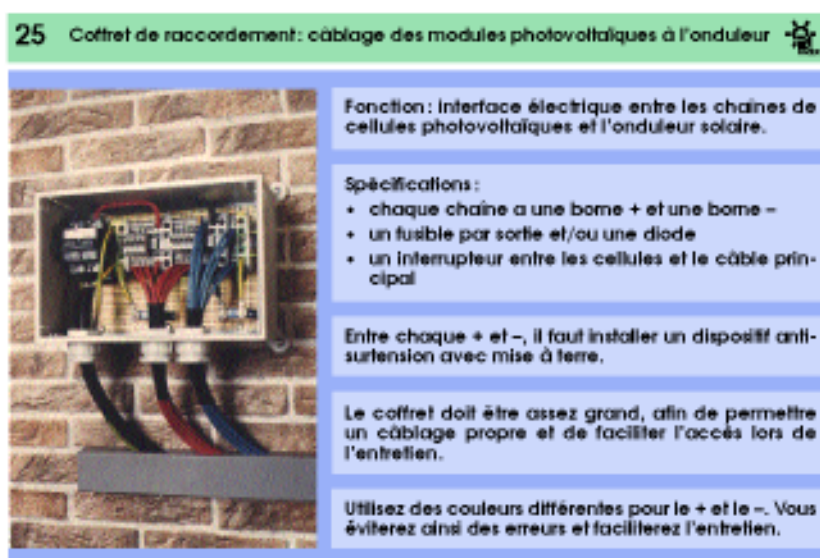
Figure 24

Afin de le protéger contre les dégâts causés par l'ombre, chaque module sera équipé d'une diode antiparallèle. En cas d'ombre partielle, le courant dans la chaîne en provenance des autres modules peut alors passer par cette diode antiparallèle. Sur cette diode la tension ne sera plus, comme normalement, de +17 V, mais de -1 V environ. Les autres modules branchés en série essayeront alors de compenser cette diminution de tension. Ils augmenteront leur contribution à la tension et selon la caractéristique I-U, le courant dans

la chaîne sera diminué. Dans ce cas, le produit de la tension et du courant sera toujours plus bas que le point de fonctionnement optimal. C'est-à-dire qu'un module touché par l'ombre diminuera non seulement sa propre contribution au rendement, mais également celle des autres modules branchés en série.

5.7 Coffret de raccordement : câblage des modules photovoltaïques à l'onduleur

Figure 25



Au moment de leur mise en place sur un bâtiment, les modules photovoltaïques sont également raccordés électriquement par un grand nombre de câbles. Les pôles positif et négatif de chacun de ces câbles sont introduits dans le coffret de raccordement. Le coffret de raccordement est, d'une part, le point de liaison entre les modules photovoltaïques et l'onduleur et, d'autre part, l'endroit où sont reliés entre eux tous les câbles parallèles positifs et négatifs provenant des différentes chaînes de modules. Chaque arrivée de câble doit être protégée au moyen d'un dispositif de sécurité contre le retour du courant dans les autres câbles (dans les cas de court-circuit). Ces dispositifs ne doivent pas être changés lorsque l'installation fonctionne. Le raccordement à l'onduleur devra être protégé par un interrupteur de puissance.

Ces dispositifs de sécurité servent à éviter le retour du courant dans les autres chaînes de modules. Le règlement relatif aux installations domestiques est applicable. Pour protéger les chaînes de modules surtout en cas de surtensions, des diodes seront montées sur chaque chaîne. Dans les installations à basse tension ces diodes ne sont pas utilisées en raison de leur consommation et du risque limité.

Le coffret de raccordement devrait être assez grand pour permettre un câblage propre et bien accessible. Cela contribuera à éviter les courts-circuits et l'arc électrique qui pourrait en résulter. L'utilisation de câbles positifs et négatifs de couleurs différentes facilitera le montage.

Entre les pôles négatif et positif, il est nécessaire d'installer un dispositif anti-surtension avec mise à la terre. Pour cela, on utilise souvent des varistors d'oxyde métallique. Ceux-ci ont une courbe de résistance en relation avec la tension, c'est-à-dire que la valeur de résistance diminue lorsque la tension augmente et court-circuite donc toute éventuelle surtension.

5.8 Exemple d'un coffret de raccordement

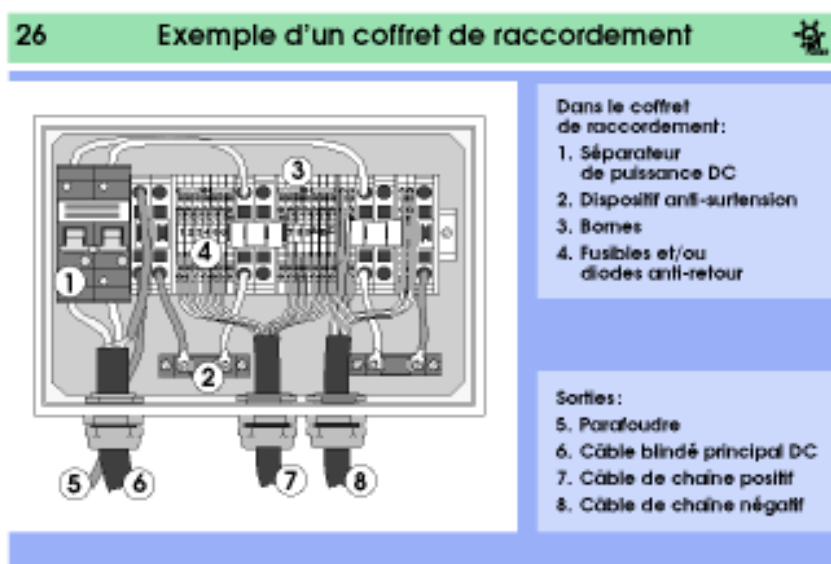


Figure 26

Dans le chapitre précédent, nous avons expliqué les modes de branchement en série et en parallèle des modules photovoltaïques. Le câblage en série s'effectue directement sur le toit. Les raccordements entre les boîtes de connexion se font directement d'un module à l'autre. Pour le branchement en parallèle des chaînes, par contre, on utilisera un coffret de raccordement. Les figures 25 et 26 présentent un tel coffret de raccordement, dans lequel sont raccordés les câbles de chaque chaîne sur deux barres collectrices (pôles négatif et positif) en passant par un dispositif de sécurité (seulement sur le pôle positif). Afin de protéger l'installation des conséquences d'éventuelles surtensions, on installera, en plus, des éléments de surtension entre le potentiel de mise à terre et les deux barres collectrices. Pour raccorder hors tension les câbles et l'onduleur, il est indiqué de monter un séparateur entre les barres collectrices et l'onduleur.

5.9 Bornes

Pour raccorder les câbles en provenance de chaque chaîne du champ photovoltaïque, il est recommandé d'utiliser des bornes garantissant une bonne fiabilité et une longue durée de fonctionnement. Il faut se rappeler que les mauvais contacts dans une installation à courant continu engendrent des dégâts beaucoup plus importants que dans

les installations à courant alternatif. Les bornes reliées entre elles permettent de collecter en un seul endroit chaque paire de câbles venant d'une chaîne, sans devoir procéder à des câblages onéreux.

5.10 Fusibles, diodes

Chaque chaîne doit être protégée au moyen d'un fusible ou d'une diode. Il faut choisir un système de sécurité capable d'éteindre un éventuel arc électrique. Il est absolument nécessaire d'afficher une instruction interdisant le changement de fusibles ou de diodes lorsque l'installation est sous tension. Ceci vaut surtout pour les installations où la tension d'une chaîne est bien supérieure à 50 V. La chaleur produite dans la diode de la chaîne en raison de la perte de puissance (courant de la chaîne fois chute de tension dans la diode) doit être évacuée.

5.11 Dispositif antisurtension

Pour protéger les personnes, les immeubles et l'installation elle-même, il est nécessaire d'installer une protection contre les surtensions. Les dispositifs antisurtension avec mise à terre en font partie. Il est évident qu'il ne sera jamais possible de garantir une protection totale des personnes et du matériel en cas d'impacts directs de la foudre. Ces dispositifs offrent cependant une protection suffisante contre la plupart des impacts à proximité des installations.

Lorsque l'on détecte des traces d'impact de foudre sur le paratonnerre de l'immeuble ou sur la structure de support de l'installation, il est recommandé de faire appel à un spécialiste afin de contrôler le dispositif anti-surtension et de le remplacer en cas de dégâts.

5.12 Séparateur de ligne pour courant continu

Les installations électriques conventionnelles peuvent être déclenchées en interrompant le courant alternatif soit au tableau de distribution, soit à l'installation elle-même (installation automatique de sécurité habituelle ou interrupteur du réseau). Il en va différemment pour les installations photovoltaïques. L'onduleur est partie intégrante d'une centrale électrique reliée simultanément à deux sources d'énergie possibles: le champ photovoltaïque et le réseau électrique public. Pour brancher ou réparer l'onduleur sans risque, il est impératif de pouvoir interrompre le raccordement des deux côtés. Pour ce faire, un séparateur sera installé également du côté courant continu fonctionnant comme interrupteur de puissance. Si le coffret de raccordement est installé en un endroit facilement accessible et pas trop éloigné de l'onduleur, on peut y installer également ce séparateur. Si tel n'est pas le cas, il faudra en installer deux.

5.13 Montage du coffret de raccordement

Les coffrets de raccordement en matière synthétique ne se prêtent pas toujours à un montage en plein air. Dans la mesure du possible, il faut trouver un endroit à l'intérieur de la maison. Si le montage à l'extérieur est inévitable veiller à ce que le coffret soit à l'abri de la pluie et du rayonnement UV direct.

Le coffret de raccordement doit être fabriqué dans une matière difficilement combustible et placé à un endroit sûr, surtout si les installations comportent un risque d'incendie. En règle générale, il est nécessaire de prendre des mesures spéciales, par exemple la pose d'un revêtement réfractaire (substitut de l'amiante).

Pour le protéger contre la foudre, on veillera à ce que le coffret de raccordement se trouve sur la liaison la plus courte entre le champ photovoltaïque et l'onduleur. Ce coffret doit être tenu hors de portée des enfants et conçu de manière à nécessiter l'utilisation d'un outil pour son ouverture.

5.14 Installation parafoudre

Par installation parafoudre on comprend tout le système de protection contre les effets de la foudre sur la construction. Elle comporte une installation externe et une installation interne.

5.15 Protection extérieure contre la foudre

La protection extérieure contre la foudre consiste en dispositifs de captage, de déviation et de mise à terre. Les dispositifs de captage sont des conducteurs métalliques ou des surfaces capables de conduire la foudre. Les dispositifs de déviation consistent en raccords des dispositifs de captage et de l'installation de mise à terre. Ce sont par exemple des façades ou des armatures métalliques, des canaux d'évacuation en cuivre ou même des fils de cuivre ordinaires. C'est finalement par l'installation de mise à terre que la foudre est conduite et absorbée par la terre. Cette mise à terre peut être assurée par les fondations ou par une électrode de profondeur ou de surface (mise à terre en bande, à au moins 0,7 m de profondeur).

5.16 Protection intérieure contre la foudre

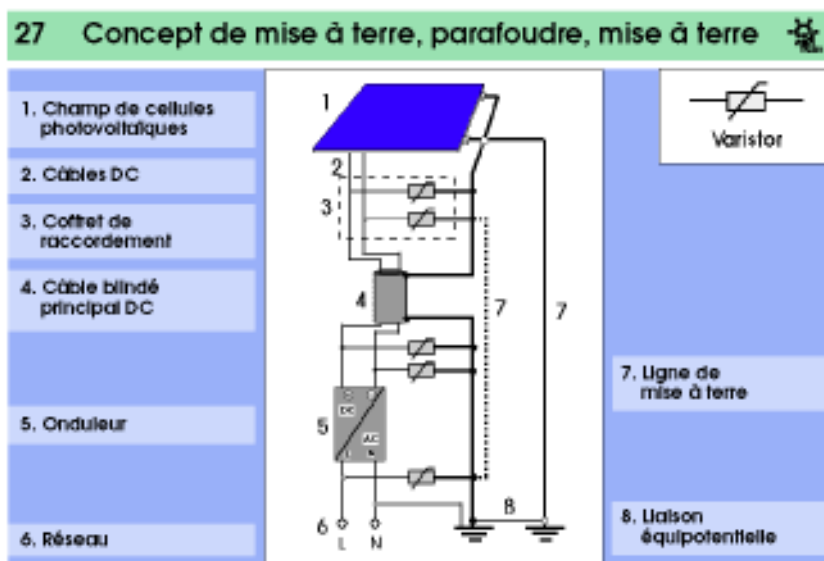
La protection intérieure contre la foudre consiste en mesures réduisant les effets du courant produit par la foudre sur l'objet à protéger. La mesure la plus importante est la compensation du potentiel.

La compensation du potentiel comporte les éléments nécessaires à la réduction des différences de potentiel occasionnées par le courant

de la foudre. Ce sont par exemple les armatures, les conducteurs de compensation de potentiel, les déviateurs de surtension, les conduites d'eau, etc. Les structures conductrices de la maison devraient si possible être reliées étroitement les unes aux autres.

5.17 Concept de mise à terre, parafoudre, mise à terre

Figure 27



Selon les prescriptions provisoires de sécurité pour les installations photovoltaïques ASE N° 233.0690f (ASE, Boîte postale, 8034 Zurich) un bâtiment dépourvu de protection contre la foudre, n'est **pas** soumis à l'obligation de poser une telle protection lors du montage d'une installation photovoltaïque. Les bâtiments sans protection contre la foudre peuvent donc être équipés d'une installation photovoltaïque.

5.18 Bâtiments sans parafoudre

La structure de support d'une installation photovoltaïque comporte presque toujours des matériaux métalliques et donc conducteurs de l'électricité. Les modules photovoltaïques sont souvent pourvus d'un cadre en aluminium, fixé directement sur cette structure. Nous relierons cette structure métallique au coffret de raccordement par un câble de cuivre d'une section d'au moins 25 mm², à travers le toit. Dans ce coffret de raccordement se trouvent les dispositifs de protection contre les surtensions réagissant à une éventuelle surtension sur le pôle positif ou négatif et conduisant le courant de la foudre par la déviation dimensionnée à cet effet (au moins 25 mm² Cu). Cette déviation doit conduire à la terre par le chemin le plus court, afin que la foudre traverse l'installation de mise à terre au plus vite pour être absorbée par la masse terrestre. Les changements de direction brusques doivent être évités en raison du danger d'éclatement. En dépit de toutes les mesures de sécurité, on ne peut

éviter l'élévation de tension occasionnée par la foudre. Cependant, par la mise à terre de toutes les parties métalliques à l'intérieur du bâtiment, nous obtenons un équilibrage des différents potentiels. On diminue ainsi le danger de décharge aux endroits les plus faibles de l'installation électrique.

5.19 Bâtiments équipés d'un parafoudre

Dans le cas d'un bâtiment équipé d'un parafoudre, le concept de protection contre la foudre est en principe le même. La structure de support du champ photovoltaïque est reliée au parafoudre extérieur. Les quatre coins du champ photovoltaïque doivent être raccordés au parafoudre extérieur. Pour les champs photovoltaïques de plus grandes dimensions, il est nécessaire de faire un raccordement tous les 10 mètres.

L'action de protection lors de coup de foudre sera d'autant plus efficace que l'on augmentera le nombre de raccordements installés. Comme c'est le cas pour les bâtiments sans parafoudre, la structure de support doit être reliée au coffret de raccordement à l'aide d'un conducteur de compensation de potentiel (au moins 25 mm² Cu). Contrairement aux bâtiments sans parafoudre, la réglementation ne prévoit qu'un seul câble de 10 mm² Cu reliant le coffret de raccordement à la mise à terre du bâtiment. Tous les branchements vers l'installation de mise à terre constituent une sorte de cage de Faraday ayant comme caractéristique de conduire les courants vers la masse terrestre, principalement par le système de parafoudre extérieur.

6. Construction et montage d'un champ de modules photovoltaïques

6.1	Manutention des modules photovoltaïques	65
6.2	Aspects techniques lors du choix du support	65
6.3	Les différents types de toit	66
6.4	Toit en pente	66
6.5	Exemple de structure de support pour toit en pente	66
6.6	Installations intégrées sur toits en pente	67
6.7	Exemple de montage sur toit plat	68
6.8	Installations sur toits plats	69
6.9	Installations intégrées en façade	70
6.10	Câblage	71
6.10.1	Toit en pente	71
6.10.2	Toit plat	71

6. Construction et montage d'un champ de modules photovoltaïques

Lors de la construction d'installations photovoltaïques, la plupart des erreurs sont commises pendant le montage des modules. Ces installations sont souvent montées par des personnes non qualifiées ayant peu ou pas de connaissances des particularités des modules photovoltaïques. Afin de réaliser une installation photovoltaïque de façon professionnelle, plusieurs points doivent être pris en compte concernant les modules photovoltaïques, la structure métallique de support et le toit.

6.1 Manutention des modules photovoltaïques

Un module photovoltaïque est composé de matériaux très délicats. Les plaquettes de silicium sont fragiles et se cassent facilement. Cela vaut également pour le verre de protection. Lors du montage, il faut travailler aussi prudemment que si l'on posait des fenêtres. Les plus petites fentes du verre de protection ou déchirures de la couche arrière de Tedlar, occasionnées par des outils, peuvent déjà causer l'oxydation des plaquettes de silicium et, par conséquent, leur destruction.

Il faut de plus tenir compte du fait que les modules photovoltaïques en fonctionnement produisent, outre l'électricité, de la chaleur. Celle-ci a un effet négatif sur le rendement et sur la durée de vie des modules. Lors du montage, il faut donc être absolument attentif au fait que le dos des modules soit bien ventilé. La chaleur produite peut alors être régulièrement évacuée.

6.2 Aspects techniques lors du choix du support

La structure de support doit être conçue de façon à pouvoir résister à la force du vent et éventuellement au poids de la neige. Les bases de calcul sont données par la norme SIA 160 «Actions sur les structures porteuses». De plus, il est impératif de contrôler la résistance à la corrosion de tous les matériaux dont est composée la structure de support. Pour des raisons de sécurité on utilisera uniquement des matériaux ayant une durée de vie d'au moins 25 ans. A cause du risque de corrosion il faudrait éviter l'utilisation de métaux différents présentant un écart de tension électro-chimique trop important. L'agressivité actuelle de l'air ne permet aucune tolérance dans ce domaine.

La structure sera conçue de façon que les modules soient facilement échangeables. En cas de défaut, il doit être possible de changer facilement un ou plusieurs modules. Ceci vaut surtout pour le

câblage électrique au dos des modules. Leur structure devra rendre les boîtes de connexion facilement accessibles lors du démontage d'un module.

Une installation solaire modifie, dans la plupart des cas et de façon plus ou moins importante, l'aspect d'un immeuble. Il faut donc de préférence utiliser une structure de support la plus basse possible, afin que le toit ne s'en trouve pas trop surélevé. Car, pour la majorité des commissions d'urbanisme, l'esthétique passe avant toute considération de protection de l'environnement.

6.3 Les différents types de toit

Pour plus de facilité, nous avons réparti les types de toits existants en deux groupes principaux. Le premier – le plus important – comprend tous les types de toits en pente. En Suisse, presque neuf maisons sur dix sont couvertes d'un toit en pente. Le deuxième groupe comprend les toits plats moins nombreux, mais dont la surface moyenne est beaucoup plus importante que celle des toits en pente.

6.4 Toit en pente

On rencontre en Suisse des différences importantes dans les pentes de toiture. C'est pourquoi il est pratiquement impossible de trouver une solution standard pour la fixation des modules photovoltaïques. De plus, la fixation de ces modules sur le toit peut se faire de deux façons: intégrés en toiture ou rapportés.

6.5 Exemple de structure de support pour toit en pente

Figure 28

28 Exemple de structure de support pour toits en pente



Fonction: raccordement mécanique entre le chevron et la structure de support des modules photovoltaïques

Spécification: résistant aux tempêtes, à la neige, étanche à l'eau, anticorrosif

Normes:

- SIA 160 concernant le vent et la charge de neige
- CNA Form. 1805 - ordonnance concernant les travaux exécutés sur les toits

Exécution: seulement par des couvreurs ou des ferblantiers expérimentés. Chaque spécialiste apportera sa propre solution.

Avec les modules photovoltaïques intégrés, le raccordement au toit se présente de façon différente. L'intervention d'un couvreur ou d'un ferblantier est de toute façon nécessaire.



Lors de la pose de l'installation photovoltaïque sur le toit, on montera d'abord les pièces de fixation de la structure de support sur le chevron. Cette structure sert de lien entre le toit et l'installation. Les forces du vent et les charges de neige sont transmises aux chevrons du toit par ces supports. Une pose et un montage adéquats de ces supports étanches sont primordiaux et ne peuvent être exécutés que par des ferblantiers ou des couvreurs expérimentés. Selon le type de toit, ces spécialistes installeront leur propre structure de support, adaptée de cas en cas.

6.6 Installations intégrées sur toits en pente

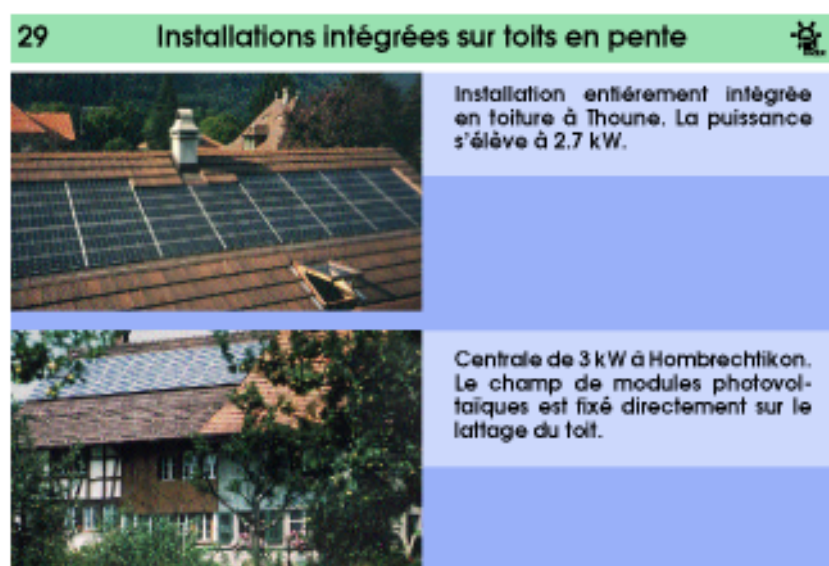


Figure 29

Lors de l'intégration d'une installation photovoltaïque en toiture, chaque module est fixé directement sur le lattage du toit en lieu et place des tuiles. Du point de vue esthétique, l'intégration dans le toit constitue certainement la façon la plus réussie de poser une installation sur un toit en pente. Toutefois, certaines règles sont à respecter lors du montage. Il est, par exemple, déconseillé de poser les modules photovoltaïques trop près de la structure du toit. Il faut absolument conserver un espace (> 2 cm) entre la surface du toit et celle des modules, permettant la circulation d'air sous les modules. En cas de non-respect de cette règle, les modules en fonctionnement s'échauffent alors beaucoup trop, avec pour conséquence une diminution de leur rendement et de leur durée de vie. Comparée au montage rapporté, l'intégration d'une installation photovoltaïque en toiture est plus compliquée; elle s'apparente à la technique de construction des verrières. Les points faibles apparaissent surtout au niveau de l'étanchéité; il est indispensable que la pose soit effectuée par un spécialiste, qui garantira l'étanchéité de la toiture.

6.7 Exemple de montage sur toit plat

Figure 30

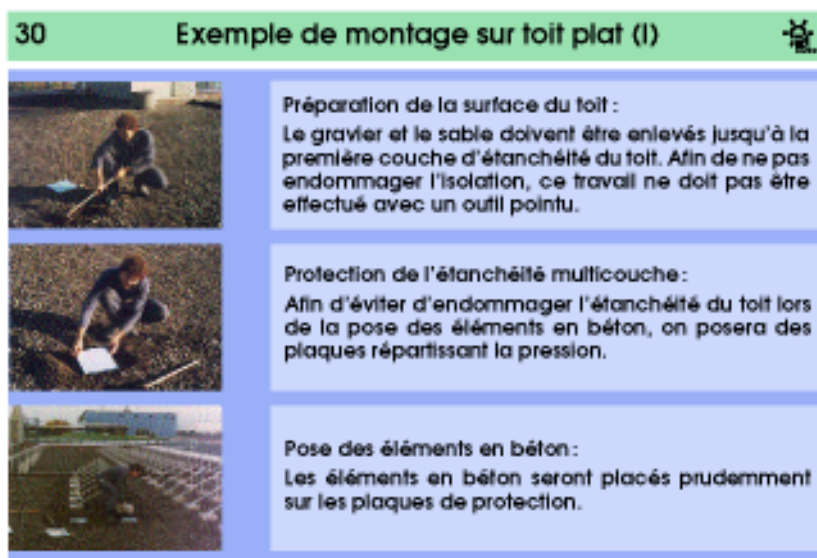
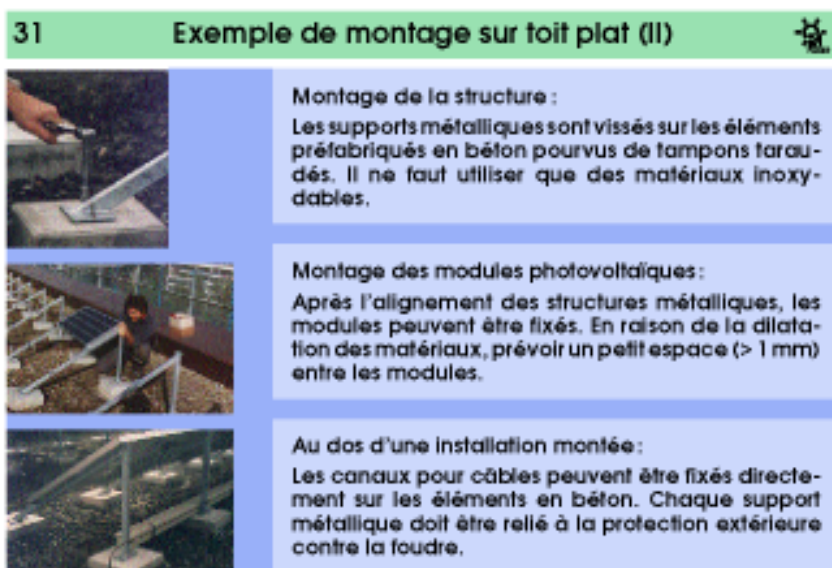


Figure 31



Il existe en Suisse de très grandes surfaces de toits plats, inutilisées à ce jour, et qui se prêteraient au montage d'installations photovoltaïques. Toutefois, la plupart de ces toits plats sont pourvus d'une étanchéité multicouche très délicate. Pendant la pose, celle-ci ne doit en aucun cas subir de dommages. Il n'est pas non plus recommandé de la percer pour fixer la structure de support. Dans la plupart des cas pourtant, l'eau pénètre après quelques années, et il est alors nécessaire de procéder à une rénovation coûteuse du toit.

Une façon simple de poser une installation sur un toit plat, est celle basée sur le principe de la fixation par le poids. Elle consiste à monter la structure de support de l'installation photovoltaïque sur des éléments préfabriqués en béton, placés auparavant sur le toit. Par leur poids propre, ces éléments en béton résistent au vent, permettant à l'installation de rester bien en place. Les figures 30 et 31 illustrent les séquences d'un montage. Il faut tout d'abord préparer

la surface du toit. Aux endroits où seront placés les éléments en béton, le gravier et le sable seront enlevés, en prenant garde qu'il ne subsiste plus de gravier sur l'étanchéité du toit. Sur cette surface bien nettoyée, nous poserons alors une plaque de sagex extrudé sur laquelle l'élément préfabriqué en béton sera placé avec précaution. C'est ainsi que même s'il subsistait encore une petite pierre, celle-ci s'enfoncerait dans le sagex et non pas dans l'étanchéité multicouche.

Après avoir placé tous les éléments en béton aux endroits prévus, on monte les structures métalliques. Des tampons taraudés ayant été préalablement coulés dans les éléments en béton, ces structures peuvent donc facilement être fixées au moyen de vis. Lorsque toutes les structures sont vissées sur les éléments en béton, on peut alors fixer les modules photovoltaïques. Après cette opération on remettra le gravier et le sable.

Certains toits plats ne permettent pas une installation selon le principe de la fixation par le poids. Il faut donc examiner la possibilité de réaliser une liaison avec le toit. Certains toits plats sont recouverts de dalles en béton au lieu de gravier. Il est possible d'y visser les structures directement.

6.8 Installations sur toits plats

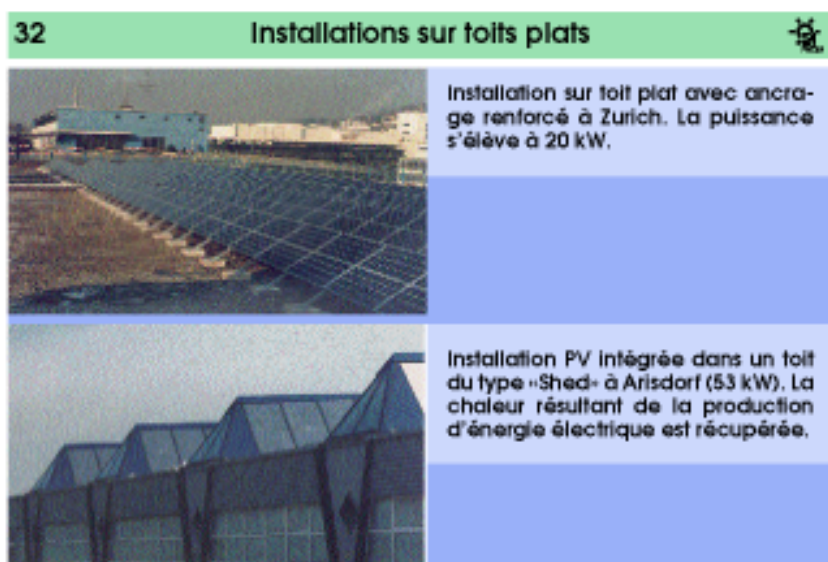


Figure 32

Les diverses possibilités d'utilisation des éléments photovoltaïques sont démontrées dans l'exemple d'une nouvelle usine de fabrication de fenêtres à Arisdorf. L'avantage d'une utilisation multifonctionnelle des panneaux photovoltaïques réside dans l'augmentation de la rentabilité par:

- la transformation directe de l'énergie solaire en énergie électrique,
- l'utilisation de la chaleur produite lors de la production du courant pour le chauffage direct des halles de production et de stockage, ainsi que le stockage à long terme de l'énergie thermique excédentaire (stockage sous terre) pour utilisation ultérieure,

- l'intégration totale des générateurs photovoltaïques dans les façades et la construction du toit. Les panneaux remplacent donc des surfaces de construction conventionnelles. Cette substitution représente une économie directe.

La fixation de l'installation sur le toit plat d'une halle de stockage à Zurich-Herdern est réalisée au moyen de socles selon le principe de la fixation par le poids. Les éléments de béton sont disposés de façon qu'ils ne se déplacent pas sous les effets de la force du vent exercée sur les modules.

6.9 Installations intégrées en façade

Figure 33



Chaque année en Suisse, quelques millions de mètres carrés de revêtement de façades sont installés. Leur coût varie de quelques milliers de francs pour une façade en pierre naturelle à quelques francs par mètre carré pour une façade métallique. En maints endroits déjà, les façades des immeubles sont exécutées entièrement en verre. Il est donc évident que la technologie des modules photovoltaïques est alors parfaitement applicable. En Suisse, plusieurs façades ont déjà été construites avec un revêtement comportant partiellement des modules photovoltaïques.

Dans le cas de la façade solaire de Rütihof II à Zurich-Hongg, le coût de l'installation photovoltaïque rendue/posée se situe entre Fr/m² 1500.– et 1800.–. En comparaison, une façade en pierre naturelle coûte entre Fr/m² 1000.– et 1500.–.

Pour le bâtiment industriel «Windmühle» à Bienne, les modules photovoltaïques furent fabriqués sur mesure aux dimensions des éléments de façade en pierre naturelle. On a ainsi obtenu une intégration optiquement parfaite dans la façade.

6.10 Câblage

Pour relier les modules photovoltaïques entre eux et ces mêmes modules au coffret de raccordement, il faut absolument utiliser un câble à double isolation et antifeu. Il existe actuellement sur le marché des câbles spécialement conçus pour la technologie photovoltaïque, possédant une double isolation et ne contenant pas de PVC afin de mieux protéger l'environnement (par exemple câble Redox).

Pour relier les modules photovoltaïques intégrables, les liaisons par câbles raccordés et connecteurs facilitent grandement le montage.

6.10.1 Toit en pente

La majorité des petites installations photovoltaïques se présentent aujourd'hui sous forme de kits de modules préassemblés. C'est-à-dire que les modules sont assemblés et câblés par groupe de trois au sol sur des profils spéciaux, ce qui permet d'éliminer tous les travaux effectués dans des conditions pénibles. Lors du câblage des modules, il faut veiller à ce que les chemins de câbles se situent près des modules. Le cas échéant, il sera nécessaire d'utiliser des attaches de câble spéciales. Finalement, sur le toit, seuls ces ensembles de modules devront encore être reliés les uns aux autres pour former une rangée complète. Le câblage électrique devrait, si possible, être légèrement plus long que nécessaire, afin qu'il soit facile d'accéder aux boîtes de connexion pour débrancher les câbles lors du démontage d'un ou plusieurs modules. De plus, le câblage ne devrait pas être posé directement sur le toit, de façon qu'il ne se trouve pas immergé dans l'eau de pluie s'écoulant sur les tuiles. Il faut également veiller à ce que l'eau ne puisse pas pénétrer dans les boîtes de connexion. Cela peut être réalisé au moyen d'un «arrête-gouttes» posé avant l'entrée des câbles dans le boîtier. Une étanchéité complète est déconseillée, car une éventuelle condensation à l'intérieur du boîtier ne pourrait être évacuée. La conséquence en serait une corrosion désastreuse, causée par la différence de potentiel entre les contacts. Le passage à travers le toit des câbles provenant des modules doit impérativement être réalisée par un couvreur ou un ferblantier. Car, là aussi, des normes précises d'étanchéité sont à respecter.

6.10.2 Toit plat

Dans le cas d'un toit plat, le problème est moins grave. Toutefois, il devra être absolument tenu compte des dégâts qui pourraient être causés par l'eau. Il est également recommandé de monter des «arrête-gouttes» et même de percer un trou pour l'écoulement de l'eau d'environ 2 mm de diamètre au point le plus bas de la boîte de connexion. Les câbles reliant les modules photovoltaïques au coffret de raccordement seront placés dans des tubes simples (par exemple Alu-Agro), qui peuvent être fixés directement sur les éléments en béton.

Le chapitre 9 présentera les risques encourus lors de travaux sur les toits.

7. Onduleurs photovoltaïques

7.1	Onduleurs	75
7.2	Onduleurs photovoltaïques pilotés par le réseau	76
7.3	Onduleurs photovoltaïques à modulation de largeur d'impulsions	77
7.4	Onduleurs photovoltaïques avec transformateur haute fréquence	78

7. Onduleurs photovoltaïques

7.1 Onduleurs photovoltaïques

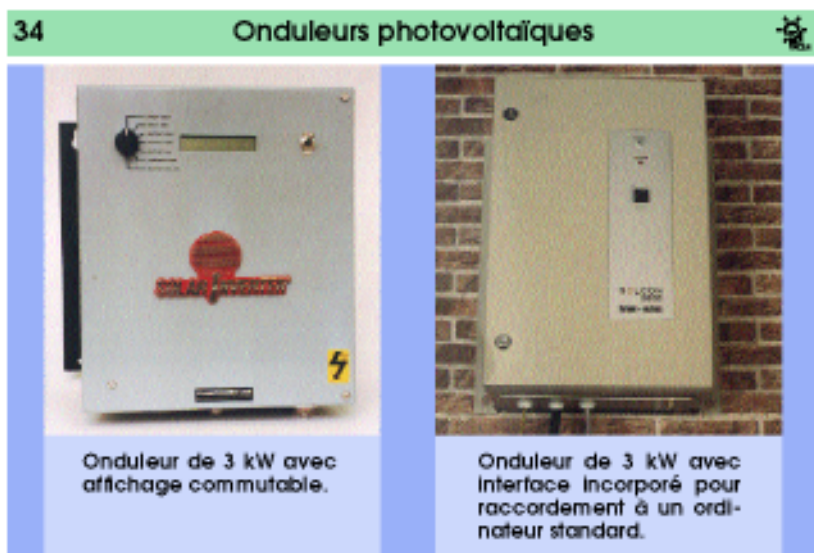


Figure 34

Les onduleurs photovoltaïques ont pour tâche de transformer la tension continue produite par un générateur photovoltaïque en une tension alternative conforme à celle du réseau. Ces onduleurs photovoltaïques sont aussi appelés convertisseurs. Pendant les dernières décennies, un grand nombre de types d'onduleurs différents ont vu le jour. Ceux-ci ne conviennent pas tous à la production d'électricité photovoltaïque.

Sur la base de la puissance nominale, on peut distinguer deux types d'onduleurs. Ceux à transistors, utilisés pour les puissances allant jusqu'à 100 kW et, pour les nouveaux modèles, même jusqu'à 500 kW. Ceux comportant des éléments de couplage avec thyristors offrant à présent l'avantage d'un prix inférieur, car cette technologie est appliquée à grande échelle dans d'autres domaines de conversion de courant. Cette technique se prête en particulier aux puissances très élevées.

Pour raccorder une installation photovoltaïque au réseau public (installation à injection dans le réseau), il faut utiliser un onduleur photovoltaïque de qualité supérieure, ce qui suppose:

- la synchronisation avec le réseau;
- le déclenchement automatique en cas de défaut ou de panne du réseau;
- un rendement élevé (> 90%);
- l'enclenchement et le déclenchement automatiques de l'installation;
- un faible taux de distorsion (sinusoïde la plus parfaite possible);

- aucune perturbation électromagnétique (parasites sur les ondes radio);
- un degré de fiabilité élevé;
- des dimensions et un poids raisonnables.

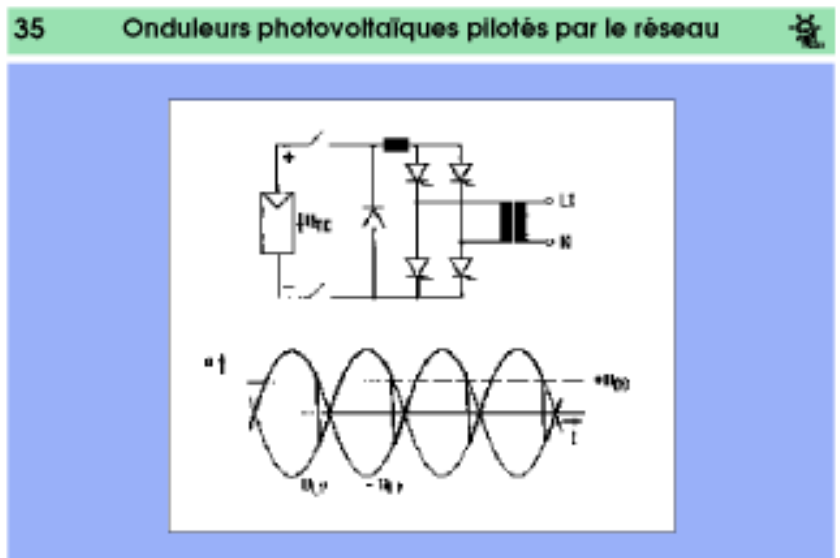
Les normes et prescriptions établies par les distributeurs d'électricité doivent être respectées. Celles-ci concernent surtout la limitation des effets secondaires admis sur le réseau ainsi que celle des harmoniques de même que l'absence d'autofonctionnement en cas d'arrêt du réseau.

Pour les installations autonomes, l'offre d'onduleurs est encore plus vaste que pour les installations raccordées au réseau. L'onduleur le plus simple pour les installations autonomes est celui à signal carré, caractérisé par un rendement extrêmement élevé et tout à fait suffisant pour l'alimentation de consommateurs purement ohmiques. Les problèmes apparaissent lorsque les appareils consommateurs sont très sensibles aux fréquences harmoniques produites par ces onduleurs à signal carré. Pour les installations photovoltaïques autonomes, il existe d'ailleurs des onduleurs fonctionnant selon divers principes et fournissant un signal sinusoïdal presque parfait.

On distingue principalement trois types d'onduleurs pour raccordement au réseau et répondant aux normes précitées. Ces trois types décrits ci-dessous seront utilisés dans des systèmes monophasés. Il est évident que ces techniques peuvent également être utilisées pour réaliser des installations triphasées.

7.2 Onduleurs photovoltaïques pilotés par le réseau

Figure 35



Les onduleurs pilotés par le réseau sont presque toujours équipés de thyristors comme éléments d'enclenchement. La dénomination «piloté par le réseau» dite aussi «à commutation extérieure» désigne la particularité de ce modèle d'utiliser, en fonctionnement normal, le passage à zéro de la tension du réseau pour commuter le courant

continu d'un circuit à un autre. Le point délicat se situe au moment où le courant conduit par les thyristors reste au point zéro pendant environ 30 μs afin d'obtenir un déclenchement total. Cela est surtout difficile lorsque la tension d'entrée provient d'une source de tension continue. Les onduleurs équipés de thyristors engendrent un taux d'harmoniques élevé et occasionnent un déphasage.

7.3 Onduleurs photovoltaïques à modulation de largeur d'impulsions

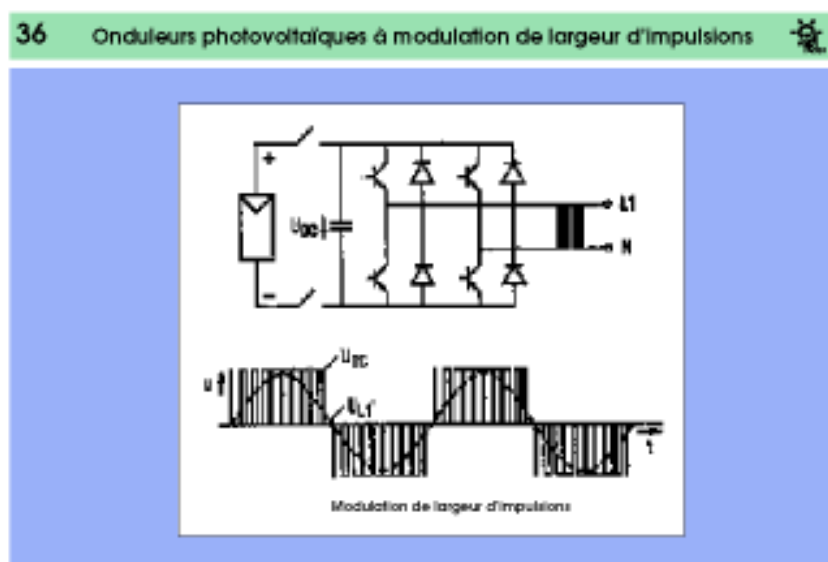


Figure 36

La modulation de largeur d'impulsions se base sur le fait qu'une onde sinusoïdale peut être reconstituée par des impulsions de largeurs différentes, lorsque la fréquence de couplage de ces impulsions est d'au moins 20 fois ou plus la fréquence de base de 50 Hz. Dans ces conditions il est peu probable qu'apparaissent beaucoup d'harmoniques. Dans ce cas, la tension de sortie avant le filtre ressemble à une barrière, dont les espaces intermédiaires seraient plus ou moins grands.

Les onduleurs à modulation de largeur d'impulsions sont apparus sur le marché dès la sortie des transistors à vitesse de couplage élevée et à perte de puissance minimale. Les transistors rapides étant encore assez chers, ces appareils sont en général plus coûteux que les onduleurs équipés de thyristors. Les circuits de commande sont également plus chers, mais leur prix diminuera dès leur fabrication à plus grande échelle.

Le rendement élevé combiné avec un temps de réaction rapide aux charges variables, rendent les onduleurs à modulation de largeur d'impulsions très sensibles aux courts-circuits et aux surcharges. Ce type d'onduleurs se déclenche donc en cas de surintensité au lieu de limiter le courant, car cette limitation de courant n'est en général pas assez rapide pour protéger les éléments de puissance.

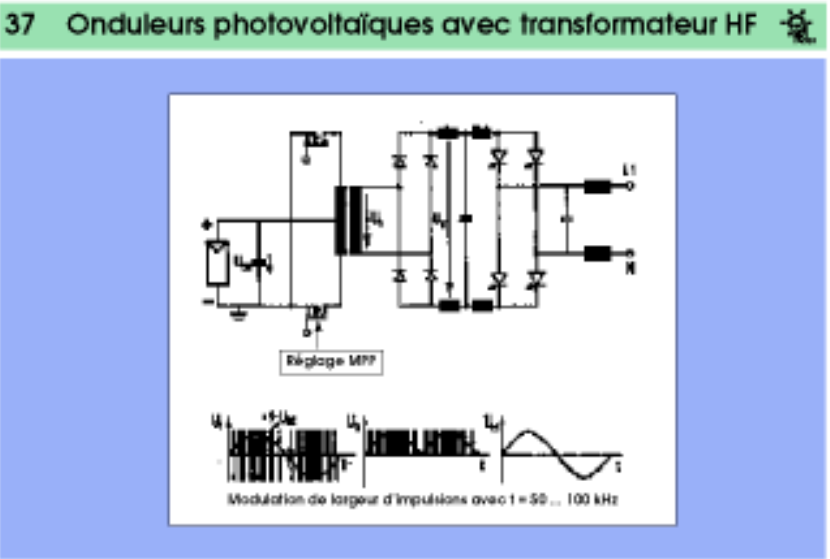
Lorsque la tension de fonctionnement du champ de modules photovoltaïques est plus élevée que la valeur moyenne de la tension

alternative de 50 Hz à produire, on peut également fabriquer des onduleurs sans transformateur avec un système de modulation de largeur d'impulsions. Ces onduleurs sont en général moins coûteux et ont un rendement de quelques pour-cent plus élevé par rapport aux appareils plus modernes. Par contre, ils présentent les inconvénients suivants:

- a) un risque accru d'injecter du courant continu dans le réseau de courant alternatif ou bien d'envoyer le courant alternatif sur le champ photovoltaïque en cas de non-fonctionnement des interrupteurs de puissance;
- b) le fait que les onduleurs sans transformateur sont mis à terre à la fois des côtés continu et alternatif, empêche de câbler le champ photovoltaïque selon le principe du «zéro flottant». Cette disposition offre pourtant une protection accrue des personnes, en raison de l'absence de mise à terre des pôles négatif ou positif du champ photovoltaïque. La séparation des mises à terre a de plus l'avantage non négligeable d'empêcher des fuites de courant en provenance du champ photovoltaïque vers la mise à terre. Ces fuites sont indésirables, surtout en raison de l'action corrosive du courant continu.

7.4 Onduleurs photovoltaïques avec transformateur haute fréquence

Figure 37



Dans le cas des onduleurs à commande de fréquence interne avec transformateur haute fréquence, la tension continue est transformée en impulsions (20 à 50 kHz) de fréquence et/ou largeur variables. La variation est modulée sous forme de sinus. La régulation du point de travail à puissance maximum (MPP) est intégrée dans le circuit de commande. L'avantage de répartir l'énergie en une multitude d'impulsions à haute fréquence permet l'utilisation d'un transformateur haute fréquence très petit, parce que les pertes sont beaucoup plus petites que dans le cas d'un transformateur de 50 Hz

de même puissance. Le potentiel des côtés continu et alternatif peut être séparé par ce transformateur. Ces appareils fonctionnent aussi avec des tensions photovoltaïques inférieures à la valeur moyenne de la tension du réseau. C'est pourquoi ils sont utilisés dans les installations photovoltaïques dont la tension se situe entre 50 et 100 V.

Le redresseur placé après le transformateur convertit les impulsions de haute fréquence en une tension de forme semi-sinusoïdale. Dans le dispositif d'inversion suivant, chaque seconde moitié de fréquence est inversée, formant ainsi un courant sinusoïdal de 50 Hz correspondant à celui du réseau.

Les onduleurs pour installations photovoltaïques actuellement sur le marché répondent non seulement à toutes les normes et exigences des distributeurs d'électricité, mais se distinguent également par un excellent rendement et un faible taux de distorsion.

8. Prescriptions

8.1	Introduction	83
8.2	Obtention d'une autorisation pour l'exploitation en parallèle avec le réseau d'une installation d'autoproduction d'électricité (IPE)	83
8.2.1	Lois, ordonnances et prescriptions	84
8.2.2	Déroulement de la procédure d'autorisation	85
8.2.3	Dispositifs de sécurité	86
8.2.4	Installation de production privée ($P \leq 3$ kW) fonctionnant en parallèle avec le réseau	87
8.2.5	Conditions techniques de raccordement	87
8.3	Prescriptions à respecter lors du montage électrique d'installations photovoltaïques	88
8.3.1	Prescriptions générales	88
8.3.2	Protection contre les surtensions et les surintensités	89
8.3.3	Exécution de la mise à la terre et de l'équilibrage du potentiel	89
8.3.4	Installation photovoltaïque avec protection extérieure contre la foudre	90
8.3.5	Installation photovoltaïque sans protection extérieure contre la foudre	90
8.4	Installation de mesure et procédure de réception	91
8.4.1	Dispositif de mesure	91
8.4.2	Montage des compteurs EKZ dans le cas d'installations à injection de $P \leq 10$ kW	91
8.4.3	Déroulement de la procédure de réception de l'EKZ	92
8.4.4	Déroulement de la procédure de réception	92
8.5	Liste des contrôles avant la mise en service	93

8. Prescriptions

8.1 Introduction

Les démarches administratives et les exigences techniques de raccordement des installations photovoltaïques sont différentes pour chacune des 1200 entreprises fournissant de l'électricité en Suisse.

Par conséquent, et dans la mesure du possible, c'est un représentant d'un distributeur local qui exposera dans ce cours les conditions de raccordement et la démarche à suivre pour l'obtention d'une autorisation de raccordement. Par contre, les prescriptions pour les travaux de montage et de raccordement sont valables pour tous les distributeurs d'électricité.

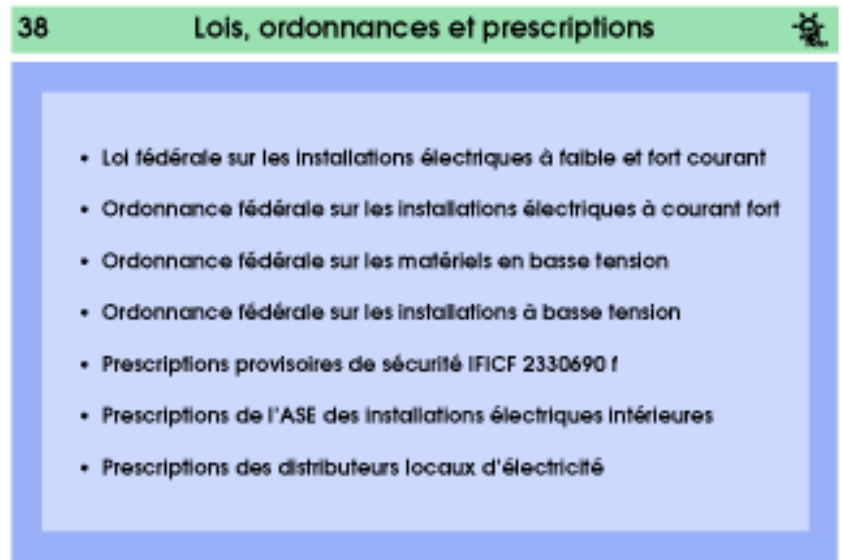
8.2 Obtention d'une autorisation pour l'exploitation en parallèle avec le réseau d'une installation d'autoproduction d'électricité (IPE)

En règle générale la procédure d'obtention d'une autorisation pour raccorder une installation photovoltaïque est la même que celle pour d'autres installations de production d'énergie. On utilise le même formulaire pour faire la demande d'exploitation de raccordement. Depuis quelques décennies déjà, les distributeurs d'électricité reçoivent des demandes d'exploitation, en parallèle au réseau, d'installations de production d'énergie et connaissent donc assez bien la procédure. Par contre, ce qui est nouveau, c'est que l'énergie électrique est fournie par des cellules photovoltaïques, et non pas par une génératrice tournante.

Quelles sont alors les lois, les ordonnances et les prescriptions à respecter lors du montage de telles installations?

8.2.1 Lois, ordonnances et prescriptions

Figure 38



Selon l'art. 2 de l'ordonnance sur les installations à basse tension, tout dispositif de production d'énergie est considéré comme une installation. Il s'ensuit que le montage ou la modification de la partie électrique des installations photovoltaïques ne peuvent être entrepris que par des personnes ou des entreprises possédant une autorisation d'installation de la part de l'entreprise responsable du contrôle ou au bénéfice d'une concession accordée par l'Inspection fédérale des installations à courant fort, appelée ci-après IFICF.

Il n'y a pas de règle sans exception! Les installations photovoltaïques peuvent donc être montées sans autorisation par des spécialistes (ayant obtenu la maîtrise fédérale dans le domaine considéré), des contrôleurs-électriciens ou des installateurs-électriciens en possession du certificat fédéral de capacité. Cette règle n'est toutefois valable que pour les installations sur les immeubles qu'ils habitent ou dont ils sont propriétaires.

Ces allègements ne dispensent pas l'installateur-électricien, par contre, de l'obligation de déclarer l'installation.

Mais venons-en à l'essentiel:

Quelles sont les démarches à entreprendre par un particulier intéressé par l'exploitation d'une installation photovoltaïque?

8.2.2 Déroulement de la procédure d'autorisation

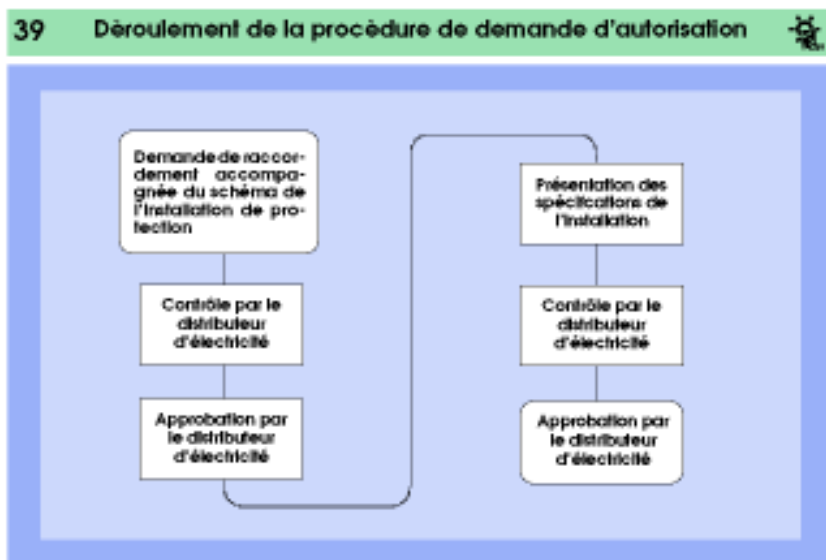


Figure 39

Les prescriptions à respecter pour l'exploitation des IPE en parallèle avec le réseau électrique figurent dans les conditions techniques éditées par le distributeur d'électricité concerné. La personne intéressée recevra celles-ci avec le formulaire de demande de raccordement pour l'exploitation d'une IPE.

En annexe à ce manuel, figure un exemple de demande de raccordement de l'UCS que vous aurez l'occasion de remplir lors de la partie pratique de ce cours.

Après contrôle et approbation de la demande de raccordement concernant les conditions techniques, le distributeur d'électricité accorde l'autorisation.

Le futur propriétaire de l'installation peut maintenant confier les travaux de montage à un installateur-électricien.

Celui-ci déclare l'installation peu avant le début des travaux et, de cette façon, informe le distributeur d'électricité que l'installation sera effectivement réalisée.

Le distributeur d'électricité contrôle alors le dossier de l'installation et, le cas échéant, fournit à l'installateur des directives complémentaires (par exemple accessibilité du dispositif de séparation, mode de mesure de l'énergie, etc.).

Les conditions techniques remises au requérant avec la demande de raccordement contiennent deux types de conditions à respecter:

- dispositifs de sécurité;
- conditions techniques.

Le respect des dispositifs de sécurité exige qu'une attention particulière soit apportée aux points qui vont suivre.

8.2.3 Dispositifs de sécurité

Figure 40



Le dispositif automatique de déclenchement de l'installation photovoltaïque doit instantanément découpler cette dernière du réseau en cas de défaut du réseau, de fluctuations de tension supérieures à 10% ou de pannes dans les circuits de commande de l'installation photovoltaïque.

L'installation doit être équipée d'un dispositif thermique contre les surcharges ou d'un dispositif magnétique contre les courts-circuits.

Le dispositif magnétique contre les courts-circuits doit également être en mesure de protéger l'installation contre les courants de court-circuit en provenance du réseau. L'installation photovoltaïque comprendra aussi une surveillance de fréquence avec une valeur de seuil de 50 Hz $\pm$ 1% et un relais de tension avec une valeur de seuil de $\pm$ 10%. Le dispositif de séparation réglementaire doit garantir une séparation visible, pouvant être mise sous clef et accessible en tout temps aux personnes autorisées ou aux pompiers. Si le dispositif de séparation se trouve à l'intérieur du bâtiment, l'accessibilité pourra éventuellement être assurée au moyen d'un boîtier vitré contenant la clef.

Lors de travaux effectués sur le réseau et afin de rendre attentif à l'existence d'installations IPE, il est nécessaire de poser des affiches comportant la mention «Attention! Installations d'injection dans le réseau!» dans la station de transformation sur le câble BT correspondant, à l'endroit de séparation entre l'installation photovoltaïque et le réseau et près du dispositif de coupure en cas de surintensité.

Ces quelques remarques, qui paraîtront trop techniques, ne doivent pas vous effrayer.

La figure suivante illustre comment ces éléments de sécurité peuvent être réalisés en pratique dans le cas d'une IPE.

8.2.4 Installation de production privée ($P \leq 3$ kW) fonctionnant en parallèle avec le réseau

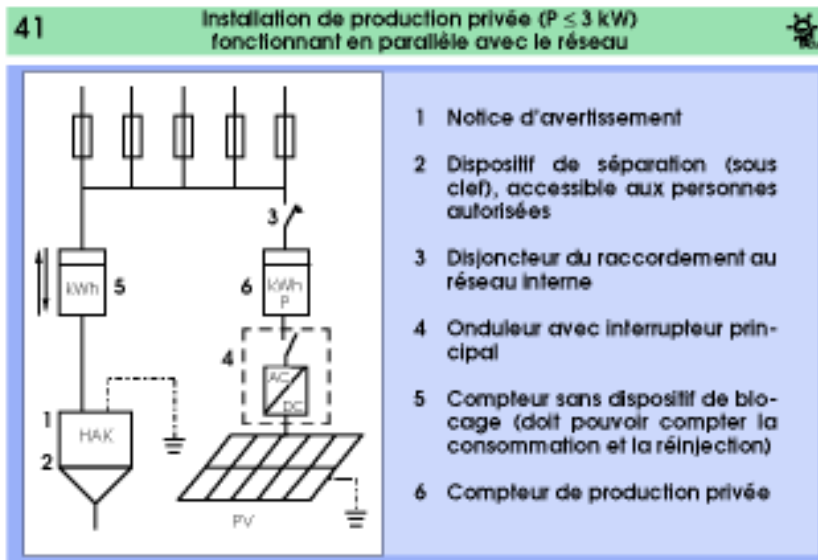


Figure 41

Les conditions techniques de raccordement d'une installation photovoltaïque sont rapidement énumérées.

Pour les fluctuations de tension ou des influences de la part du réseau, les valeurs limites sont données dans le tableau suivant.

8.2.5 Conditions techniques de raccordement

42 Conditions techniques de raccordement

- fluctuations maximales de la tension à l'enclenchement et au déclenchement de l'installation PV: 3%
- production d'harmoniques à l'endroit de branchement au réseau selon la norme ASE 3600

Harmoniques impairs		Harmoniques pairs	
3.	0,85 %	2.	0,3 %
5.	0,65 %	4. - 40.	0,2 %
7.	0,6 %		
9., 11.	0,4 %		
13.	0,3 %		
15. - 39.	0,25 %		

Figure 42

Les fluctuations de tension ne doivent pas dépasser 3% lors de l'enclenchement ou du déclenchement de l'installation photovoltaïque.

Les perturbations électriques ne dépasseront pas les valeurs données dans les normes ASE 3600.

8.3 Prescriptions à respecter lors du montage électrique d'installations photovoltaïques

Figure 43



8.3.1 Prescriptions générales

L'obtention d'une autorisation d'exploitation est facilitée par le fait que les installations monophasées jusqu'à 3,3 kVA de puissance ou triphasées jusqu'à 10 kVA sont considérées comme des installations électriques conventionnelles, pour autant qu'elles soient installées chez le propriétaire lui-même et qu'elles ne tombent donc pas sous l'obligation de dépôt de projet.

Dans ces cas, l'installateur-électricien doit veiller à ce que tous les éléments de l'installation photovoltaïque soient soumis à l'ordonnance sur la production basse tension et répondent à l'obligation de fournir une preuve de fiabilité sur le plan de la sécurité et des pannes.

De plus, les éléments de sécurité sont soumis à homologation. C'est-à-dire qu'ils doivent être munis du sigle ASE.

Les principes relatifs à la protection des personnes sont également applicables aux installations photovoltaïques. En d'autres termes, pour des laps de temps supérieurs à 5 secondes, la tension de contact physique ne doit pas être supérieure à 50 V AC ou 120 V DC. Si les modules au sol sont à portée des personnes ou des animaux, il faudra poser une clôture autour de l'installation pour la protection de ceux-ci. Sinon l'installation devra correspondre aux normes de protection de la classe 2 (isolation spéciale).

L'ensemble du champ photovoltaïque doit être intégré dans l'équilibrage du potentiel.

Si l'installation photovoltaïque produit du courant fort ($I > 2A$), elle doit dans tous les cas être reliée à la mise à terre de l'installation et intégrée dans le concept de protection contre la foudre du bâtiment.

On doit pourtant mentionner ici que la pose d'une installation photovoltaïque ne signifie pas que l'immeuble soit soumis à

l'obligation d'être équipé d'un paratonnerre.

Chaque bâtiment ne disposant pas forcément d'une mise à terre, il est possible qu'il faille en installer une lors de la pose d'une installation photovoltaïque sur un bâtiment existant (par exemple, une mise à terre en bande ou en sonde profonde).

8.3.2 Protection contre les surtensions et les surintensités

A l'entrée du câble dans le bâtiment, des éléments de protection contre les surtensions doivent être posés. Ces éléments seront placés dans des coffrets difficilement inflammables. Si ces coffrets de raccordement se trouvent à l'extérieur du bâtiment, ils satisferont pour le moins à la norme de sécurité IP 54.

Du côté primaire de l'onduleur, il faut à nouveau prévoir des éléments de protection contre les surtensions. Par contre, on peut y renoncer lorsque la distance entre l'entrée dans le bâtiment et l'onduleur est très courte.

Du côté primaire (courant continu) comme du côté secondaire (courant alternatif), les conducteurs doivent être protégés contre les surintensités et les courts-circuits. La protection mécanique des câbles et leur résistance à la lumière feront l'objet d'une attention particulière. La protection électrique des câbles en cas de court-circuit ne pouvant pas être garantie, il faut exécuter le câblage avec un câble spécialement isolé, en le posant avec mise à terre et en le protégeant contre les courts-circuits.

Le câble reliant le coffret de raccordement à l'onduleur sera pourvu d'une gaine métallique, ou placé dans un tube métallique résistant aux chocs. La conductibilité de cette isolation métallique doit correspondre à celle d'un conducteur cuivré d'une section de 10 mm².

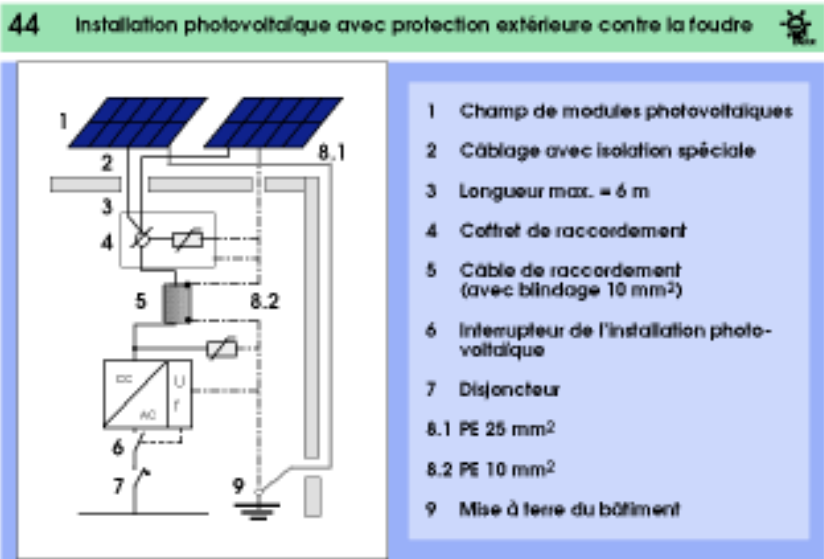
8.3.3 Exécution de la mise à terre et de l'équilibrage du potentiel

Du côté onduleur, le blindage du câble de liaison entre le coffret de raccordement et l'onduleur doit être mis à la terre.

Du côté coffret de raccordement, le type de mise à terre dépend de la présence d'une installation de parafoudre extérieure.

8.3.4 Installation photovoltaïque avec protection extérieure contre la foudre

Figure 44

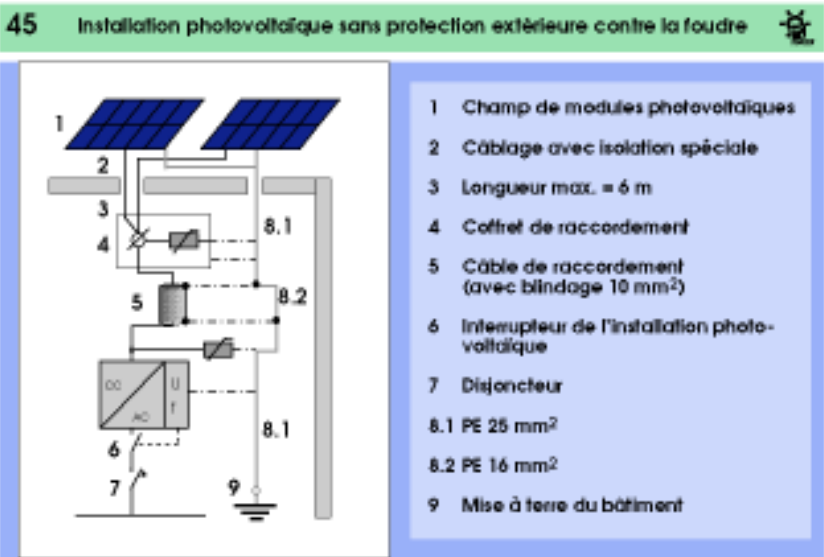


La gaine métallique du câble de liaison ou l'extrémité du tube doit être raccordé au cadre métallique des modules et au parafoudre (section: au moins 10 mm² Cu).

Dans le cas des bâtiments avec parafoudre extérieur on admet, en général, que la liaison des modules à la mise à terre à l'intérieur de l'immeuble doit correspondre à une section d'au moins 10 mm² Cu. La liaison à l'extérieur du bâtiment des modules à la mise à terre en passant par le parafoudre doit correspondre à une section d'au moins 25 mm².

8.3.5 Installation photovoltaïque sans protection extérieure contre la foudre

Figure 45



La liaison entre le cadre des modules et la mise à terre ne pouvant être faite qu'à l'intérieur du bâtiment dans le cas d'une installation

sans parafoudre, cette liaison doit être exécutée au moyen d'un câble d'une section d'au moins 25 mm² Cu.

Dans ce cas, le câble reliant le coffret de raccordement à l'onduleur peut avoir une section de 16 mm² Cu, car son isolation métallique a déjà une section de 10 mm².

Il est évidemment préférable de réaliser une liaison directe du cadre des modules à la mise à terre au moyen d'un câble ininterrompu d'une section de 25 mm².

8.4 Installation de mesure et procédure de réception

8.4.1 Dispositif de mesure

Le montage des compteurs peut varier selon le distributeur d'électricité. Les exemples suivants se réfèrent à des installations photovoltaïques dans la région desservie par le service de l'électricité de Zurich (EKZ). Il est recommandé de prendre contact avec le distributeur d'électricité avant l'installation ou, mieux encore, dès l'étude du projet, afin d'obtenir les caractéristiques du système de mesure. Il serait même nécessaire que la personne intéressée se renseigne lors de la première prise de contact, c'est-à-dire au moment de la demande de raccordement. Certains distributeurs d'électricité joignent à l'envoi des formulaires de demande de raccordement une brochure d'information concernant les différents dispositifs de comptage.

L'EKZ reconnaît différents cas de montage des compteurs d'installations à injection dans le réseau. Ce cours ne concernant que des installations photovoltaïques d'une puissance jusqu'à 10 kVA, seules deux variantes seront retenues.

8.4.2 Montage des compteurs EKZ dans le cas d'installations à injection de $P \leq 10$ kW

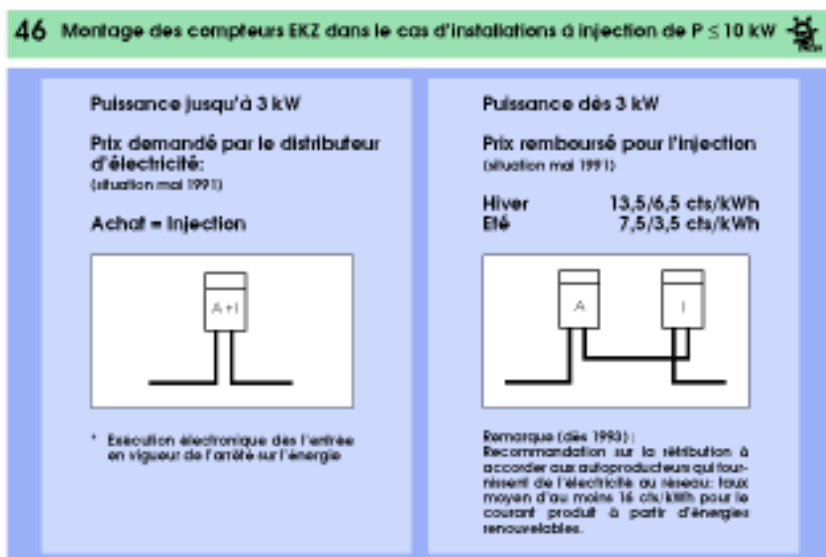


Figure 46

Les installations photovoltaïques d'une puissance maximale de 3 kW ne sont équipées que d'un seul compteur. Ce dernier ne possède pas

de dispositif de blocage de rotation inversée, c'est-à-dire que le compteur relève la consommation d'électricité fournie par le réseau public et déduit la production d'électricité provenant de l'installation photovoltaïque injectée dans le réseau.

Jusqu'à l'entrée en vigueur de l'arrêté sur l'énergie qui exigera le comptage séparé de la consommation et de l'injection, l'EKZ dispose de compteurs électroniques qui enregistrent indistinctement la consommation et l'injection. Cela signifie que tous ces compteurs devront être remplacés.

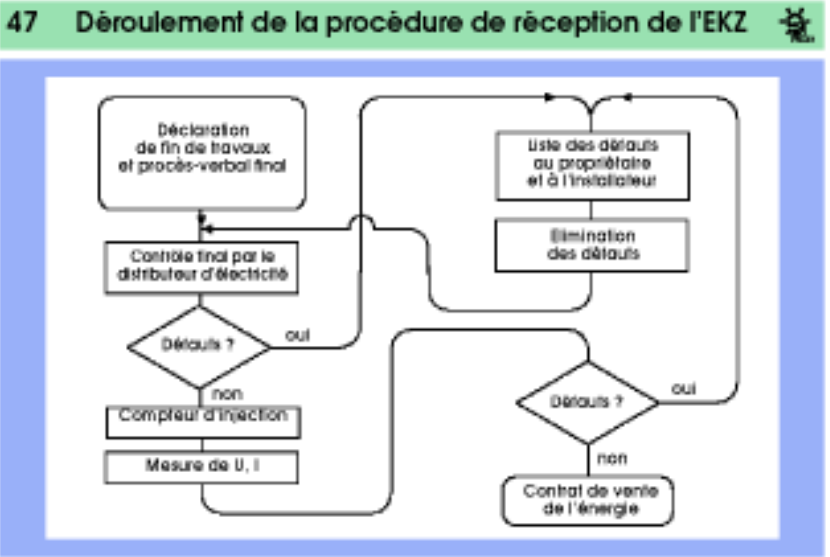
Si l'on désire connaître la production d'une installation photovoltaïque, ainsi équipée, il est exigé d'installer un deuxième compteur privé ou un enregistreur.

Si la puissance de l'installation photovoltaïque se situe entre 3 kW et 10 kW, il faut installer en série avec le compteur de consommation fourni par le service public un compteur supplémentaire pour mesurer la puissance injectée dans le réseau.

Toutefois, il est également exigé de poser un compteur privé pour la production, car sinon on n'enregistrera que l'injection dans le réseau et non la production totale de l'installation.

8.4.3 Déroulement de la procédure de réception de l'EKZ

Figure 47



La procédure de réception se subdivise en:

- un contrôle de comportement de l'installation;
- un contrôle d'exécution de l'installation.

8.4.4 Déroulement de la procédure de réception

Par la remise d'une déclaration de fin de travaux et d'un procès-verbal final, l'installateur annonce au distributeur d'électricité qu'elle peut procéder au contrôle final.

Lors du contrôle de comportement, on vérifie que les exigences techniques ont été respectées. Une attention toute particulière est

donnée au déclenchement de l'installation photovoltaïque en cas de défaut du réseau et à la mesure des fréquences harmoniques.

Lors du contrôle d'exécution de l'installation, on accordera une attention soutenue au dimensionnement de la compensation du potentiel et des conducteurs du système de la mise à terre. Naturellement d'autres éléments seront aussi vérifiés, afin de savoir s'ils correspondent aux exigences des installations domestiques et aux prescriptions du distributeur d'électricité.

Si des défauts sont constatés lors de la procédure de réception, le propriétaire de l'installation ainsi que l'installateur en seront informés par écrit.

Lorsque l'installation ne présente plus de défaut, le compteur d'injection est monté et le distributeur d'électricité procède à la mise en service provisoire.

Pendant au moins une semaine, l'EKZ mesurera la tension, les surtensions et le courant injecté par l'installation photovoltaïque dans le réseau public.

Si les valeurs mesurées ne dépassent pas les valeurs admises, le propriétaire de l'installation reçoit une autorisation d'exploitation en parallèle avec le réseau, ainsi qu'un contrat pour la fourniture de l'énergie injectée.

Toutes les conditions sont maintenant remplies et le contrat de vente de l'énergie avec le propriétaire de l'installation peut être signé.

8.5 Liste des contrôles avant la mise en service

Une fois l'installation conforme aux prescriptions de sécurité et de montage, celle-ci est techniquement prête à être mise en service.

Avant la mise en service en parallèle avec le réseau public, l'installation doit d'abord être contrôlée par le distributeur d'électricité compétent.

Si l'installation ne présente plus de défaut, elle peut alors être mise en service. Cela se fait dans l'ordre suivant:

1. Sur le tableau électrique, du côté réseau, le dispositif automatique de sécurité doit être enclenché. A la sortie de l'onduleur, la tension du réseau s'élèvera à 230 V.
2. Si le coffret de raccordement comporte des fusibles, il faut les placer.
3. Enclencher l'interrupteur du côté courant continu. La tension du champ de modules photovoltaïques doit être présente à l'entrée de l'onduleur.
4. En tout dernier lieu, enclencher l'interrupteur principal de l'onduleur.

Si l'on perçoit un très faible «ronflement» de l'onduleur, que l'élément de refroidissement s'échauffe et que le compteur supplémentaire tourne, cela signifie que l'onduleur fonctionne normalement.

9. Travaux exécutés sur les toits

Les chutes représentent une proportion importante des accidents de chantier. Par inattention ou pour réaliser une économie illusoire de temps et d'argent, les protections contre les chutes ne sont souvent pas installées. Une grande partie des installations photovoltaïques actuellement en service en Suisse ont été posées sur des toits existants. Le montage des structures de support, des modules photovoltaïques ainsi que les raccordements au parafoudre et le câblage des modules, ont pour conséquence que le ferblantier, le couvreur et l'électricien exécutent des travaux sur toiture. Il est donc de la plus élémentaire prudence d'exiger du responsable des travaux des mesures adéquates de protection contre les chutes.

Nous donnons ci-dessous un bref résumé des mesures les plus importantes exigées par la CNA:

- a) Si la hauteur de travail se situe au-dessus de 3 m, les mesures de sécurité sont toujours obligatoires, sur les toits plats comme sur les toits en pente. Les mesures envisageables sont les suivantes:
 - échafaudage de sécurité;
 - paroi de protection;
 - encordement;
 - garde-corps.
- b) On ne peut circuler sur des toitures en matériaux peu résistants (en particulier, les plaques en amiante-ciment) sans avoir pris au préalable des mesures de sécurité, telles que:
 - platelage;
 - filets de sécurité.

Les publications suivantes de la CNA fournissent de plus amples renseignements:

CNA Form 1805.f	Ordonnance concernant la prévention des accidents dans les travaux de toiture et les travaux exécutés sur les toits
CNA 44002.f	La sécurité en s'encordant
CNA 44009.f	Filets de sécurité, protection contre les chutes de hauteur

Ces publications peuvent être obtenues à l'adresse suivante:
Caisse nationale suisse d'assurance en cas d'accidents (CNA),
Division sécurité du travail, 1001 Lausanne.

10. Entretien

10.1	Entretien et contrôles	99
------	------------------------	----

10. Entretien

Les centrales photovoltaïques produisent de l'énergie électrique sans recourir à des machines tournantes. On peut donc s'attendre à ce que ce type de centrales ne nécessite pratiquement pas d'entretien. Les expériences acquises au cours de vingt années d'utilisation de systèmes photovoltaïques, dans le cadre d'applications terrestres, permettent de conclure que les cellules photovoltaïques elles-mêmes ne nécessitent aucun entretien.

En ce qui concerne les autres composants nécessaires à la réalisation d'une centrale photovoltaïque, on ne dispose encore que de très peu d'expérience. Celle-ci est extrêmement limitée par le fait que le progrès technologique apporte constamment des améliorations de ces composants. Au cours des années précédentes, il s'est avéré, en particulier, que la partie électronique d'une centrale photovoltaïque est particulièrement sujette aux pannes. On demande en effet à un produit ayant des caractéristiques techniques d'avant-garde de fonctionner de façon automatique dans un environnement très exigeant. L'évolution de ces dernières années montre cependant que de grands progrès ont été réalisés dans ce domaine et qu'un champ tout aussi vaste reste ouvert aux améliorations.

10.1 Entretien et contrôles

48 Entretien et contrôles	
Exploitant	Installateur-électricien
• Comparaison production/prévisions • Contrôle visuel : - du câblage - de la fixation mécanique • Entretien de l'onduleur seulement en cas de panne En général, il n'est pas nécessaire de nettoyer les modules photovoltaïques.	• Contrôle de la tension nominale et du courant du réseau • Contrôle des fusibles et des éléments de protection contre les surtensions • Contrôle de la résistance d'isolement

Figure 48

Lors de l'entretien et des contrôles des installations photovoltaïques sur bâtiments, il faut distinguer les contrôles devant être effectués par l'exploitant d'une part et par l'installateur d'autre part. La surveillance du fonctionnement courant incombe à l'exploitant de l'installation.

Il doit entre autres surveiller les points suivants:

- a) pendant les premières semaines après la mise en service de l'installation, la production journalière doit être comparée à la production calculée lors de l'étude,
- b) il est utile que l'exploitant enregistre la production électrique mensuelle de l'installation photovoltaïque. Cela lui indique si l'installation fonctionne correctement ou s'il y a des dérangements nécessitant un contrôle de l'installateur.

En plus des contrôles précités, l'exploitant devrait procéder à un contrôle visuel de son installation au moins une fois par an. Il faut être attentif aux dégâts causés au câblage par les intempéries, aux conduites de câbles défectueuses ainsi qu'aux câbles desserrés. Il faut contrôler qu'il n'y a pas eu de corrosion sur la structure de support. Une rouille superficielle, c'est-à-dire une oxydation de surface de couleur rougeâtre, est inoffensive et ne représente aucun danger pour la structure de support.

Il n'est pas nécessaire de nettoyer régulièrement les cellules. La perte de rendement est plus élevée dans les régions à forte densité d'habitations et présentant un taux de pollution de l'air plus élevé qu'à la campagne. Toutefois, même dans ces régions, cette perte ne devrait pas être supérieure à quelques pour-cent.

Les interventions sur l'onduleur se limitent aux cas de panne. La plupart des onduleurs sont pourvus d'un affichage. De plus, l'installateur dispose d'autres possibilités de vérification afin de contrôler le fonctionnement correct de l'installation. Parmi celles-ci on peut citer la vérification des tensions nominales, d'une part, et, d'autre part, la vérification des courants en provenance de chaque rangée. Pour ce faire, il faut débrancher les dispositifs de sécurité de chaque rangée, ou, si l'on a utilisé des diodes, débrancher chaque rangée. On mesure alors la tension à vide et le courant de court-circuit de chaque rangée.

Dans les cas où l'on a protégé les rangées au moyen de fusibles et autres éléments de sécurité, il est recommandé de vérifier ceux-ci également. Il faut non seulement remplacer les fusibles défectueux, mais aussi rechercher la cause du défaut. Dans un circuit de courant continu, des fusibles défectueux sont un signal d'alarme et il faut à tout prix déterminer la raison du claquage; si l'on ne la trouve pas, il faut faire appel à un bureau spécialisé. L'installateur doit également contrôler tous les éléments de surtension (surtout après les orages avec un impact direct, ou proche, de la foudre). Les éléments les plus souvent utilisés contre les surtensions sont les suivants: les varistors à oxyde de métal (SIOV), les déviateurs de surtension remplis d'un gaz rare, les diodes Zener. Les déviateurs de surtension remplis d'un gaz rare ne peuvent être utilisés pour le courant continu, car une étincelle ne s'éteindra pas après une décharge (pas de passage à une valeur du courant nulle entre les demi-périodes). En général, les données techniques indiqueront la limite des courants de pointe (onde carrée 20 μ sec) pouvant être déviés en relation avec le degré de protection assuré.

Très souvent on utilise des varistors. Après 15 ans d'expérience, on sait maintenant que le mécanisme de conductivité des varistors vieillit par rapport aux charges répétées, dans les limites de la protection. Des circuits conducteurs peuvent se former à l'intérieur du varistor, entraînant une fuite de courant et un échauffement du varistor. Un varistor ainsi endommagé par les surtensions peut donc représenter un risque non négligeable d'incendie. Pour cette raison

on utilise souvent des varistors qui, par cet échauffement, «dessoudent» eux-mêmes le circuit conducteur. Dans ce cas, l'événement est signalé optiquement, afin de faciliter les contrôles depuis l'extérieur.

Le coût plus élevé des varistors de ce type freine leur utilisation courante. Toutefois, les pannes dues à des varistors défectueux sont assez rares.

Le domaine de l'installateur-électricien comprend également la vérification de la résistance d'isolement dont la mesure est faite avec le champ des modules photovoltaïques court-circuité. Il est nécessaire de procéder de cette façon pour éviter que la tension de contrôle ne provoque une décharge des diodes à travers chaque chaîne et pour déterminer en une seule fois l'état d'isolation des deux conducteurs actifs (positif et négatif). Chaque chaîne – ou paire de chaînes – doit être mesurée séparément afin d'éviter que le courant de court-circuit n'atteigne des valeurs trop élevées. La limite de la tension continue de contrôle devrait être de 15% inférieure à la valeur d'homologation indiquée par le fabricant du module.

Le rapport de mesure d'isolation devrait non seulement comprendre la valeur de la résistance d'isolement, mais aussi indiquer les conditions météorologiques lors de la mesure. L'humidité relative de l'atmosphère est un paramètre particulièrement important.

11. Installations autonomes

11.1	Éléments constitutifs d'une installation autonome	105
11.2	Installations autonomes: réémetteurs	106
11.3	Installations autonomes: alimentation en électricité de chalets d'alpage	107
11.4	Installations autonomes: pompe pour piscine	108
11.5	Régulation de charge, contrôle de l'accumulateur, distribution	109
11.6	Batterie d'accumulateurs pour le stockage de l'énergie électrique	110
11.7	Charge et décharge d'une batterie d'accumulateurs au plomb	111
11.7.1	Charge	111
11.7.2	Décharge	111
11.8	Constitution d'un accumulateur au plomb	112
11.9	Capacité d'un accumulateur	113
11.10	Autodécharge d'un accumulateur	114
11.11	Tension de fin de charge d'un accumulateur	115
11.12	Quatre erreurs à ne pas commettre lors de l'utilisation d'un accumulateur au plomb	115
11.13	Onduleurs	116
11.14	Installations à basse tension	116

11. Installations autonomes

On entend par «installation autonome» toute installation de production d'électricité indépendante, non raccordée au réseau public. En général, elles sont montées là où le réseau public est trop éloigné. C'est le cas des maisons d'habitation ou de vacances très isolées, des restaurants de montagne, des cabanes de clubs de ski, des chalets d'alpage ou autres fermes isolées. De plus, dans le domaine de la gestion hydraulique, de la recherche scientifique concernant l'enneigement et les avalanches ainsi que la météorologie, un grand nombre de dispositifs de mesure et de réglage sont alimentés par des modules photovoltaïques. D'autres applications concernent les télécommunications, les signalisations routières commandées à distance, les éclairages de panneaux publicitaires, le fonctionnement de pompes, les dispositifs de réglage des installations solaires thermiques, le pompage d'eau potable et l'irrigation. Outre ces applications fixes, on trouve toute une série d'applications mobiles, comme par exemple les montres alimentées par une cellule photovoltaïque, les calculatrices, les radios et les lampes fonctionnant à l'énergie solaire, ainsi que les clôtures électrifiées pour le bétail.

Les exemples suivants illustrent l'étendue des applications possibles. En général, ces systèmes décentralisés sont de faible puissance; le seul danger pour le bâtiment ou l'installation résulte d'une manipulation malencontreuse de la batterie par une personne inexpérimentée.

11.1 Eléments constitutifs d'une installation autonome

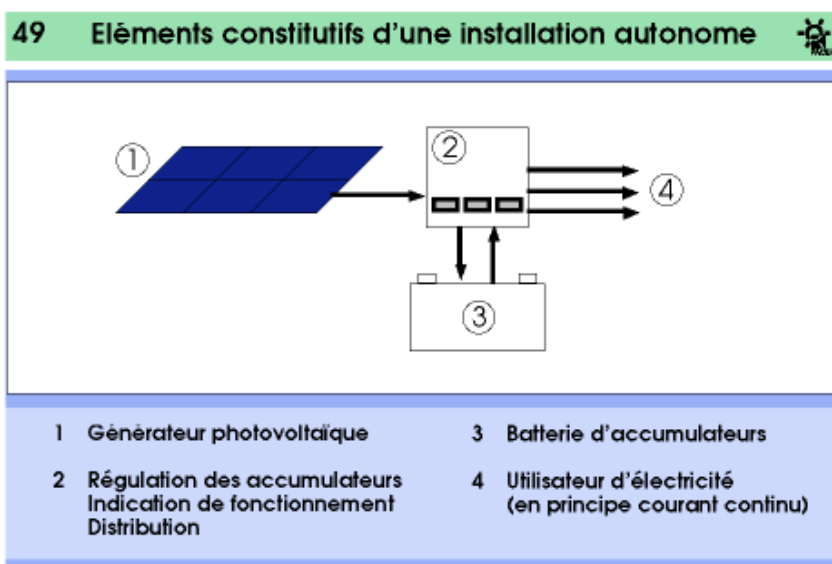


Figure 49

Une installation photovoltaïque autonome est composée d'un générateur photovoltaïque, d'un régulateur de charge et de décharge pour la batterie et d'utilisateurs d'électricité. Dans le cas idéal, ces utilisateurs fonctionnent au courant continu. Sinon, il faut recourir à l'utilisation d'un onduleur pour faire fonctionner les appareils conçus pour le secteur. Les onduleur utilisés dans les installations autonomes diffèrent des onduleurs solaires pour la réinjection dans le réseau public surtout au niveau des fonctions de contrôle et des exigences du facteur de forme et des dispositifs de contrôle. De plus, un onduleur monté dans une installation autonome doit également être capable de produire du courant réactif.

On évitera donc autant que possible d'utiliser un onduleur dans les installations autonomes, afin de s'épargner les pertes et les problèmes de fiabilité.

11.2 Installations autonomes: réémetteurs

Figure 50



Les réémetteurs sont des stations qui jouent un rôle important dans le domaine des télécommunications. Par leur fonction, ces réémetteurs se trouvent dans des endroits très isolés et leur raccordement au réseau électrique entraîne des coûts considérables. Ils représentent donc des cas d'application idéaux de l'énergie photovoltaïque. La figure montre l'installation implantée sur le Monte Laura. Des installations semblables fonctionnent en grand nombre dans le monde entier pour la sécurité autoroutière. La puissance installée est généralement faible. Ces installations devant fonctionner 24 heures sur 24, il faut dimensionner le champ de modules photovoltaïques, de façon à garantir la disponibilité de l'énergie à 100% même pendant une période prolongée de mauvais temps. Cela implique une excellente fiabilité de fonctionnement et que l'on tienne notamment compte du risque accru d'impact de la foudre.

11.3 Installations autonomes: alimentation en électricité de chalets d'alpage

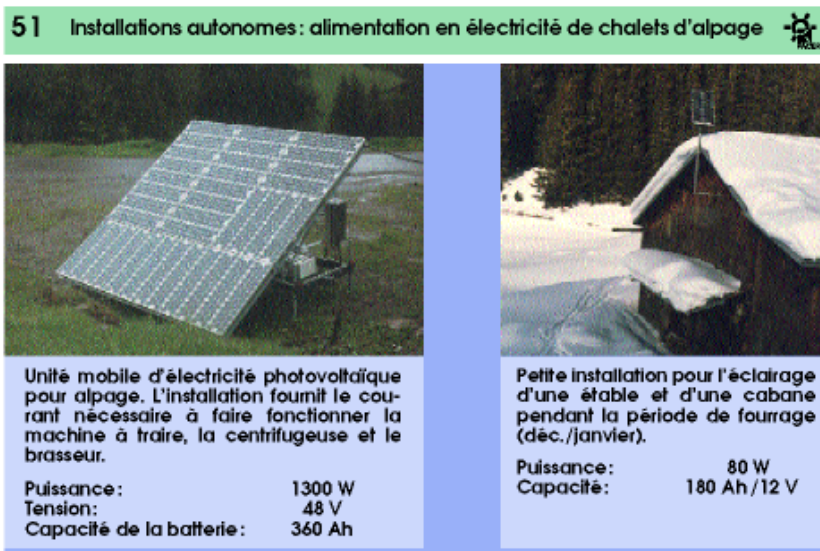


Figure 51

Les alpages ne sont pas, pour la plupart, reliés au réseau public. Il faut dimensionner l'installation photovoltaïque en fonction des besoins. Pour les petites installations servant uniquement à un simple éclairage, un ou deux modules photovoltaïques suffiront. Si des machines électriques doivent être alimentées, le champ de modules sera plus important. Pour l'alimentation électrique des alpages, des unités mobiles ont été réalisées, permettant de ne pas équiper chaque chalet d'une installation individuelle (dans le cas d'une exploitation de plusieurs alpages). Ces installations mobiles fonctionnent de préférence à basse tension, car les conditions de mise à terre sont souvent insuffisantes.

En Suisse, plus de 10000 chalets d'alpage et maisons de vacances sont actuellement alimentés par l'électricité photovoltaïque. Les besoins en énergie électrique se limitant en général à l'éclairage, un ou deux modules suffisent.

11.4 Installations autonomes : pompe pour piscine

Figure 52



Les capteurs thermiques exigent en général une pompe de circulation afin de faire circuler le liquide caloporteur. Les puissances de ces circulateurs sont généralement assez modestes et il est logique de les alimenter au moyen d'une installation photovoltaïque. L'échauffement de l'eau dans les capteurs est en relation directe avec l'intensité du rayonnement solaire, c'est-à-dire que la circulation dans le capteur doit pouvoir être modulée. Il est évident que les modules photovoltaïques produisent plus de courant lors d'un ensoleillement intense, ce qui correspond au besoin de puissance accrue des circulateurs. De tels systèmes peuvent donc fonctionner sans batterie.

11.5 Régulation de charge, contrôle de l'accumulateur, distribution

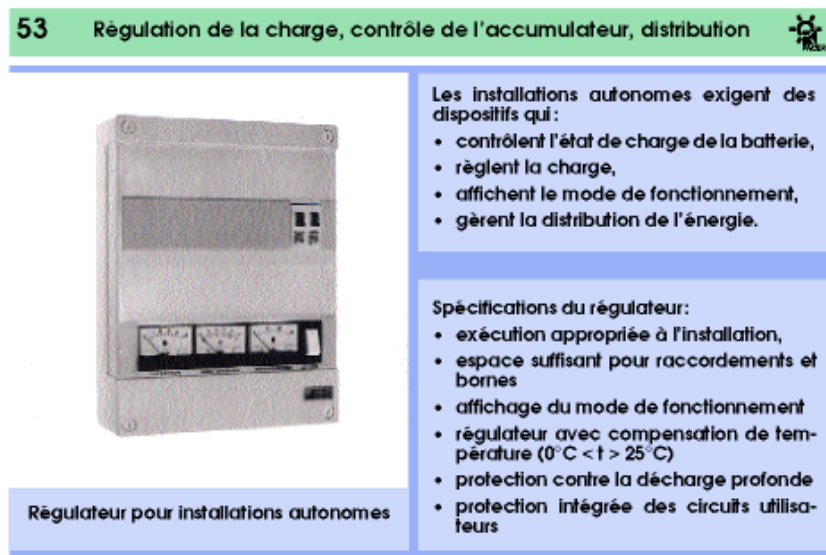


Figure 53

Presque toutes les installations autonomes sont équipées d'un régulateur qui contrôle le flux d'énergie allant des cellules photovoltaïques vers la batterie et les utilisateurs. Ce régulateur solaire remplit les fonctions suivantes:

- contrôle de l'état de charge de la batterie;
- réglage du courant de charge en fonction, de l'état de la batterie;
- distribution d'énergie: lorsque la consommation dépasse la quantité d'énergie produite par les modules photovoltaïques (par exemple durant la nuit), les utilisateurs sont alimentés par la batterie. Afin d'éviter une décharge profonde de celle-ci, le régulateur coupe le circuit lorsque la tension est trop basse. Certains types de régulateur en avertissent les utilisateurs au préalable, afin de leur donner l'occasion de diminuer leur consommation.

11.6 Batterie d'accumulateurs pour le stockage de l'énergie électrique

Figure 54



Quand doit-on prévoir un stockage? On peut distinguer deux cas, dans lesquels il devient nécessaire:

- a) lorsque la production et la consommation sont décalées dans le temps, par exemple pour un éclairage nocturne. Le courant de charge est en général égal au courant de décharge;
- b) Lorsque la production, comme cela est le cas pour les installations photovoltaïques, est faite de façon irrégulière et lorsque la consommation est constante (par exemple les réémetteurs; voir figure 50). Le courant de charge maximal est environ 8 fois plus grand que le courant de décharge continue.

L'autonomie devrait être d'environ 10 jours, afin de pouvoir faire face aux périodes de mauvais temps.

La batterie de stockage idéale possède les caractéristiques suivantes:

- bonne tenue aux fortes décharges occasionnelles;
- longue durée de vie;
- grand nombre de cycles;
- rendement énergétique élevé;
- résistance aux fausses manipulations;
- faible, voire pas d'entretien;
- faible taux d'autodécharge;
- prix attractif.

Il n'est pas possible de répondre simultanément et de façon optimale à toutes ces exigences. Pourtant, quelques types de batteries au plomb sont très près de les remplir toutes.

11.7 Charge et décharge d'une batterie d'accumulateurs au plomb

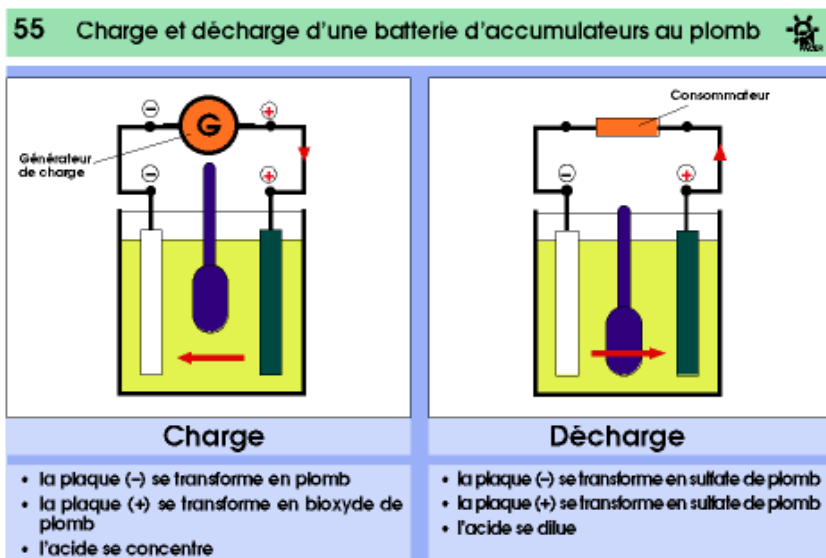


Figure 55

11.7.1 Charge

Dans l'élément déchargé d'un accumulateur au plomb, les deux électrodes négative et positive sont en sulfate de plomb. L'électrolyte est constitué d'acide sulfurique dilué (densité environ 1,12 kg/l), comportant environ 17% d'acide sulfurique pur (H_2SO_4) et 83% d'eau. L'acide sulfurique garantit une conductivité suffisante de l'électrolyte; l'eau pure n'étant pas conductrice du courant électrique. Pour charger cet élément, on relie ses deux électrodes à un générateur de courant continu, cellule photovoltaïque par exemple, à savoir l'électrode positive de l'élément au plomb avec le pôle positif du générateur de courant continu, l'électrode négative avec le pôle négatif. La procédure de charge est conditionnée par l'apport d'énergie électrique, l'élément atteignant après la charge un niveau d'énergie plus élevé. Lors du processus de charge, du plomb pur se forme au pôle négatif et du bioxyde de plomb au pôle positif. La densité de l'électrolyte a augmenté lors du processus de charge: elle est maintenant d'environ 1,28 kg/l (37% d'acide sulfurique, 63% d'eau).

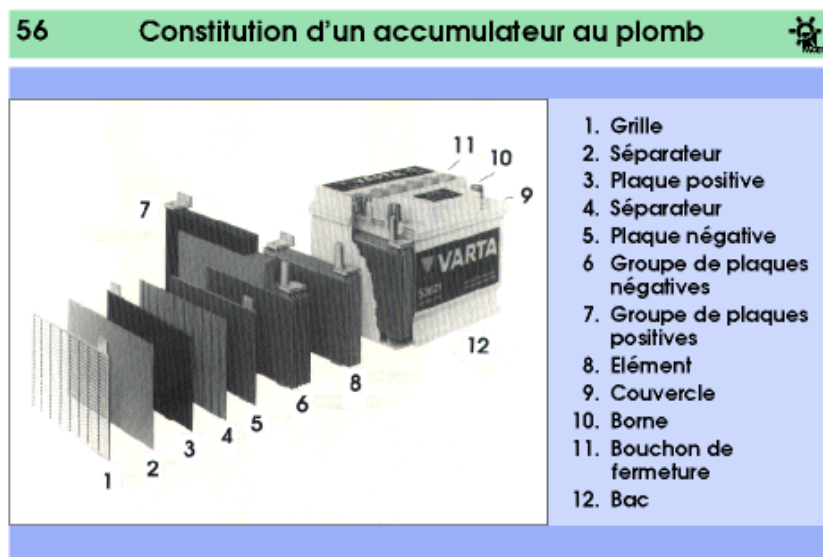
11.7.2 Décharge

Au début du processus de décharge, l'élément d'accumulateur au plomb est chargé. Lorsque les deux pôles de cet élément sont raccordés à un consommateur, un flux d'électrons passe des électrodes négative à positive par le consommateur en raison de la différence de potentiel entre les deux pôles. Lors du processus de décharge, une couche superficielle de sulfate de plomb se forme à la surface de ces deux électrodes.

Les deux électrodes se trouvent maintenant à nouveau dans la situation de départ: l'énergie *chimique* stockée dans l'élément a été transformée en énergie *électrique* et consommée en tant que telle.

11.8 Constitution d'un accumulateur au plomb

Figure 56



Lors de la description du processus de charge et de décharge, nous avons décrit un seul élément avec électrodes positive et négative. En réalité, une batterie comporte plusieurs éléments couplés en série et composés chacun de plaques positives et négatives. En reliant les éléments entre eux, on augmente la tension: une batterie de 12 V, par exemple, est formée de 6 éléments de 2 V chacun.

Les fonctions des différentes parties d'une batterie sont les suivantes:

Le **bac** est réalisé en polypropylène. Il contient les éléments internes, les protège contre les influences extérieures et sert de récipient pour l'électrolyte.

La **structure de contact et de support des électrodes** est en plomb dur. Elle représente la liaison à basse résistance ohmique avec la masse active des électrodes et ne devrait pas, dans la mesure du possible, participer aux réactions chimiques.

La **masse active** de l'électrode positive est en bioxyde de plomb et celle de l'électrode négative en plomb pur spongieux. Sa structure est spongieuse et perméable à l'électrolyte.

Les éléments **séparateurs** entre les électrodes empêchent les courts-circuits et stabilisent la masse active dans ses structures de support et de contact.

L'**électrolyte** est composé d'acide sulfurique dilué à l'eau distillée favorisant le déplacement d'ions entre les électrodes, c'est-à-dire le passage du courant.

Selon le type d'application et la qualité, on trouve des batteries au plomb de fabrications très différentes. Les différences les plus importantes ont trait:

- à la construction **de la plaque positive**. En effet, on peut utiliser les plaques à grille, de grande surface ou tubulaires;

- à la **masse de plomb** par Ah. Elle varie entre 0,2 kg à 0,4 kg par Ah (C_{10}). Dans des conditions de fonctionnement appropriées, une masse de plomb élevée garantit une longue durée de vie;
- à la teneur en **acide** par Ah. Celle-ci varie de 65 cm³ à 120 cm³ par Ah (C_{10}). Une teneur en acide élevée permet d'espacer les services d'entretien .

11.9 Capacité d'un accumulateur

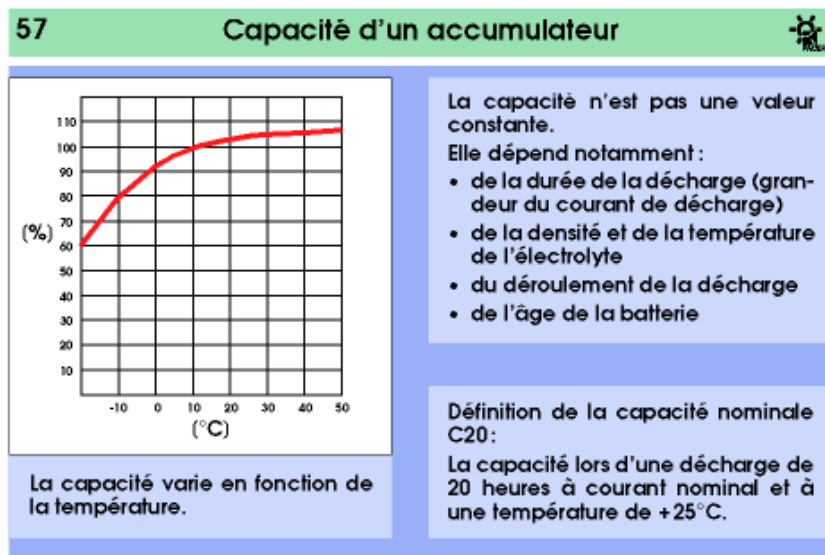


Figure 57

La capacité, soit la quantité d'énergie électrique que l'on peut stocker dans une batterie, indique la taille de la batterie exprimée en ampère heures (Ah). Toutefois, cette capacité n'est pas une valeur constante mais dépend, entre autres, de la grandeur du courant de décharge, de la densité et de la température de l'électrolyte, du déroulement de la décharge (la capacité est plus grande en cas de décharges par intervalles qu'en cas de décharge continue) et de l'âge de la batterie (diminution de la capacité en fin de vie à cause de la réduction de la masse active).

Afin de comparer les capacités entre elles, celles-ci sont indiquées par rapport à la grandeur du courant de décharge, lors d'une durée de décharge de 20 heures et à une température de l'électrolyte de +25°C. Par exemple: une batterie soumise à un courant de décharge de 4,2 A atteint, après 20 heures, sa tension de fin de décharge (1,75 V par élément). La capacité de cette batterie est donc de 4,2 A x 20 h = 84 Ah (C_{20}). Si l'on décharge cette même batterie par un courant de décharge double (8,4 A), sa capacité est inférieure à 84 Ah, c'est-à-dire que le temps de décharge est inférieur à 10 heures. L'indication de la capacité, pour une période de décharge de 100 heures utilisée fréquemment pour les batteries «solaires», peut prêter à confusion, car une utilisation répétée de la capacité durant 100 heures ne peut être admise que si elle est immédiatement suivie d'une charge de 10 heures. Dans le cas d'une installation photovoltaïque, cela est pratiquement impossible.

Important: les comparaisons de capacité ne peuvent être faites que pour les mêmes durées de décharge!

Lors de la décharge complète d'une batterie au plomb, le plomb dur des plaques commence à se transformer en sulfate de plomb. Si cette situation persiste pendant quelque temps, ce sulfate de plomb cristallise sous forme de grands cristaux durs, diminuant la conductibilité et gonflant la batterie à cause de l'augmentation du volume.

Important: une décharge profonde endommage la batterie; après une décharge de cette nature, recharger la batterie immédiatement!

L'influence de la température est particulièrement sensible. La capacité et la tension de décharge d'une batterie diminuent lors d'une baisse de température en raison de la diminution de viscosité de l'acide et de l'augmentation de résistance interne qui en résulte. Le choix de l'emplacement de la batterie est donc déterminant.

11.10 Autodécharge d'un accumulateur

Les batteries d'accumulateurs au plomb se déchargent progressivement, même sans être raccordées à un circuit électrique, c'est-à-dire sans être utilisées. Ce phénomène est appelé autodécharge. Celle-ci résulte surtout des réactions chimiques à l'intérieur des batteries. Les grilles au plomb ne sont pas faites de plomb pur, mais d'un alliage plomb-antimoine (pour des raisons de solidité). Par suite de la précipitation de l'antimoine des plaques négatives, de nombreux et très petits éléments galvaniques locaux court-circuités se forment dans les batteries usagées entre l'antimoine et la masse active des plaques négatives. Ce phénomène diminue l'état de charge des plaques.

Dans le cas des batteries fabriquées en alliage plomb-antimoine, l'autodécharge mensuelle s'élève, selon l'âge de la batterie, à environ 3% de la capacité (C_{10}). L'autodécharge est plus importante à température élevée que basse; elle est également accélérée par une augmentation de la concentration d'acide.

11.11 Tension de fin de charge d'un accumulateur

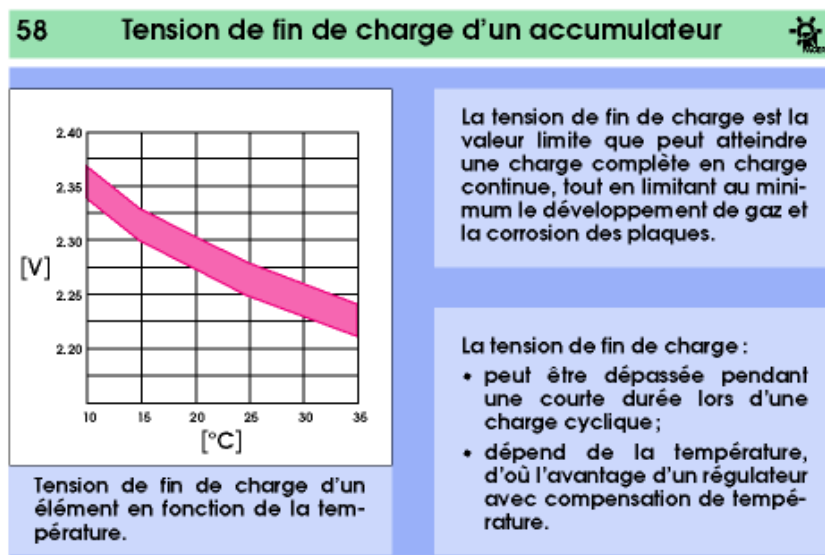


Figure 58

La tension de fin de charge est la valeur limite que peut atteindre une charge complète en charge continue, tout en limitant au minimum le développement de gaz et la corrosion des plaques. Lors d'une charge cyclique, cette valeur peut être dépassée pendant une courte durée. Celle-ci étant dépendante de la température, il est recommandé d'utiliser un régulateur avec compensation de température.

11.12 Quatre erreurs à ne pas commettre lors de l'utilisation d'un accumulateur au plomb

1. **Une surcharge continue:** perte d'eau, corrosion des plaques, perte de capacité, panne.
2. **Des décharges profondes répétées** de plus de 100% de C_{20} : les grilles des plaques se transforment en sulfate de plomb, perte de capacité et résistance interne augmentée, panne.
3. **Stockage en état de décharge:** les masses actives cristallisent en formant de grands cristaux durs de sulfate de plomb, les éléments gonflent, perte de capacité, panne.
4. **Batterie déchargée à basse température :** l'électrolyte peut geler, destruction du bac, panne.

Danger d'explosion! Lors du processus de charge, de l'hydrogène et de l'oxygène se forment. Eviter les étincelles électriques et les foyers ouverts (gaz détonant!). Si possible, placer les batteries dans des locaux séparés et ventilés.

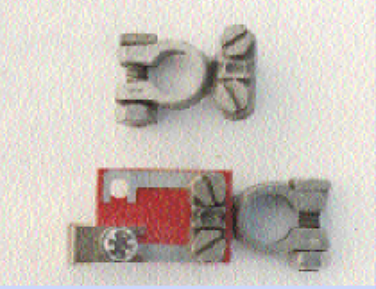
11.13 Onduleurs

Dans les installations autonomes, il est souvent nécessaire de transformer le courant continu stocké dans les batteries en courant alternatif ou en courant ayant une tension plus élevée. Cette procédure implique des pertes et devrait donc, si possible, être évitée. Dans certains cas, il est nécessaire de fournir un courant alternatif de 220 V / 50 Hz pour une utilisation brève d'outils électriques ou d'appareils ménagers. On se doit alors d'accorder une attention toute particulière au choix de l'onduleur. Dès qu'une part significative de la production énergétique d'une installation autonome passe par un onduleur, le rendement de ce dernier prend de l'importance. Il faut en outre être attentif au fait que tout onduleur consomme une certaine puissance à vide, le rendement à faible charge est par conséquent extrêmement mauvais. Il faut choisir la puissance nominale de l'onduleur de façon que son point de rendement maximum corresponde à la puissance des appareils responsables de la plus grande partie de la consommation d'énergie. Il faut également se demander s'il est possible de brancher des appareils consommant du courant inductif. La plupart des onduleurs sur le marché sont incapables d'alimenter, par exemple, des moteurs à induction avec un facteur de puissance inférieure à 0,8. A cet égard il est préférable d'investir un peu plus pour acquérir un appareil adéquat.

11.14 Installations à basse tension

Figure 59

59
Installations à basse tension

Le câble principal de la batterie conduit la totalité du courant. Il faut donc utiliser des bornes de faible résistance et des câbles de grande section.

Les tensions les plus utilisées dans les petites installations autonomes sont 12 et 24 V.

Des chutes de tension se produisent dans :

- les câbles
- les bornes
- les fusibles
- les interrupteurs
- les diodes

Une faible chute de tension diminue considérablement le rendement.

Dans les installations de petite taille, on choisit en général des tensions inférieures à 50 V. La tension utilisée le plus fréquemment est 12 V ou, pour de plus grandes installations, 24 V. Cependant, dans une installation à 12 V, une chute de tension de 0,6 V (sur une diode, par exemple) représente déjà une chute de 5%. Il faut donc veiller à ce que les chutes de tension dans les câbles, aux bornes, aux fusibles, aux interrupteurs et dans les diodes restent minimales. Une attention toute particulière doit être accordée au câble reliant la batterie aux consommateurs électriques, car ce câble transmet la totalité des

courants aux consommateurs et doit donc être dimensionné correctement. Ce câble doit, en outre, être pourvu d'un fusible monté directement après la borne de la batterie (fusible de borne de batterie).

Il est recommandé d'utiliser des appareils électriques à très haut rendement, car on peut ainsi réaliser des économies importantes en construisant des installations de plus petite taille. Un grand nombre d'appareils fonctionnant en 12 ou 24 V sont disponibles sur le marché, avec des rendements considérablement meilleurs que les mêmes appareils en exécution 220 V (éclairage, réfrigération, télévision, pompage d'eau, circulateurs, machines à traire).

12. Annexe I: Déroulement de la partie pratique du cours

12.1	Introduction	121
12.2	Montage pratique d'une installation photovoltaïque	121
12.3	Mesures effectuées sur un module photovoltaïque	122
12.4	Montage du générateur photovoltaïque	122
12.5	Câblage du coffret de raccordement	123
12.6	Raccordement de l'onduleur photovoltaïque	123
12.7	Raccordement au tableau de distribution	123
12.8	Mise en service	123
12.9	Affichage de contrôle	124
12.10	Essai	124
12.11	Procès-verbal de mesures	125
12.11.1	Mesures du module	125
12.11.2	Mesures au coffret de raccordement	125
12.11.3	Mesures du module, exemple	126
12.11.4	Mesures au coffret de raccordement, exemple	126

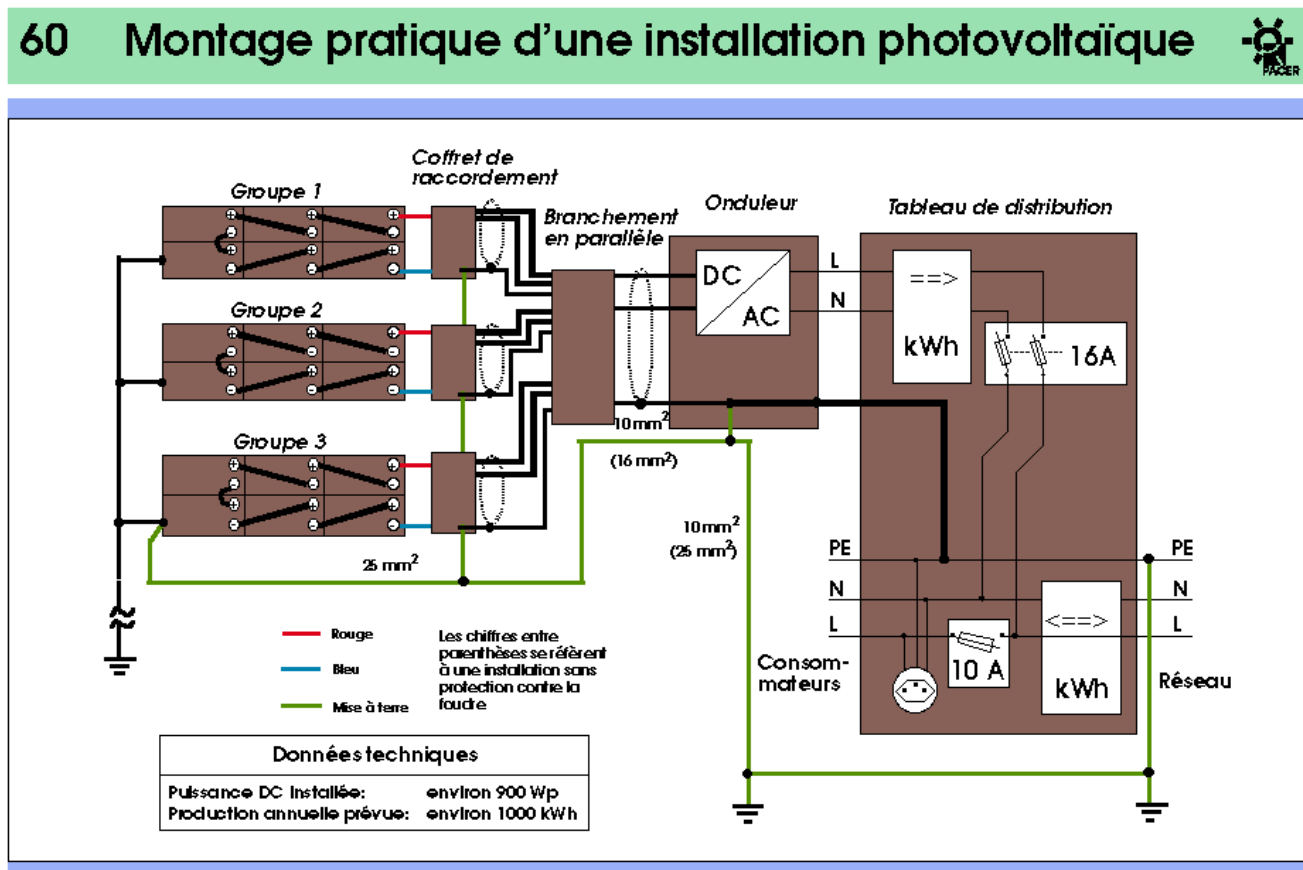
12. Annexe I: Déroulement de la partie pratique du cours

12.1 Introduction

La partie pratique constitue l'un des aspects importants du cours photovoltaïque pour installateurs-électriciens. Les caractéristiques et les particularités des installations photovoltaïques raccordées au réseau, décrites dans la partie théorique et dans les exemples, seront présentées au moyen de travaux pratiques. On effectuera des mesures simples sur les modules avant de construire un petit générateur photovoltaïque avec injection dans le réseau.

12.2 Montage pratique d'une installation photovoltaïque

Figure 60



Lors de la partie pratique, trois rangées de modules photovoltaïques sont montées, chacune avec une tension de fonctionnement de 100 V. Afin de faciliter le montage en trois groupes de participants, le câblage et les raccordements au coffret, chaque rangée de modules sera, contrairement aux installations réelles, raccordée à un coffret séparé. Les trois rangées seront ensuite branchées en parallèle dans un autre coffret pour constituer un générateur photovoltaïque. Le participant au cours aura donc à utiliser du matériel photovoltaïque disponible sur le marché suisse. Afin de lui présenter une gamme aussi vaste que possible, divers types de modules photovoltaïques ont été choisis. Toutefois, il est à noter que le cours ne peut pas couvrir la gamme complète de tous les fournisseurs possibles. C'est pourquoi une documentation complète et objective mentionnant tous les fournisseurs de modules photovoltaïques, composants et onduleurs peut être obtenue à l'adresse suivante: InfoEnergie 2013 Colombier.

Il faut également attirer l'attention sur le fait que l'onduleur utilisé dans la partie pratique du cours demande une tension continue par rangée d'environ 100 V. Des tensions à vide d'environ 150 V peuvent donc se produire lorsque la température des cellules est basse et que le rayonnement solaire est très élevé. Cette tension continue est dangereuse. Il faudra donc effectuer le câblage avec le plus grand soin.

12.3 Mesures effectuées sur un module photovoltaïque

Il est nécessaire de revenir sur le mode de fabrication d'un module photovoltaïque. Selon le fabricant, la couche de protection arrière des modules est constituée soit d'un film composite, soit de verre. Dans tous les cas, les cellules sont enrobées dans un laminage synthétique. La figure 15 nous montre le câblage en série des cellules et la liaison au boîtier de connexion.

Le paragraphe 12.11 de ce chapitre contient un procès-verbal de mesures. On y inscrit d'abord les données techniques du module photovoltaïque que l'on va mesurer. Ces valeurs figurent sur la fiche technique du fabricant. En mesurant la tension à vide U_{OM} , le courant de court-circuit I_{CM} et le rayonnement I_m , on vérifie approximativement le rendement du module. En outre, les mesures effectuées au coffret de raccordement permettent de déterminer le rayonnement instantané.

Selon les figures 7 et 8, on mesure l'influence de l'angle d'inclinaison et de l'orientation. Si le ciel est couvert pendant le cours pratique, on ne constatera que peu de différences dues aux variations de ces deux paramètres. Si, par contre, on a affaire à du rayonnement direct au moment des mesures (hypothèse confirmée par la présence d'une ombre nette), il est aisé de montrer la relation entre l'angle d'inclinaison et l'orientation en mesurant les variations du courant de court-circuit.

Dans la figure 24 on a montré l'influence de l'ombre sur la production d'énergie. Cette influence est facile à démontrer en mesurant le courant de court-circuit. On mesurera en premier lieu le courant de court-circuit d'un module sans ombre, puis celui d'un module dont on couvrira une partie et, ensuite, une cellule entière.

12.4 Montage du générateur photovoltaïque

Dans cet exercice, le générateur photovoltaïque est monté comme s'il était sur un toit plat. On place d'abord les supports, alignés et orientés vers le sud. Ensuite, si nécessaire, on branche les diodes dans les boîtiers de connexion des modules. Les modules sont alors montés sur leur structure de support. Les câbles (à double isolation) sont préfabriqués. Lors du câblage, il faut veiller à ce que les câbles pénètrent dans les boîtiers de connexion par le bas. Ils seront ensuite placés sur des chemins de câbles posés sur le sol. La structure de support doit être mise à la terre.

12.5 Câblage du coffret de raccordement

D'abord contrôler le coffret de raccordement. Le câblage doit être contrôlé visuellement et la mesure de résistance du varistor indiquer une valeur ohmique élevée.

La figure 26 montre un coffret de raccordement, du type utilisé dans ce cours pratique. Si le contrôle visuel est satisfaisant, on peut commencer le câblage. Comme le montre la figure 22, les chaînes de modules en série sont branchées en parallèle. Le pôle positif de la rangée est relié au pôle positif du coffret de raccordement. De même pour le pôle négatif. Il faut alors veiller à ce que les câbles du générateur photovoltaïque soient bien serrés dans les bornes de contact. Après le raccordement des conducteurs positif et négatif de chaque chaîne, il faut en mesurer sa tension. Les dispositifs de sécurité n'étant pas encore installés à ce moment-là, il est donc possible d'effectuer cette vérification.

Le câble blindé est ensuite préparé. Le dénudage et la préparation du blindage pour la mise à terre, selon la figure 26, position 6, demandent un peu de patience. Il est important de soigner tout particulièrement le câblage entre le coffret de raccordement et l'onduleur. Le câble de mise à terre, en particulier, doit être bien serré dans la borne de mise à terre.

12.6 Raccordement de l'onduleur photovoltaïque

Le câble blindé entre le coffret de raccordement et l'onduleur sera raccordé avant d'installer les éléments de sécurité des rangées et de fermer l'interrupteur CC dans le coffret de raccordement. Le fil positif du câble blindé doit être relié à la borne positive de l'onduleur et le négatif à la borne négative. L'onduleur sera ensuite correctement mis à la terre.

12.7 Raccordement au tableau de distribution

L'armoire à fusibles des circuits intérieurs du bâtiment doit être équipée d'une sortie supplémentaire avec fusibles. Selon les directives du distributeur d'électricité et le désir du propriétaire on installera un compteur relevant la production sur le tableau électrique. Celui-ci sera relié à l'onduleur photovoltaïque.

12.8 Mise en service

Le câblage doit être contrôlé une dernière fois, la tension et le courant de chaque chaîne mesurés. Si le contrôle correspond aux prévisions, les fusibles de chaque chaîne seront montés dans le coffret de raccordement. Le séparateur CC dans le coffret de raccordement peut alors être enclenché et la tension continue aux bornes de l'onduleur vérifiée encore une fois. La sortie du côté du courant alternatif est également mise sous tension par l'enclenchement de l'interrupteur. Vérifier la tension du secteur à la sortie de l'onduleur. Si les valeurs mesurées correspondent aux valeurs attendues, on peut enclencher l'onduleur. L'installation photovoltaïque commence alors à injecter de l'énergie électrique dans le réseau. *Attention:* il faut encore une fois remarquer que l'injection dans le réseau se fait sans bruit et sans pièces tournantes. Seul le compteur électromécanique et les lampes témoins de l'onduleur signalent l'état de fonctionnement et l'injection dans le réseau.

12.9 Affichage de contrôle

Afin de vérifier le fonctionnement de l'installation, les onduleurs photovoltaïques disposent d'instruments d'affichage intégrés ou de la possibilité d'analyser ce fonctionnement au moyen d'un terminal supplémentaire. L'onduleur utilisé lors du cours pratique est équipé d'un ordinateur portable pour l'affichage de l'état de fonctionnement. De cette façon, on peut contrôler non seulement l'état de fonctionnement, mais aussi la température des ailettes de refroidissement, la fréquence du réseau, la tension DC, la tension AC, le courant AC et la puissance produite.

12.10 Essai

L'installation montée et mise en service peut encore faire l'objet d'essais d'ombrage et de son influence sur le rendement. Il faut toutefois remarquer que le générateur photovoltaïque monté pendant le cours pratique est très petit et que les puissances nécessaires au fonctionnement ne seront atteintes qu'à la condition que le rayonnement solaire soit suffisant.

12.11 Procès-verbal de mesures

12.11.1 Mesures du module

Données techniques du module:

Type de module		
Tension au MPP		V
Courant au MPP		A
Puissance maximale P		W
Tension à vide U_0		V
Courant de court-circuit I_c		A
Facteur de remplissage FF	0,75	
Surface active		m ²
Surface des modules A		m ²
Rendement = $\frac{\text{Puissance maximale}}{1000 \text{ W/m}^2 \times \text{Surface A}} \times 100 =$		%

Mesures/calculs:

Tension à vide U_{0M}		V
Courant de court-circuit I_{cM}		A
Puissance $P_M = FF \times U_{0M} \times I_{cM} =$		W
Rayonnement I_M (mesuré au solarimètre)		W/m ²

Vérification du rendement (η):

$\eta = \frac{\text{Puissance mesurée } P_M}{\text{Rayonnement mesuré } I_M \times \text{Surface A}} \times 100 =$		%
--	--	---

12.11.2 Mesures au coffret de raccordement

Tension à vide (rangée) U_{0M}		V
Courant de court-circuit (rangée) I_{cM}		A
Puissance $P_M = FF \times U_{0M} \times I_{cM} =$		W
Rayonnement I_M , mesuré		W/m ²
Rayonnement relatif = $\frac{\text{Puissance mesurée } P_M}{\text{Puissance maximale P}} =$		%
Rayonnement I_M , calculé = Rayonnement relatif x 1000 W/m ² =		W/m ²

12.11.3 Mesures du module, exemple

Données techniques du module:

Type de module	BP 255	
Tension au MPP	17,0	V
Courant au MPP	3,23	A
Puissance maximale P	55	W
Tension à vide U_0	22,2	V
Courant de court-circuit I_c	3,54	A
Facteur de remplissage FF	0,75	
Surface active	0,39	m ²
Surface des modules A	0,44	m ²
Rendement = $\frac{\text{Puissance maximale}}{1000 \text{ W/m}^2 \times \text{Surface A}} \times 100 = \frac{55}{1000 \times 0,44} \times 100 =$		
	12,5	%

Mesures/calculs:

Tension à vide U_{0M}	20,1	V
Courant de court-circuit I_{cM}	2,4	A
Puissance $P_M = FF \times U_{0M} \times I_{cM} = 0.75 \times 20.1 \times 2.4 =$	36,2	W
Rayonnement I_M (mesuré au solarimètre)	630	W/m ²

Vérification du rendement (η):

$$\eta = \frac{\text{Puissance mesurée } P_M}{\text{Rayonnement mesuré } I_M \times \text{Surface A}} \times 100 = \frac{36.2}{600 \times 0,44} = 13,0 \%$$

12.11.4 Mesures au coffret de raccordement, exemple

Tension à vide (rangée) U_{0M}	117,1	V
Courant de court-circuit (rangée) I_{cM}	2,8	A
Puissance $P_M = FF \times U_{0M} \times I_{cM} = 0.75 \times 117.1 \times 2.8 =$	245,9	W
Rayonnement I_M , mesuré	800	W/m ²
Rayonnement relatif = $\frac{\text{Puissance mesurée } P_M}{\text{Puissance maximale } P} = \frac{245}{330} =$		
	env. 75	%
Rayonnement I_M , calculé = Rayonnement relatif $\times 1000 \text{ W/m}^2 = \frac{75}{100} \times 1000 =$		
	env. 750	W/m ²

13. Annexe II : Définitions

13.1 Définitions générales	129
13.2 Définitions relatives aux batteries d'accumulateurs	130

13. Annexe II : Définitions

13.1 Définitions générales

Cellule solaire photovoltaïque

Plaquette cristalline ronde ou polygonale, le plus souvent en silicium. Lorsque la lumière atteint cette plaquette, des électrons sont libérés. Si les points de contact positif et négatif de la cellule sont raccordés à un consommateur, le courant circule. Ce courant est récolté par les électrodes en dessous et en dessus de la cellule. Ce phénomène est également appelé «effet photovoltaïque» c'est-à-dire production d'une tension (voltaïque) au moyen de photons (particules de lumière).

Module photovoltaïque

Élément photovoltaïque prêt au montage. Contient une ou plusieurs cellules photovoltaïques, précâblées et protégées des atteintes extérieures corrosives par une plaque frontale transparente. Les modules photovoltaïques ont une durée de vie d'environ 30 ans et, en général, une garantie de 10 ans, ou plus, est accordée pour les puissances électriques spécifiées.

Rendement

Rapport entre la puissance électrique de sortie et la puissance lumineuse incidente sur un module. Le rendement est, en général, indiqué en pourcent et diminue lorsque la température augmente. On a atteint en laboratoire un rendement de 24% avec des cellules photovoltaïques cristallines en silicium. Les cellules photovoltaïques amorphes atteignent un rendement maximal de 10%, donc considérablement inférieur. Contrairement à celui des cellules photovoltaïques cristallines, le rendement des cellules amorphes diminue en fonction de leur âge. Le rendement le plus élevé de 30% est atteint par les cellules à couches multiples (les cellules photovoltaïques tandem ou multilayer) dont le prix reste encore très élevé.

Symbole: η

Durée de vie

Durée, exprimée en nombre d'années, pendant laquelle une installation photovoltaïque produit la puissance spécifiée. Les éléments critiques d'une installation sont les batteries et, selon le procédé de fabrication, les modules photovoltaïques. Une batterie photovoltaïque a une durée de vie de 5 à 10 ans, selon l'utilisation et la qualité de l'entretien. Certains modules photovoltaïques cristallins sont garantis plus de 10 ans. Un des principaux problèmes des cellules amorphes est actuellement leur durée de vie limitée.

Installations photovoltaïques

Il existe à présent toute une gamme d'installations de la puissance de quelques watts à quelques mégawatts. Toutes ces installations sont d'une fiabilité très élevée et ne nécessitent que très peu d'entretien et d'exploitation.

Composants du système

Tous les éléments nécessaires au montage d'une installation

photovoltaïque, comme par exemple: les modules photovoltaïques, le régulateur de charge, la batterie d'accumulateurs, le régulateur de décharge, l'onduleur, le coffret de raccordement, les dispositifs parafoudre, etc.

Capteur hybride

Système produisant à la fois de la chaleur et de l'énergie électrique.

Stockage de l'énergie électrique

Le stockage de l'énergie électrique photovoltaïque se fait dans des batteries d'accumulateurs. Ces derniers sont chargés par le courant photovoltaïque. En cas de besoin, ils restituent l'énergie électrique stockée au préalable. D'autres systèmes, comme par exemple les volants d'inertie, sont très coûteux.

Courant continu

Les générateurs photovoltaïques produisent du courant continu. Cela favorise leur utilisation en combinaison avec une batterie d'accumulateurs fonctionnant également en courant continu. Il est recommandé d'équiper les installations situées dans des endroits isolés avec des appareils électriques fonctionnant en courant continu. Si l'on ne peut éviter d'utiliser des appareils fonctionnant en courant alternatif, il faut installer un onduleur. Celui-ci convertit le courant continu en courant alternatif.

Réseau public

Le courant électrique du réseau public change de polarité 100 fois par seconde. Il faut donc transformer le courant continu produit par les cellules photovoltaïques, non utilisé immédiatement sur place, en un courant alternatif afin de pouvoir l'injecter dans le réseau public. Outre les problèmes techniques de sécurité parfaitement résolus, les investissements relativement élevés nécessaires à la réalisation des installations photovoltaïques raccordées au réseau freinent leur diffusion à grande échelle.

Puissance

Elle correspond à l'énergie par unité de temps. Si la tension (U) d'une installation photovoltaïque est donnée en volts et le courant (I) en ampères, le résultat est une puissance en watts (W), selon la formule courant fois tension égale puissance. Une puissance de 1000 watts est égale à un kilowatt (kW).

Energie

Si une installation électrique d'une puissance (P) fonctionne pendant un certain temps (t), sa production ou sa consommation d'énergie est de $P \times t$. Cette unité s'appelle wattseconde (Ws) ou joule. En pratique, on préfère donner la durée en heures plutôt qu'en secondes. L'énergie est donc donnée en wattheure (Wh). 1000 Wh égalent à un kilowattheure (kWh), la même grandeur avec laquelle les distributeurs d'électricité facturent à leurs clients la consommation d'électricité. Un kilowattheure correspond, par exemple, à l'utilisation d'un radiateur électrique de 1 kW pendant une heure.

13.2 Définitions relatives aux batteries d'accumulateurs

Type d'accumulateur :

- au plomb-acide
- nickel-cadmium
- argent-zinc
- sodium-soufre

Caractéristiques :

très développé, relativement bon marché
solide, sans entretien, résiste bien à la décharge
coûteux
à haute température, encore en développement

Capacité

Quantité totale d'électricité emmagasinée en Ah (ampèreheures). Dépend de la température ainsi que du courant de décharge. Exemple: $C_{10} = 80$ Ah signifie que pendant une période de décharge de 10 heures, un courant de 8 A est à disposition, sans dépasser la tension à la fin de la décharge. Au lieu de C_{10} on trouve également l'indication K_{10} .

Symbole: C (ou Q)

Tension à la fin de la décharge

Tension jusqu'à laquelle une batterie peut être déchargée pour une température donnée. Lors d'une décharge de 20 heures, elle est de 1,75 V par élément, à 25°C pour le Pb.

Matière active

Composante des plaques de batterie où se font les réactions chimiques lors du passage du courant, lors de la charge ou de la décharge.

Energie ou travail électrique W

Exprimé en Wh (ou kWh), est égal au produit de la capacité nominale par la tension moyenne de décharge: $W = C_N \times U_{MD}$

Rendement Ah

$\eta_{Ah} = \text{quantité d'électricité restituée à la décharge} / \text{quantité d'électricité fournie à la charge}$

Valeur typique: 90% pour le Pb

Rendement énergétique Wh

$\eta_{Wh} = \text{énergie restituée à la décharge} / \text{énergie fournie à la charge}$

Valeur typique: 75% pour le Pb

Etat de charge

Q_c / C_N ,

avec Q_c = charge de la batterie

Profondeur de décharge

Q_D / C_N ,

avec Q_D = décharge de la batterie

Durée de vie en nombre de cycles

Nombre de cycles d'utilisation dépendant fortement de la profondeur de décharge.

Taux d'autodécharge

Autodécharge de la batterie, exprimée en Ah/mois ou % /mois.

Dépend fortement de la température.

Accumulateur au plomb

Prix relativement intéressant (environ 10% à 20% du coût total d'une installation autonome), utilisé dans la majorité des installations photovoltaïques.

- Batteries stationnaires industrielles
Jusqu'à 1000 cycles pour une profondeur de décharge de 50%.
Intervalles d'entretien: environ 2 ans. Durée de vie maximale: environ 10 à 15 ans.
Prix: environ Fr. 550.-/kWh.
- Batteries «solaires»
Batteries de voiture modifiées à matière active plus épaisse.
Jusqu'à 500 cycles pour une profondeur de décharge de 50%.
Faible auto-décharge, ne doivent travailler qu'à de faibles courants (ne conviennent pas pour démarrer une voiture).
Intervalles d'entretien environ 1 an. Durée de vie maximale: environ 5 à 7 ans.
Prix: environ Fr. 300.-/kWh.
- Batteries étanches
Jusqu'à 400 cycles pour une profondeur de décharge de 50%. Sans entretien, durée de vie environ 3 à 5 ans. Contrairement aux types cités ci-dessus et dans des conditions particulières, cette batterie résiste à des décharges profondes.
Très faible auto-décharge (50% en 18 mois à 20°C)
Prix: environ Fr. 400.-/kWh.

14. Annexe III : Exemple de calcul

14.1	Surface nécessaire	135
14.2	Production annuelle d'énergie	135
14.3	Coûts et prix de l'énergie (printemps 1991)	137

14. Annexe III : Exemple de calcul

14.1 Surface nécessaire

A déterminer:	surface nécessaire	A
Données:	rendement des cellules	$\eta = 11.5\%$
	puissance maximale à installer	$P = 3 \text{ kW}$
	rayonnement maximal	$I = 1 \text{ kW/m}^2$

Surface nécessaire $A = \frac{P}{I \times \eta} = \frac{3 \text{ kW}}{1 \text{ kW/m}^2 \times 0.115} = 26 \text{ m}^2$

14.2 Production annuelle d'énergie

A déterminer:	estimation de la production annuelle d'énergie	E_{AC}
Données:	rendement de l'installation	$\eta = 9,5\%$
	surface des modules photovoltaïques	$A = 26 \text{ m}^2$
	inclinaison du toit	25°
	orientation	30° Est
	données de rayonnement Colombier (NE)	G

METEONORM V1.00 (C) 1988 OFEN / BWE P. BREMER / J.-C. STRITT RAYONNEMENT SUR PLANS INCLINÉS [kWh/m²] COLOMBIER (NE) / ALTITUDE: 458 m / ZONE D'ENSOLEILLEMENT: 13													
Surface N°: 1				Inclinaison: 25.0°				Orientation: -30.0°					
	JANV	FEVR	MARS	AVR	MAI	JUIN	JUIL	AOUT	SEPT	OCT	NOV	DEC	TOTAL
G:	32.3	56.0	96.3	141.2	162.1	181.0	191.5	158.6	121.4	71.3	33.4	25.2	1270

G: rayonnement global horizontal mensuel [kWh/m²]

Production énergétique annuelle:

$E_{AC} = G \times A \times \eta = 1270 \text{ kWh/m}^2 \times 26 \text{ m}^2 \times 0,095 = 3137 \text{ kWh}$

14.3 Coûts et prix de l'énergie (printemps 1991)

Remarque:

- Les chiffres qui vont suivre fournissent un ordre de grandeur. Les frais d'installation et de montage peuvent varier selon le type de toit; les prix des modules et de l'onduleur diffèrent considérablement d'un fabricant à l'autre.

Modules photovoltaïques: 60 fois 53 W à 490.–	29'400.–
Onduleur	7'500.–
Installation et montage	10'000.–
Total	Fr. 46'900.–

Remarque:

- Le prix de l'énergie dépend du modèle utilisé pour le calcul. Indépendamment de cela, il est important de prendre en compte les intérêts du capital investi. Pour la détermination de ces intérêts, l'exemple suivant a comme base de calcul un capital obtenu par augmentation d'une hypothèque existante (intérêts 5,5%).

Amortissement sur 30 ans, intérêt sur capital 5,5% (printemps 1991)	
Frais annuels (annuité: ≈6,9%)	3'236.–
Entretien annuel (coût de la vie 3,5 %)	344.–
Frais annuels	Fr. 3'580.–

En utilisant la méthode d'amortissement à annuité constante, les frais annuels absolus sont toujours égaux sur une durée de vie de 30 ans, c'est-à-dire Fr. 3'580.–. Les frais annuels diminuent si la durée de vie augmente, car, d'une part, le capital diminue en valeur en raison de l'augmentation du coût de la vie et, d'autre part, le prix de l'électricité augmente.

Prix de l'électricité	
Frais annuels	Fr. 3'580.–
Production annuelle	3137 kWh
Prix de l'électricité: Fr. 3'580.–/3137kWh	Fr. 1.14 / kWh

15. Annexe IV: Demande de raccordement UCS

Demande de raccordement	139
-------------------------	-----

15. Annexe IV: Demande de raccordement UCS

Demande de raccordement

pour une installation d'autoproduction d'électricité devant être exploitée en parallèle avec le réseau et incluant le prélèvement et la fourniture d'énergie au réseau.

Distributeur d'électricité:

1. Nom, adresse et N° de tél.
du requérant: _____

2. Nom adresse et N° de tél.
de l'exploitant: _____

Emplacement de l'installation: _____

Adresse: _____

Plan cadastral N°: _____

Parcelle N°: _____

Police d'assurance du

bâtiment N°: _____

3. Date prévue de mise en service: _____

4. Caractéristiques techniques _____

4.1 Système: _____

4.2 Fabricant/Fournisseur: _____

4.3 Générateur d'électricité
(marquer d'une croix la case correspondante)

Alternateur synchrone: ☐

Alternateur asynchrone: ☐

Compensation de la puissance réactive
(genre, puissance): _____

4.4 Caractéristiques nominales de l'alternateur en service continu (à pleine puissance)

Puissance active _____ kW

Puissance apparente _____ kVA

Puissance de court-circuit _____ kVA

Facteur de puissance $\cos \varphi$: _____

Tension: _____ V

Fréquence: _____ Hz

Couplage (Δ , λ): _____

4.5 Dispositifs de sécurité prévus

a) pour l'alternateur (surcharge, court-circuit, défaut à la terre, déséquilibre de charge, retour de puissance, etc.):

b) pour l'exploitation en parallèle avec le réseau (surveillance de la tension minimale, de la tension maximale et de la fréquence, blocage d'enclenchement et de réenclenchement au réseau intervenant lorsque celui-ci est hors tension, synchronisation et couplage, etc.):

c) contre les perturbations électriques du réseau:

4.6 Dispositif de démarrage prévu pour alternateur asynchrone (direct, étoile-triangle, etc.):

4.7 Système de mise au neutre:

5. Mode d'exploitation (marquer d'une croix la case correspondante)

5.1 Exploitation en îlot, avec alimentation de secours par le réseau: ☐
 Puissance nécessaire: _____ kW

5.2 Groupe électrogène de secours exploité en parallèle avec le réseau pendant un temps limité: ☐
 Puissance fournie au réseau: _____ kW

5.3 Exploitation en parallèle avec le réseau: ☐

5.3.1 Fourniture approximative d'énergie au réseau
 a) au semestre d'été: _____ kWh
 b) au semestre d'hiver: _____ kWh
 Puissance nécessaire en cas de défaillance de l'installation: _____ kW

5.3.2 Prélèvement approximatif d'énergie au réseau
 a) au semestre d'été: _____ kWh
 b) au semestre d'hiver: _____ kWh

Concernant 5.2 et 5.3

Période(s) d'exploitation prévue(s) _____
 Eventuellement programme de couplage: _____

6. Contrôle périodique des installations électriques par:

Attention

Les projets d'installations génératrices prévues pour être couplées en parallèle avec les réseaux électriques doivent, d'après les art. 13 et 15 de la Loi fédérale concernant les installations à faible et à fort courant, faire l'objet d'une approbation. Un projet établi selon l'art. 21 de l'Ordonnance fédérale relative aux pièces à présenter devra être soumis à l'Inspection fédérale des installations à courant fort (IFICF) avant la construction des installations. L'installation ne peut être mise en exploitation en parallèle avec le réseau du distributeur avant que le projet ait été approuvé par l'Inspection, que la demande de raccordement ait été approuvée et contrôlée par le distributeur, ni avant l'approbation mutuelle des conventions éventuelles passées entre le distributeur et l'exploitant.

Lieu et date:

Signature du requérant:

Annexes:

Description technique de l'installation

Schéma de détail de la partie électrique

Projet approuvé par l'Inspection fédérale des installations à courant fort

16. Annexe V: Nouvelles prescriptions ASE/IFICF

Installations photovoltaïques productrices d'énergie, IFICF	145
Obligation de présenter un projet, contrôle	145
Droit d'installer	147
Montage de l'installation	142
Parafoudre, mise à terre	150
Installations fonctionnant en parallèle	150
Mise en service	151
Mesure de l'énergie	151
Lois, ordonnances et prescriptions	151

16. Annexe V: Nouvelles prescriptions ASE/IFICF

Texte de l'exposé de	M. H. Bersinger Chef du contrôle des installations – Aargauische Elektrizitätswerk (AEW)
à l'occasion	de la journée d'information pour installateurs-électriciens et bureaux d'études du 16 janvier 1991 à l'aula de l'Ecole d'ingénieurs de Brugg- Windisch
titre:	Les nouvelles prescriptions provisoires de sécurité ASE/IFICF: – Installations photovoltaïques productrices d'énergie

(Ndlr: la numérotation suivante se réfère aux positions correspondantes de la prescription STI N° 233.0690f)

Installations photovoltaïques productrices d'énergie, IFICF

Avec l'augmentation du nombre d'installations photovoltaïques produisant de l'énergie, également connues sous la désignation d'installations solaires, l'Inspection fédérale des installations à courant fort (IFICF) a publié des prescriptions provisoires de sécurité. Ces dernières peuvent être commandées auprès de l'ASE sous la référence STI 233.0690f. Les points particulièrement importants pour les installateurs seront traités ci-dessous. Pour le reste de l'installation, les prescriptions précitées sont applicables.

Obligation de présenter un projet, contrôle

Déjà avant la publication des prescriptions de sécurité, il a été décidé que les projets de petites installations fonctionnant en parallèle, contrairement aux prescriptions, ne doivent plus être présentés à l'ESTI. Cette modification a été incorporée dans les prescriptions et, sous le point 4, la réglementation suivante a été adoptée.

4.1 Installations sans liaison avec un réseau de distribution à basse tension

- 4.1.1 Il n'est pas nécessaire de présenter un projet pour les installations isolées n'empruntant que le terrain de celui qui les fait établir, si elles n'utilisent que des courants dont la tension maximum ne dépasse pas celle autorisée pour les installations intérieures et si elles ne peuvent causer des perturbations d'exploitation ou présenter des dangers par suite de la proximité d'autres installations électriques (LIE, art.

- 13).
- 4.1.2 Les propriétaires d'installations établies sur le terrain d'autrui sont dans tous les cas soumis à l'obligation de présenter un projet (LIE, art. 15).
- 4.1.3 Les propriétaires sont tenus de faire contrôler leurs installations. Ils doivent les annoncer à l'Inspection fédérale des installations à courant fort et apporter à cet office la preuve qu'elles sont contrôlées du point de vue de leur sécurité technique.

4.2 Installations avec liaison à un réseau de distribution à basse tension

- 4.2.1 Les installations n'empruntant que le terrain de leur propriétaire, dont la puissance n'excède pas 3,3 kVA en monophasé ou 10 kVA en triphasé, sont assimilées à des installations intérieures. Leur propriétaire n'est pas soumis à l'obligation de présenter un projet (LIE, art. 13).
- 4.2.2 Les installations n'empruntant que le terrain de leur propriétaire, dont la puissance est supérieure à 3,3 kVA en monophasé ou 10 kVA en triphasé, ou constituées de plus petites unités couplées en parallèle, d'une puissance totale supérieure aux valeurs citées, **ne sont pas** assimilées à des installations intérieures. Elles peuvent perturber d'autres installations ou présenter des dangers pour ces dernières; leur propriétaire est donc soumis à l'obligation de présenter un projet (LIE, art. 15). Toute la documentation doit être remise à l'Inspection fédérale des installations à courant fort pour approbation. La construction de l'installation ne doit pas débuter avant que l'Inspection des installations à courant fort n'ait approuvé légalement le projet.
- 4.2.3 Les propriétaires d'installations établies sur le terrain d'autrui sont dans tous les cas soumis à l'obligation de présenter un projet (LIE, art. 15).
- 4.2.4 D'une manière générale, les émoluments sont fixés d'après le coût estimé de l'installation. Il n'est pas prélevé d'émolument sur la valeur des panneaux solaires dans le cas où la tension de fonctionnement à vide de la partie à courant continu de l'installation est inférieure à 120 V.
- 4.2.5 Toutes les installations de production d'énergie électrique doivent être annoncées au propriétaire du réseau. Celui-ci est astreint au contrôle.

4.3 Installations à haute tension avec ou sans liaison à un réseau à haute tension

Les propriétaires de telles installations sont dans tous les cas soumis à l'obligation de présenter un projet. L'exercice du contrôle est du ressort de l'Inspection fédérale des installations à courant fort.

Droit d'installer

Le point 3 résume le droit d'installer ainsi que les exigences relatives aux composants des installations concernant l'homologation comme suit:

3.1 Droit d'installer

Les installations photovoltaïques productrices d'énergie fonctionnant sous des tensions ne dépassant pas 1000 V~ ou 1500 V=, avec ou sans possibilité de raccordement à un réseau de distribution à basse tension, sont soumises aux règles de l'ordonnance sur les installations à basse tension (OIBT). Seules les personnes mentionnées par l'OIBT possèdent le droit d'établir de telles installations.

3.2 Composants des installations

Les composants d'installations photovoltaïques productrices d'énergie fonctionnant sous des tensions ne dépassant pas 1000 V~ ou 1500 V= sont soumises aux règles de l'ordonnance sur les matériels en basse tension (OMBT, RS 734.26) et, en ce qui concerne leur sécurité d'emploi et leur innocuité en matière de perturbations, ils sont astreints à la preuve de conformité obligatoire.

3.3 Installations à haute tension

Les installations dont la tension dépasse 1000V~ ou 1500V= sont soumises aux règles de l'ordonnance sur les Installations électriques à courant fort (RS 734.2).

Montage de l'installation

Lors des travaux de montage de l'installation, l'installateur doit surtout tenir compte des prescriptions citées ci-dessous et concernant la mise à terre, le parafoudre, le câblage avec différentes sortes de câbles et les coffrets de raccordement.

2.1.5 Mise à terre d'installations hors bâtiments

La mise à terre doit être réalisée selon les directives de l'ordonnance sur les courants forts et les normes ASE 3569.

Le générateur photovoltaïque entier doit être pourvu de liaisons équipotentielles et la mise à terre exécutée de façon que, pour des durées supérieures à 5 s, les tensions de contact ne dépassent pas 120 V=.

Pour de grandes installations équipées d'un raccordement à un réseau à haute tension du côté courant alternatif, les conditions de mise à terre doivent être décidées en accord avec le propriétaire du réseau. Une séparation locale des mises à terre du côté courant continu et du côté courant alternatif peut être judicieuse pour éviter des influences réciproques.

2.1.6 Mise à terre et protection contre la foudre d'installations sur bâtiments

La mise à terre doit être établie selon les prescriptions sur les installations intérieures ASE 1000. Une mise à terre doit être prévue pour toute installation photovoltaïque productrice d'énergie à courant fort.

La protection des bâtiments contre la foudre est régie par la norme ASE 4022. En principe, il n'est pas nécessaire de protéger contre la foudre un bâtiment équipé d'une installation photovoltaïque.

Pour les modules montés sur des bâtiments, les installations doivent être adaptées aux conditions locales (voir schéma 1 en annexe). Le câble reliant l'onduleur au coffret de raccordement situé sur le toit sera pourvu d'une enveloppe métallique (par exemple câble blindé ou tube métallique) dont la section minimum doit correspondre à 10 mm² de cuivre. Cette enveloppe doit être mise à la terre à l'extrémité aboutissant à l'onduleur. A l'autre extrémité (coffret de raccordement), on procédera de la manière suivante:

- a) Pour les bâtiments pourvus d'un dispositif extérieur de protection contre la foudre, l'enveloppe métallique du câble est à relier aux cadres métalliques des modules ainsi qu'au dispositif de protection contre la foudre.
- b) Pour les bâtiments dépourvus d'un dispositif de protection contre la foudre, l'enveloppe métallique du câble est à relier aux cadres métalliques des modules ainsi qu'à l'éventuel conducteur de protection des modules contre la foudre. En outre, parallèlement et étroitement liée au câble, on montera une descente de parafoudre reliant les cadres métalliques des modules à la prise de terre du bâtiment. En option, on pourra augmenter la section de l'enveloppe du câble. La section totale de l'enveloppe métallique et de la descente de parafoudre ne doit pas être inférieure à 25 mm² (Cu).
- c) Pour les bâtiments dépourvus d'un dispositif de protection contre la foudre et équipés de modules sans cadres métalliques et sans conducteurs de protection contre la foudre, l'extrémité supérieure de l'enveloppe métallique du câble est à relier seulement aux éléments de protection contre les surtensions et aux éventuelles structures métalliques. Malgré cela, il est recommandé de prévoir parallèlement une descente de parafoudre étroitement liée au câble et raccordée à l'enveloppe de ce dernier, comme cela a été décrit précédemment. Cette dernière disposition procure une protection supplémentaire en cas de coup de foudre. En outre, cette manière de faire présente une possibilité de mise à terre en cas de modification des installations du bâtiment.

Au point d'introduction dans le bâtiment, des dispositifs de protection contre les surtensions doivent être montés entre chacun des conducteurs polaires du câble et l'enveloppe de protection. Ces dispositifs sont à installer dans des coffrets difficilement combustibles.

A l'entrée de l'onduleur seront également installés des dispositifs de protection contre les surtensions entre

chacun des conducteurs polaires et l'enveloppe métallique. Les caractéristiques de ces dispositifs doivent être coordonnées avec celles des dispositifs montés à l'introduction dans le bâtiment. Le dimensionnement se fera selon les recommandations du fabricant. Lorsque le câble reliant le coffret d'introduction à l'onduleur est court, un seul groupe de protection contre les surtensions peut suffire.

Dans les cas où, sur le toit du bâtiment, les cadres des modules se trouvent à moins d'un mètre d'autres structures métalliques, celles-ci doivent être reliées à ces cadres de façon à former un ensemble équipotentiel. En outre, s'il s'agit de grandes surfaces métalliques, par exemple de toits recouverts de tôles, il est recommandé, dans les régions exposées aux orages, de mettre à la terre ces parties métalliques afin de constituer une protection contre la foudre.

2.1.7 Equipement des raccordements aux modules

L'utilisation et la disposition d'interrupteurs, de coupe-surintensité, de dispositifs de sectionnement et de mise à la terre, de dispositifs de court-circuitage, etc., font partie de la conception de l'installation. La planification doit être telle que les travaux sur l'installation puissent être exécutés sans danger pour les personnes et les choses. Il y a lieu de tenir compte du fait que les modules exposés à la lumière sont toujours sous tension et, s'ils sont reliés à des récepteurs, conduisent du courant. Le cas échéant, il faudra appliquer les règles régissant les travaux sous tension.

La conception de la sécurité doit être fixée par les prescriptions de service. Les dispositifs de sectionnement et les coupe-surintensité qui ne doivent pas être manœuvrés sous charge sont à désigner spécialement. Les appareils prévus pour être actionnés sous charge doivent pouvoir interrompre tous les courants susceptibles de se produire, sans danger pour les personnes et les choses.

2.1.8 Protection contre les surcharges thermiques (hotspot-effect)

Les modules couplés en série doivent être protégés contre les surcharges thermiques par des diodes by-pass. En outre, dans les cas de tensions quelque peu élevées, il est recommandé de monter des diodes dans les chaînes.

2.1.9 Protection des conducteurs de liaison

Lorsque plusieurs panneaux sont couplés en parallèle, les conducteurs de liaison doivent être protégés par des coupe-surintensités appropriés.

Câblage

2.2.1 Choix et protection des câbles

Les câbles doivent être choisis et posés en tenant compte des conditions de l'environnement. On accordera une attention particulière à la protection mécanique et à la stabilité actinique des câbles. Du fait qu'en cas de court-circuit la protection électrique des câbles ne peut pas être garantie, le câblage devra être exécuté en isolation renforcée, résistant aux courts-circuits

et aux défauts d'isolation contre la terre.

Les mesures d'isolation de l'ensemble de l'installation auront lieu de préférence de nuit ou alors une fois la partie courant continu court-circuitée et non mise à la terre.

2.2.2 Coffrets de raccordement

Les coffrets collecteurs pour les câbles, avec les sectionneurs, interrupteurs, dispositifs de court-circuitage, les éclisses de mise à terre, les bornes de mesure, etc. doivent être posés de façon à résister aux conditions environnantes. Toutes les parties de l'installation exposées en plein air seront exécutées au minimum selon le degré de protection IP54.

Parafoudre, mise à terre

Il faut porter une attention suffisante à la protection contre la foudre de toutes les parties de l'installation, afin de dévier les surtensions vers la terre sans qu'elles puissent endommager l'installation ou le bâtiment. Il est évident qu'on ne peut obtenir une protection totale, en particulier lorsque l'électronique est intégrée à l'onduleur.

Pour l'installateur, il est particulièrement important que la protection intérieure contre la foudre soit exécutée de façon adéquate. Outre une section d'au moins 25 mm² (Cu) du conducteur de la mise à la terre, il est hautement recommandé que celui-ci soit relié par le chemin le plus direct à la mise à terre. Il faut en tout cas éviter des branchements dans des boîtiers de distribution, donc sur plusieurs bornes. Lors du passage près de parties inflammables, le câble conducteur relié à la mise à terre doit être placé dans un tube incombustible ou difficilement combustible.

Les armoires de raccordement doivent également répondre à cette exigence.

Installations fonctionnant en parallèle

Les installations fonctionnant en parallèle avec le réseau public peuvent être sérieusement endommagées en cas de panne du réseau, si elles ne peuvent être déconnectées du réseau de façon entièrement automatique. En raison de la tension fournie par l'installation, des personnes effectuant des travaux sur le réseau pourraient alors être en danger. Les prescriptions de sécurité contiennent donc les clauses suivantes:

2.4.5 Exploitation en parallèle avec un réseau

La marche en parallèle avec un réseau ne peut s'effectuer qu'avec l'assentiment du propriétaire du réseau qui fixera les conditions.

La mise à terre et la configuration du point neutre doivent être compatibles avec le réseau de manière à ce que la protection des personnes et des choses soit garantie.

Toutes les parties de l'installation doivent être compatibles avec les fréquences musicales de commande par le réseau.

Une mise en parallèle avec le réseau ne peut être envisagée que si les valeurs des tensions au point de couplage se

maintiennent dans les limites normalisées.

Le couplage ne devra pas perturber notablement le réseau. Le facteur de puissance doit se maintenir dans les limites fixées par les prescriptions du propriétaire du réseau.

Lors d'une panne de réseau, l'onduleur devra se déclencher en tout cas dans les 5 secondes. Il y a lieu de prévoir sur toutes les phases un dispositif de protection qui réagisse aux écarts inadmissibles de tension et de fréquence et qui découple du réseau l'installation de production d'énergie. Le bon fonctionnement de ce dispositif de protection sera contrôlé périodiquement par le propriétaire de l'installation.

Une remise en parallèle n'interviendra que lorsque les conditions normales d'exploitation du réseau sont rétablies. Durant la phase standardisée d'essais de réencenchement du réseau, le couplage de l'onduleur restera bloqué. En l'occurrence, il faut convenir de critères de réencenchement avec le propriétaire du réseau.

Mise en service

Afin de garantir la sécurité, le contrôle de mise en service doit être effectué par le propriétaire du réseau avant la mise en service en parallèle avec ce réseau.

Mesure de l'énergie

Chaque installation photovoltaïque fonctionnant en parallèle avec le réseau public, doit être équipée d'un compteur sans cliquet de retenue (mesure du solde) et d'un compteur de production d'électricité photovoltaïque.

Les installations de puissance supérieure seront équipées de deux compteurs avec cliquet de retenue et d'un compteur de production également.

Seule l'énergie refoulée dans le réseau public sera subordonnée à la réglementation de rétribution de l'AE et de l'OEn.

Lois, ordonnances et prescriptions

Outre les prescriptions provisoires de sécurité relatives au montage, à la mise en service et à l'entretien, les lois, ordonnances et prescriptions suivantes sont à respecter:

- | | | |
|--|----|--------|
| • Loi fédérale sur l'électricité | RS | 734.0 |
| • Ordonnance fédérale sur les pièces à présenter | RS | 734.25 |
| • Ordonnance fédérale sur les installations électriques à courant fort | RS | 734.2 |
| • Ordonnance fédérale sur les matériels en basse tension | RS | 734.26 |
| • Ordonnance fédérale sur les installations | | |

à basse tension	RS	734.27
• Ordonnance fédérale sur la protection contre les perturbations	RS	743.35
• Loi fédérale sur l'assurance-accidents	RS	832.20
• Ordonnance fédérale sur la prévention des accidents	RS	832.30
• Ordonnance concernant les travaux sur les toits	CNA	form. 1805
• Prescriptions provisoires de sécurité, édition juin 1990	STI N°	233.0690f
• Marche en parallèle de générateurs électriques avec les réseaux basse tension Inspection fédérale des installations à courant fort STI N° 219.1081 d/f, oct. 1981		
• Installations de production d'énergie en basse tension Inspection fédérale des installations à courant fort Bulletin ASE 78 (1987) 17, 5 septembre		
• Recommandations de l'ASE. Installations de protection contre la foudre. ASE 4022.1987		
• La limitation des perturbations électriques dans les réseaux de distribution (harmoniques et fluctuations de tension) ASE 3600 – 1.1987 Première partie: Définitions ASE 3600 – 2.1987 Deuxième partie: Commentaires et calculs		
• Prescriptions des distributeurs locaux d'électricité concernant les asymétries admises (par exemple une puissance permettant un raccordement monophasé).		
• Recommandations sur la rétribution à accorder aux autoproducteurs qui fournissent de l'électricité au réseau (1993-1995) Office fédéral de l'énergie, décembre 1992		

L'UCS a, de plus, publié les documents suivants:

- Demande de raccordement pour une installation d'autoproduction d'électricité devant être exploitée en parallèle avec le réseau et incluant le prélèvement et la fourniture d'énergie au réseau
UCS 2.24f, octobre 1981
- Rétribution des injections d'électricité dans le réseau d'approvisionnement
UCS 2.80f, décembre 1992

Schéma 1

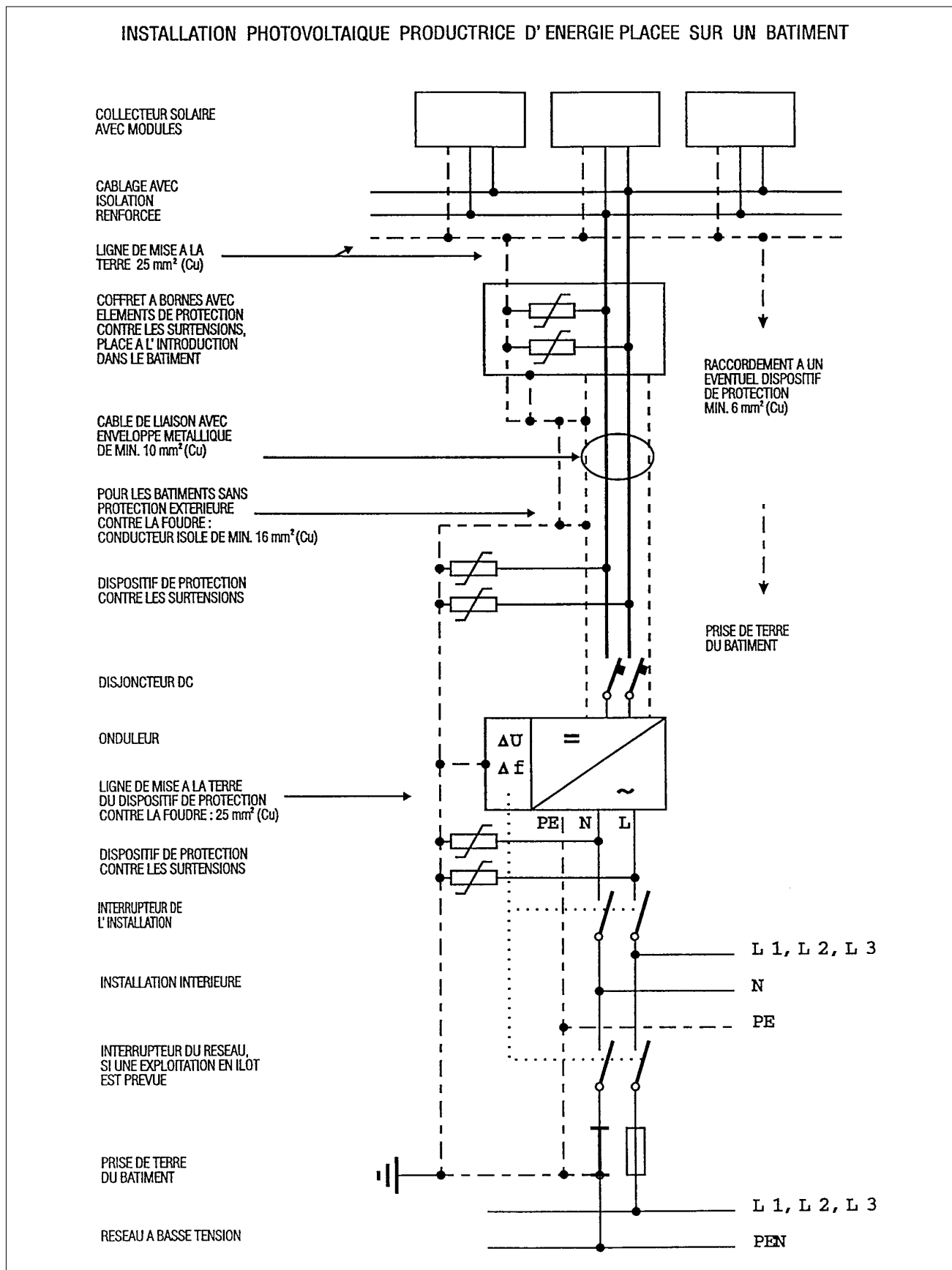
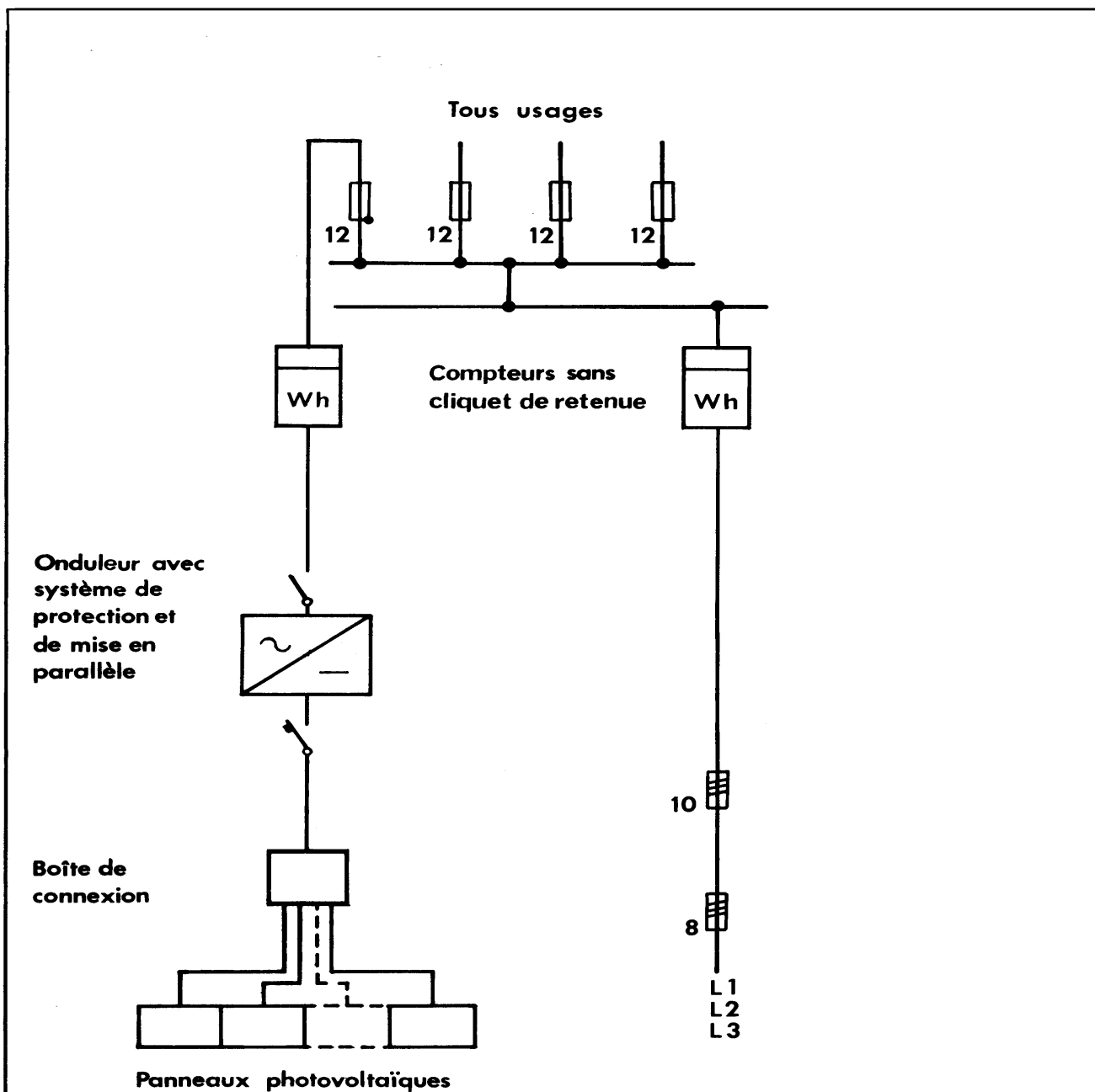


Schéma 2



INSTALLATION DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE (IPE) PHOTOVOLTAÏQUE $P_{max} \leq 3\text{kW}$ Pour simple ou double tarif

Principe de comptage pour mise en parallèle avec le réseau de distribution

Echelle	Dessiné	04.02.91	De
	Contrôlé	15.03.92	Cv
	Vu		



Compagnie Vaudoise d'Électricité
Lausanne

STA 406 018

Associations de soutien

OFEL

Office d'électricité
de la Suisse romande

USIE

Union suisse
des installateurs-électriciens

GARIE

Groupeement
des associations romandes
des installateurs-électriciens

PROMES

Association des professionnels
romands de l'énergie solaire