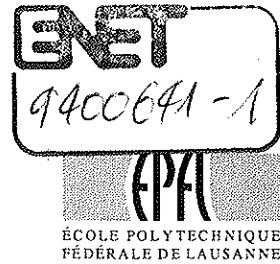




Bundesamt für Energiewirtschaft
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Uffizi federal d'energia



Programme de recherche photovoltaïque

ENET No 9400641
DIS N° 2666

PHOTOVOLTAÏQUE INTEGRE AUX MARQUISES DE GARE



Rapport final
Projet OFEN EF-REN 91(010)

Laboratoire d'Energie Solaire et de Physique du Bâtiment
LESO-PB / ITB-DA
Sur mandat de l'Office Fédéral de l'Energie

Juillet 1996

Programme de recherche photovoltaïque

Rapport final

PHOTOVOLTAÏQUE INTEGRE AUX MARQUISES DE GARE

Préparé par

J.-B. Gay, C. Roecker, A. Muller, P. Affolter, J. Bonvin
Laboratoire d'Énergie Solaire
et de Physique du Bâtiment, ITB-DA-EPFL,
CH-1015 LAUSANNE

ont également participé au projet:

P. Loesch, S. L'Eplattenier, F. Stoll

Ce projet a bénéficié de la collaboration de:

Monsieur Roger Egloff
Office de coopération pour les Énergies renouvelables,
COPER, CH 1211 Genève 20

Sur mandat de
l'Office fédéral de l'énergie

Table des matières

1. SUMMARY	1
2. RESUME	3
3. CADRE DE L'ETUDE	5
4. ETUDE ARCHITECTURALE	7
4.1 PREAMBULE	7
4.2 CADRE ET OBJECTIFS	7
4.3 HISTORIQUE	7
4.4 MARQUISE A UN QUAI	12
4.4.1 Présentation	12
4.4.2 Marquise à toit en pente ($> 8^\circ$)	13
4.4.3 Marquise à toit plat	16
4.5 GRANDE MARQUISE ET HALLE FERROVIAIRE	18
4.5.1 Présentation	18
4.5.2 Exemples	18
4.6 CONCLUSIONS	21
5. ASPECTS TECHNIQUES	23
5.1 SALISSURE	23
5.1.1 Méthodologie de la mesure	26
5.1.2 Le système de mesure	28
5.1.3 Calibration de la source lumineuse	29
5.1.4 Principe de mesure et précision	29
5.1.5 Résultats	30
5.1.6 Conclusions	35
5.1.7 Remarques additionnelles	37
5.2 COMPATIBILITE ELECTROMAGNETIQUE	39
5.2.1 Introduction	39
5.2.2 Le champ électromagnétique autour d'installations photovoltaïques	39
5.2.3 Protection électromagnétique	40
5.2.4 Check-list	42
5.3 OMBRAGES	45
5.3.1 Ombrages lointains	45
5.3.2 Ombrages proches	45
5.3.3 Conclusions	59

5.4 TEMPERATURE _____	60
6. REALISATION : MARQUISES DE MORGES _____	63
6.1 INTRODUCTION _____	63
6.2 DESCRIPTIF DE LA MARQUISE _____	63
6.3 CHOIX DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES _____	66
6.4 POSE ET FIXATION DES ELEMENTS PHOTOVOLTAÏQUES _____	68
6.5 CONCEPTION ELECTRIQUE ET SYSTEME DE MESURE _____	70
COLLABORATIONS NATIONALES ET INTERNATIONALES _____	71
REFERENCES _____	72
ANNEXES _____	75

Table des illustrations

Figure 1: Gare de Ste-Anne d'Auray (F), 1862.	8
Figure 2: Vue de la gare et de la halle vitrée de la gare de Leipzig (D), 1903	9
Figure 3: Vue des marquises en béton armé de la gare de Florence (I), arch. Gruppo Toscano, 1933-1935	10
Figure 4: Vue de la gare de Montparnasse, Paris, 1969	10
Figure 5: Vues de la nouvelle gare de Atocha, Madrid (arch. R. Monéo)	11
Figure 6: Coupes de divers types de marquises de l'arrondissement I des C.F.F., de gauche à droite : Vevey, Aigle.	12
Figure 7: Vue de la marquise de la gare de Puidoux-Chevbres (VD) susceptible, lors de travaux de rénovation, d'être équipée de modules photovoltaïques.	13
Figure 8: Coupe et vue de la marquise de Stadelhofen, Zürich, 1991	14
Figure 9: Détails constructifs des modules photovoltaïques amorphes USSC présentés au DEMOSITE	15
Figure 10: Détail-type du larmier des marquises existantes toits plats Sarnafil, en haut : usuel, en bas : avec modules étanches acier/Tefzel.	17
Figure 11: Vues de la marquise de la gare de Morges, arch. Ruetschi, 1995.	18
Figure 12: Détail-type de la toiture de la gare de Lausanne	19
Figure 13: Vue de la halle de la gare de Coire	20
Figure 14: Coupe longitudinale partielle de la halle et détail d'un vitrage	21
Figure 15: Coupe de marquise de gare	23
Figure 16: photo du stand	25
Figure 17: Plan du stand de mesure. Les plaques de verre spécifiées par [1] ont une dimension de 30 x 60cm., par [2] de 60 x 100 cm.	26
Figure 18: plages de mesure pour les verres OPTIWHITE, SOLITE et TEFZEL.	26
Table 1 : tableau synoptique de la procédure de mesures suivies lors de l'étude.	27
Figure 19: schéma du système de mesure	28
Figure 20: signaux enregistrés lors d'expositions au soleil en fonction de ceux enregistrés lors d'exposition à la source artificielle.	29
Figure 21: valeurs des coefficients $1/a$ et $1/b$ pour les différents types de verre	31
Figure 22: profil des pertes relatives du FTES du verre OPTIWHITE disposé horizontalement et incliné à 30°	32
Figure 23: profil des pertes relatives du FTES du verre SOLITE, TEFZEL et OPTIWHITE disposés horizontalement	32
Figure 24 : Ecart relatif de mesure du FTES entre les trois verres traités et le verre OPTIWHITE	33
Figure 25: Effet du nettoyage sur la puissance d'un module photovoltaïque exposé une année en milieu périurbain et incliné à 30°	34
Figure 26: Perte moyenne de transmission énergétique en fonction de la fréquence de nettoyage.	36
Figure 27 : Schéma de principe de la mise à terre (aux deux extrémités). Source : [9]	41
Figure 28 : Angle de protection du parafoudre	42
Figure 29: plan de situation et sources d'ombrage des marquises de la gare de Morges	46
Figure 30 : coupe des différentes sources d'ombrage	46
Figure 31: caractéristique tension- courant d'un champ ombré et non ombré	48
Figure 32: Pertes relatives de puissance pour deux configuration distinctes, avec cassure et sans cassure pour différents ensoleillements.	50
Figure 33: ombre causée par les câbles électriques sur les modules.	50
Figure 34: calcul de la caractéristique d'un module ombré par un câble	51
Figure 35: situation et importance des groupes photovoltaïques	52
Tableau 1: pertes dues à l'ombre causée par les câbles.	52
Figure 36: plan de situation des traverses métalliques	53
Tableau 2: pertes dues à l'ombre causée par les traverses.	54
Figure 37: projection horizontale de l'ombre portée d'un pieux vertical de 10 mètres pour différentes positions du soleil. Sur cette illustration, sont déterminés les modules ombrés pour une hauteur de soleil de 40° et un azimut de -30°.	55
Tableau 3: pertes dues à l'ombre causée par le bâtiment.	56
Figure 38: scène d'ombrage introduite dans PVSYST	57
Figure 39: représentation graphique des pertes d'ombrage par PVSYST	58
Tableau 4: Récapitulatif des pertes estimées selon le logiciel PVSYST.	58

<i>Tableau 5: Récapitulatif des pertes estimées selon les deux méthodes.</i>	59
<i>Figure 40: schéma des flux dans le module</i>	61
<i>Figure 41: Coupe transversale de la marquise</i>	64
<i>Figure 42 et 43: Vues de la marquise</i>	65
<i>Figure 44 : plan d'un module de la gare de Morges.</i>	66
<i>Figure 45 : coupe d'un module de la gare de Morges.</i>	67
<i>Figure 46 et 47 : système de fixation des modules par des sangles et des ventouses</i>	68
<i>Figure 48 et 49 : transport des modules sur la marquise à l'aide d'une grue</i>	68
<i>Figure 50: coupe latérale du système de fixation</i>	69
<i>Figure 51: coupe verticale du système de fixation</i>	69

1. SUMMARY

The integration of PV modules into platform canopies has several advantages:

- very large areas are available and just waiting to be used (potential of more than 160'000 m² in Switzerland)
- these areas are nationally owned
- there is maintenance personnel on-site
- the areas are exposed to the view of numerous railway customers and have thus a promotional effect.

But every rose has its thorn and in this particular case, the following problems have to be considered:

- local pollution
- electromagnetic perturbation
- shading from cables and supports.

The present paper reports on:

- a study of the practical problems of integrating photovoltaic modules into platform canopies
- a detailed study of Morges railway station with a view to installing an efficient electric power station.

Background

A typological study dealt with the railway stations of Puidoux-Chexbres, Lausanne, Morges, Chur and Stadelhofen. The following points to be taken into account were deduced from it:

- respect of the aesthetics and the style of the construction
- homogenous distribution of additional load
- risk of leakage.

Soiling

The railway station environment engenders **pollution** of a kind not found elsewhere (mixture of iron oxide and hydrocarbons) with the corollary that serious soiling problems occur.

Tests have included several types of glass and finishes as well as a special surface treatment.

Results:

- no type of glass or finish will solve the problem of dirt deposit; only regular cleaning will do
- the mean transparency diminution attains 80% within 80 days
- between a horizontal and a sloped surface, dirt deposit levels exceed 25%.

Electromagnetic perturbation

The problem exists, but preventative measures allow a considerable risk reduction. The following actions should be taken:

- sheathe electric cables
- earth all modules correctly.

Shading

A detailed study of Morges railway station has shown that the metal crossbeams which support the power lines constitute the worst source of shading. The other sources are the power lines and the building itself. The total performance reduction due to shading is limited, however, to 5% p.a.

The Morges installation

The Morges installation was successful not least due to the following circumstances:

- aesthetics: when the canopies were designed, the integration of PV modules was taken into account
- practical: the installation could be undertaken as part of other work and thus did not disturb railway traffic
- demonstrative: the modules were integrated into a new and innovative environment and can be seen from the platform because they are semi-transparent.

The choice of large modules (1.05 x 1.8 m²) allowed quick mounting and installation. Particular care was given to security: the modules have to resist the fall of a person doing maintenance work.

To conclude, we would like to mention the excellent spirit of collaboration which reigned between the different partners of the project. Our sincere thanks go to the architect, Mr Ruetschi in Lausanne and the people responsible at SBB, Arrondissement 1 in Lausanne.

2. RESUME

L'intégration architecturale du photovoltaïque aux marquises de gare présente plusieurs avantages:

- les surfaces potentielles sont importantes (plus de 160'000 m² en Suisse),
- ces surfaces sont libres et situées sur un territoire fédéral,
- du personnel de service est sur place, garantissant ainsi surveillance et entretien,
- ces surfaces sont exposées à la vue des nombreux usagers du train et offrent de ce fait un effet démonstratif intéressant.

Toute médaille a également son revers et, dans le cas particulier, il y a lieu de considérer les problèmes suivants:

- salissures dues à la pollution locale,
- perturbation électromagnétique,
- ombre portée par les câbles et supports.

Le présent rapport comprend deux volets:

- une étude sur les problèmes pratiques liés à l'intégration du photovoltaïque sur des marquises de gare,
- une étude spécifique sur la gare de Morges avec, à la clef, la réalisation d'une installation de puissance.

Implantation

L'étude typologique a porté sur les gares de Puidoux-Chexbre, de Lausanne, de Morges, de Coire et de Stadelhofen. Elle a permis de faire ressortir les contraintes suivantes:

- respect de l'esthétique et du système constructif,
- répartition homogènes des surcharges,
- risques de percement de l'étanchéité.

Salissure

L'environnement d'une gare présente une pollution spécifique que l'on ne rencontre nulle part ailleurs (mélange d'oxyde de fer et d'hydrocarbure) avec pour corollaire de sérieux problèmes de salissure.

Des essais ont porté sur différents types de verres et de revêtement, ainsi que sur un traitement de surface particulier, ils ont montré que:

- aucun type de verre ou de revêtement ne permet de résoudre le problème de l'encrassement régulier des panneaux,
- la diminution moyenne de la transparence atteint 6% en 80 jours,
- entre une surface horizontale et une surface inclinée, l'encrassement est supérieur de 25%.

Perturbations électromagnétiques

Si ce problème est réel, des mesure préventives permettent de réduire sensiblement les risques. Il convient:

- de blinder les câbles de liaison électrique,
- de procéder à une mise à terre correcte de tous les panneaux.

Ombres portées

Une étude détaillée des ombres portées a été faite pour la gare de Morges. Dans ce cas particulier les traverses supportant les lignes électriques constituent la perturbation majeure. Les deux autres sources d'ombrages sont, à part égale, l'ombre des lignes électriques et celle portée par le bâtiment. L'effet de ces ombres est toutefois limitée à 5 % sur l'année.

L'installation de Morges

Installer du photovoltaïque sur la gare de Morges présentait les avantages suivants:

- *esthétiques* : la conception de la marquise tenait compte de l'élément photovoltaïque
- *pratique* : l'installation pouvait être réalisée en même temps que les autres travaux, donc sans atteinte au trafic,
- *démonstratif* : le photovoltaïque s'intégrait dans un environnement neuf et novateur, de plus les modules ajourés sont visibles depuis le quai.

Le choix de modules de grande taille (1005 x 1800 mm) a permis un montage rapide de l'installation. Un soin particulier a été apporté à la sécurité : les modules devant résister à la chute éventuelle d'un ouvrier lors des travaux d'entretien.

Pour terminer, nous tenons à relever l'excellent esprit de collaboration qui a régné entre les partenaire du projet. Un grand merci à l'architecte, M. Ruetschi à Lausanne et aux responsables des CFF Arrondissement 1 à Lausanne.

3. CADRE DE L'ETUDE

Dans le cadre du projet de l'Office Fédéral de l'Energie (OFEN) d'utiliser les marquises des gares des Chemins de Fer Fédéraux (CFF) comme supports d'éléments photovoltaïques, le Laboratoire d'Energie Solaire et de Physique du Bâtiment (LESO-PB) de l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) a été mandaté pour étudier la faisabilité d'une telle intégration. L'intérêt de cette option repose principalement sur trois points :

- L'effet de taille : Le potentiel de surface offert par ces marquises en Suisse est d'environ 160'000 m² [1].
- L'opportunité du site : les marquises se trouvent sur le domaine de la Confédération, avec du personnel sur place.
- L'aspect didactique : une marquise équipée d'une installation photovoltaïque s'offre à la vue de très nombreux usagers des CFF.

A l'origine, l'étude devait apporter des solutions générales applicables à toutes les gares de Suisse. Des contacts avaient été pris avec les responsables de l'Arrondissement 1 des CFF à Lausanne et une proposition d'implantation de stand d'essais sur les marquises de la gare de Lausanne leur a été présentée (c. f. annexe). Le projet prévoyait des mesures sur l'extrémité est de la marquise du quai II. Toutefois, malgré les accords conclus avec la Régie Fédérale, des difficultés subsistaient encore, principalement concernant des questions de sécurité et d'accessibilité au toit des marquises.

Parallèlement, la décision de transférer d'Aigle à Morges un projet d'intégration d'éléments photovoltaïques aux marquises de gare ("Marquises au soleil", mandat EF-SUB(92)0117) a provoqué une réorientation de notre mandat. Il a en effet été recentré dès lors sur l'intégration d'éléments photovoltaïques sur les nouvelles marquises de la gare de Morges, dont la construction était projetée en deux temps pour le début des années 1995 et 1996. Les nouvelles marquises de la gare de Morges présentaient en effet l'innovation de l'intégration d'une verrière dans la partie médiane du quai, dont sa substitution par des éléments photovoltaïques proposé par le LESO permettait de conserver l'aspect souhaité par l'architecte.

Une gare de chemin de fer comme site d'intégration d'éléments photovoltaïques pose, outre les problèmes usuels à cette pratique, des interrogations spécifiques au site. Cette étude a ainsi porté sur des questions d'ordre technique, architectural et esthétique.

4. ETUDE ARCHITECTURALE

4.1 PREAMBULE

Initialement, l'étude de faisabilité pour utiliser les marquises C.F.F. comme support de modules photovoltaïques englobait une recherche typologique exhaustive. En cours d'étude, l'adjonction au mandat initial de la réalisation de l'installation photovoltaïque sur les marquises de la gare de Morges a entraîné une réorientation du projet de recherche : l'étude typologique est plus sommaire mais le cas pratique de Morges a été complètement traité, de l'étude à la réalisation (c. f. chapitre 4).

4.2 CADRE ET OBJECTIFS

Les constructions des chemins de fer ont été marquées de tous temps par des types de bâtiments particuliers. Nous présentons dans la première partie de ce chapitre un historique succinct permettant de saisir la chronologie du développement du domaine bâti ferroviaire.

Dans les deux parties suivantes, nous examinerons les possibilités constructives d'intégration architecturale d'éléments photovoltaïques pour :

- marquise à un quai
- marquise recouvrant plusieurs quais, halle et bâtiment ferroviaire de grande ampleur.

Nous présenterons l'intégration du photovoltaïque comme substitution à des matériaux de construction. Ce remplacement permet, outre l'avantage esthétique, de réduire de manière sensible les frais de montage et d'installation, et ainsi d'améliorer la rentabilité économique d'une installation photovoltaïque. En revanche, l'inclinaison et l'azimut ne sont pas toujours optimum; le rendement global des installations est donc parfois amoindri.

Enfin, nous évaluerons une stratégie globale d'intégration photovoltaïque pour les bâtiments du domaine ferroviaire. Dans cette partie, nous évoquerons à la fois les contraintes techniques et économiques.

4.3 HISTORIQUE

Ce n'est que 20 années après la naissance du chemin de fer que les premiers voyageurs, vers 1830, commencent à circuler. Sans wagons spéciaux, la caisse des diligences est simplement désolidarisée de ses essieux et fixée sur une plate-forme adaptée aux rails : il y a donc simple substitution d'un "chemin de terre" par un "chemin de fer". Il n'y a pas de gare ou marquise susceptible d'accueillir les

voyageurs mais un simple lieu de chargement et de déchargement, accompagné d'un bureau.

Dans le milieu du 19^e siècle, le chemin de fer entre véritablement dans les mœurs. De nombreux petits bâtiments de style néoclassique font office de gare. Peu d'entre elles sont pourvues d'auvent ou de marquise pour abriter les voyageurs car l'attente se fait dans les salles prévues à cet effet. On prenait le train comme on prend aujourd'hui l'avion : les voyageurs doivent arriver en avance, prendre leur billet et attendre dans les salles d'attente l'autorisation de monter dans le train, quelques minutes avant le départ de celui-ci.

La plupart des bâtiments de cette époque sont de facture traditionnelle, sans innovation technologique. Les portés sont faibles et les matériaux usuels: pierre, brique, bois et tuile. Peu de ces bâtiments subsistent de nos jours.

Dans la deuxième moitié du siècle dernier, le développement de ce mode de transport suscite la création d'une typologie architecturale nouvelle, dont le programme doit à la fois répondre aux exigences technologiques propres à l'exploitation, à la gestion des flux de voyageurs et à des impératifs commerciaux. Aussi les recherches sur l'expression stylistique de la gare vont-elles de pair avec la rationalisation de l'agencement de ses espaces fonctionnels. Ce programme s'articule donc autour des deux entités distinctes : le bâtiment où prennent place billetterie et salle d'attente et les marquises qui sont fréquemment ajoutées au bâtiment central, mais où seule la partie centrale du quai est alors protégée, celle où se trouvent les voitures de première classe.

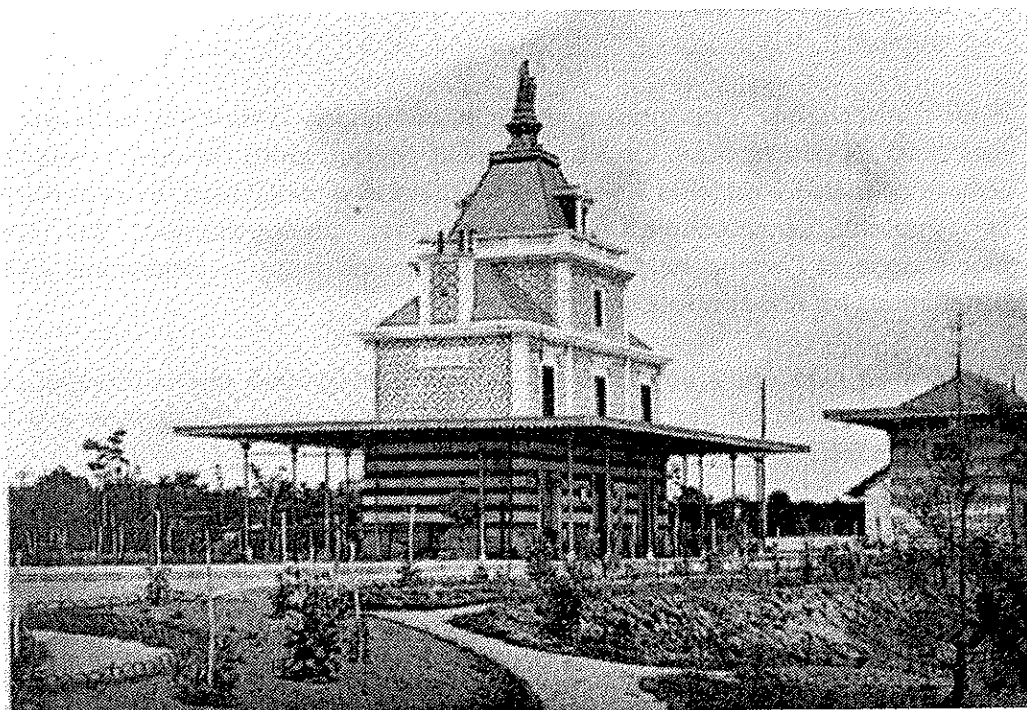


Figure 1: Gare de Ste-Anne d'Auray (F), 1862.

Dans les grandes gares, la halle vitrée qui couvre les quais est un élément qui unifie l'espace dans un seul volume couvert, suffisamment haut pour que puissent se

disperser les fumées des locomotives à vapeur. Notons que la qualité particulière de lumière qui résulte de ces hautes verrières n'a pas laissé insensible les peintres de cette époque, tel Claude Monet qui a consacré de nombreux tableaux à la gare Saint-Lazare à Paris.

La densification rapide des réseaux entraîne une multiplication des voies et des lieux d'accès. Les marquises et halles s'agrandissent donc et les portées de leurs charpentes, d'abord en bois puis métalliques, prennent rapidement des dimensions gigantesques. La définition d'un système de charpente à la fois économique et de grande portée est une contrainte technique qui va stimuler l'imagination des ingénieurs des sociétés de chemins de fer. On voit apparaître des charpentes mixtes associant le bois et le fer, des systèmes associant des bielles en fonte et des tirants métalliques à des arbalétriers en bois ou en fer. Petit à petit, les formes triangulées en acier, plus simples à fabriquer, s'imposent.

Les ingénieurs architectes de la fin du XIXe siècle mêlent avec art et science les éléments en ossature métallique avec des motifs décoratifs, créant ainsi des marquises ou de grandes halles vitrées ouvertes sur un ou deux côtés.

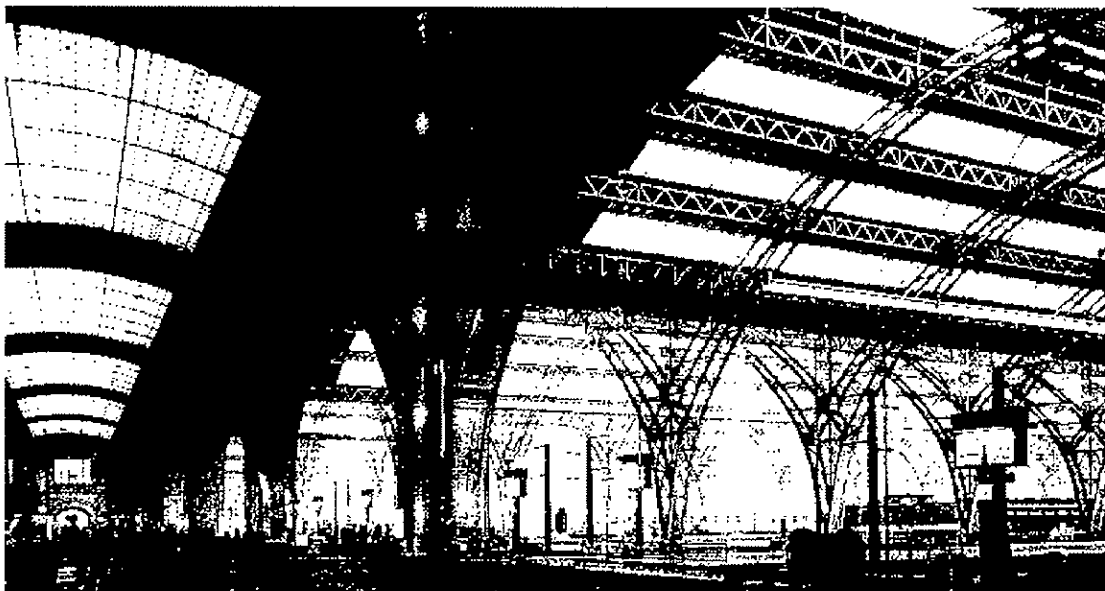


Figure 2: Vue de la gare et de la halle vitrée de la gare de Leipzig (D), 1903

Au début du XXe siècle, le béton fait une timide apparition. Ainsi, en 1910 dans la gare de Rouen (architecte Dervaux) des marquises en béton abritent les quais ouverts.

Jusqu'à la seconde guerre mondiale pour les villes et même les villages, la gare témoigne de la prospérité de la cité, elle est porte d'entrée à la ville, carte de visite. Et c'est ainsi que peu à peu, leur caractère monumental magnifie l'accueil du public. La gare devient lieu central de la ville, avec l'intégration de restaurants et parfois d'hôtels. Jouxant les gares apparaissent parfois des tours avec horloge qui reprennent l'image du beffroi des places du nord ou des campaniles des places italiennes.

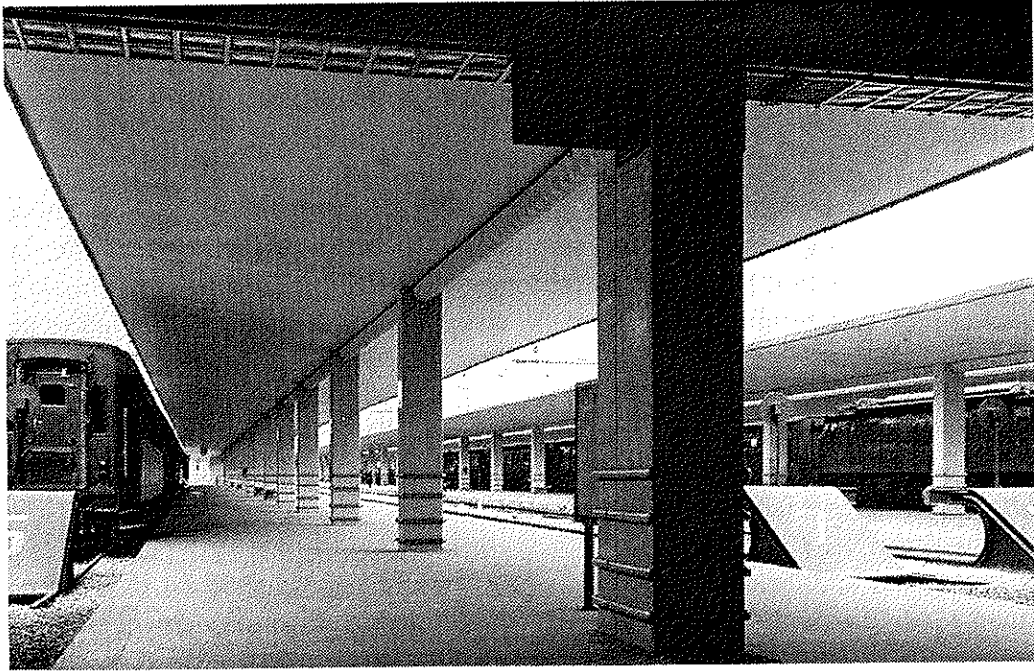


Figure 3: Vue des marquises en béton armé de la gare de Florence (I), arch. Gruppo Toscano, 1933-1935

Durant les Trente Glorieuses, les sociétés de chemins de fer font "Tabula Rasa" du modèle hérité du XIXe siècle. Les nouvelles gares imitent la logique du process industriel en se cachant, par exemple à l'arrière d'une façade d'immeuble de bureaux, sous des centres commerciaux ou des parkings. Résolument niées, les nouvelles gares de cette époque se réduisent au problème fonctionnel de base: comment faire accéder le plus grand nombre de voyageurs aux trains.



Figure 4: Vue de la gare de Montparnasse, Paris, 1969

Aujourd'hui, la mise en place de nouveaux trains et la modernisation du réseau ont été le germe d'une réflexion sur la relation entre la gare et la ville. On ressuscite les archétypes des gares du siècle dernier en suggérant un imaginaire ou en valorisant une technicité. Une recherche poussée de rationalité est menée dans la disposition des services et mobiliers. Seul le plateau des voies, dont le principe d'organisation n'a pas évolué génère le reste de la gare.

La nouvelle architecture contemporaine des bâtiments ferroviaires est souvent conçue en alliant la modernité de la technique constructive tout en se référant aux tympanons traditionnels. Ainsi l'agrandissement de la gare de Atocha à Madrid (architecte R. Monéo) recourt à la tradition de la lumière naturelle des grandes halles du XIXe siècle et des beffrois tout en utilisant des systèmes constructifs novateurs en béton, métal et brique.

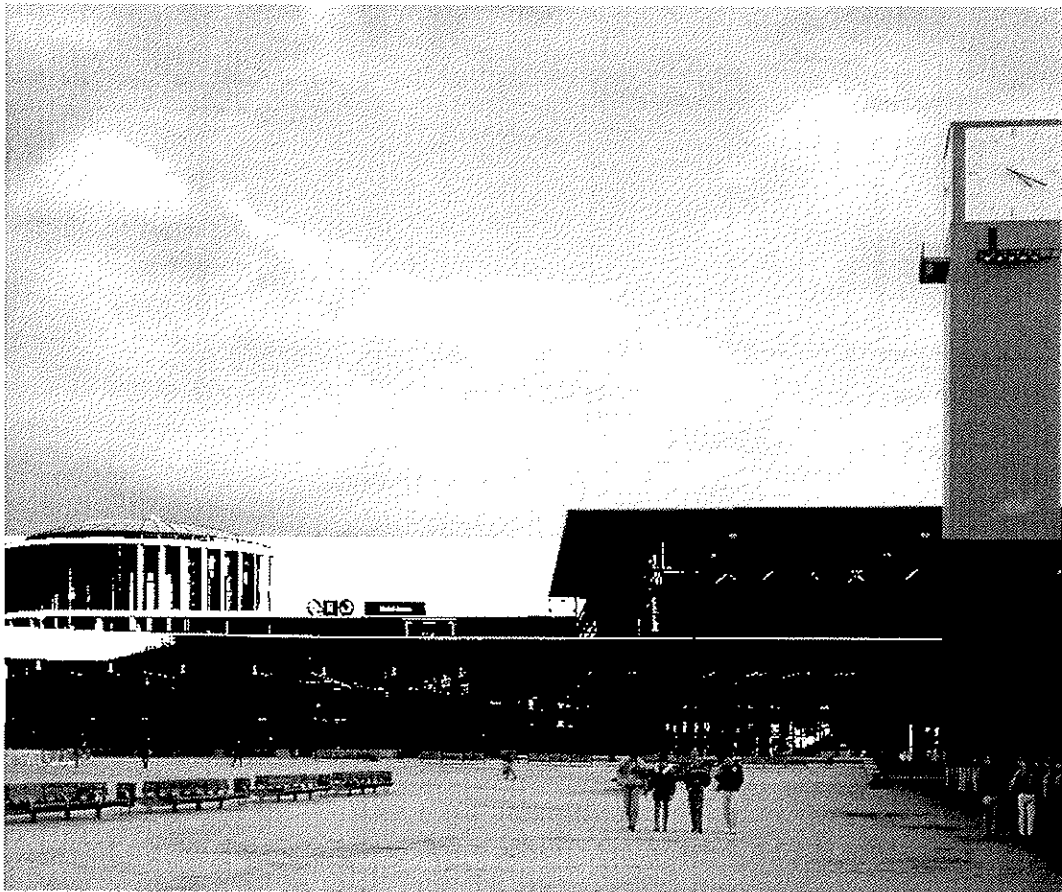


Figure 5: Vues de la nouvelle gare de Atocha, Madrid (arch. R. Monéo)

4.4 MARQUISE A UN QUAI

4.4.1 Présentation

Servant de protection aux intempéries pour les voyageurs, les marquises ont une largeur identique aux quais, comprises entre 6 et 10 mètres, pour une hauteur minimum juste supérieure à celle d'un wagon.

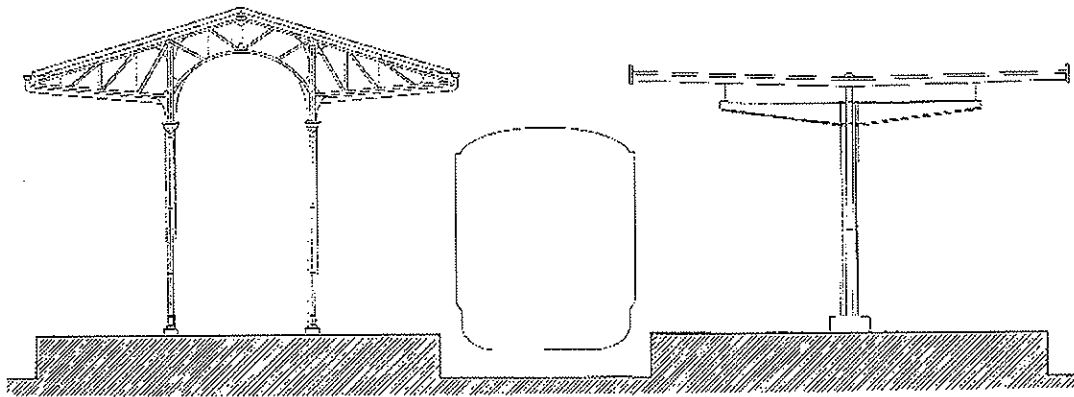


Figure 6: Coupes de divers types de marquises de l'arrondissement 1 des C.F.F., de gauche à droite : Vevey, Aigle.

Les marquises de quais sont constituées d'une structure primaire unique ou dédoublée, anciennement en bois, aujourd'hui en métal. Des poutrelles ou chevrons forment la structure secondaire sur laquelle vient se fixer, s'il existe, le lambrissage de la face intérieure. Le revêtement d'étanchéité est ensuite posé sur ce lambrissage ou directement sur la structure secondaire. Primitivement en tuile ou en ardoise, puis en Eternit, on préfère aujourd'hui construire avec des bandes de métal, du Sarnafil ou de la tôle ondulée : ces matériaux offrant une meilleure longévité.

Deux grands types de marquise peuvent être dégagés :

- marquise à toit en pente ($> 8^\circ$)
- marquise à toit plat.

4.4.2 Marquise à toit en pente (> 8°)

Les marquises à toit en pente ont principalement été construites jusqu'à l'entre-deux guerres. D'esprit vernaculaire ou de style industriel, les marquises de cette époque ont fréquemment une architecture typée. De plus, la taille des marquises est en rapport avec la grandeur de la gare et témoigne de la prospérité de l'agglomération.

De facture traditionnelle, ces marquises ont une structure en bois et en métal calculée avec un facteur de charges et surcharges admissibles supérieur aux normes aujourd'hui en vigueur. Divers revêtements de toiture sont utilisés : tuile mécanique, ardoise, feuille de cuivre ou zinc, Eternit ondulé ou plat ...

4.4.2.1 Toit Opaque.

La marquise de la gare de Puidoux-Chexbres (VD) est un exemple type des constructions qui prévalaient au début de ce siècle : charpente et lambrissage en bois, couverture en tuile. Elle offre un potentiel d'intégration de panneau photovoltaïque intéressant, pour autant que l'unité visuelle des toitures Nord et Sud soient conservée. A notre avis, le choix d'un élément de construction devrait se tourner vers un produit permettant de couvrir les deux versants de la toiture, au Sud avec photovoltaïque, au Nord sans photovoltaïque.

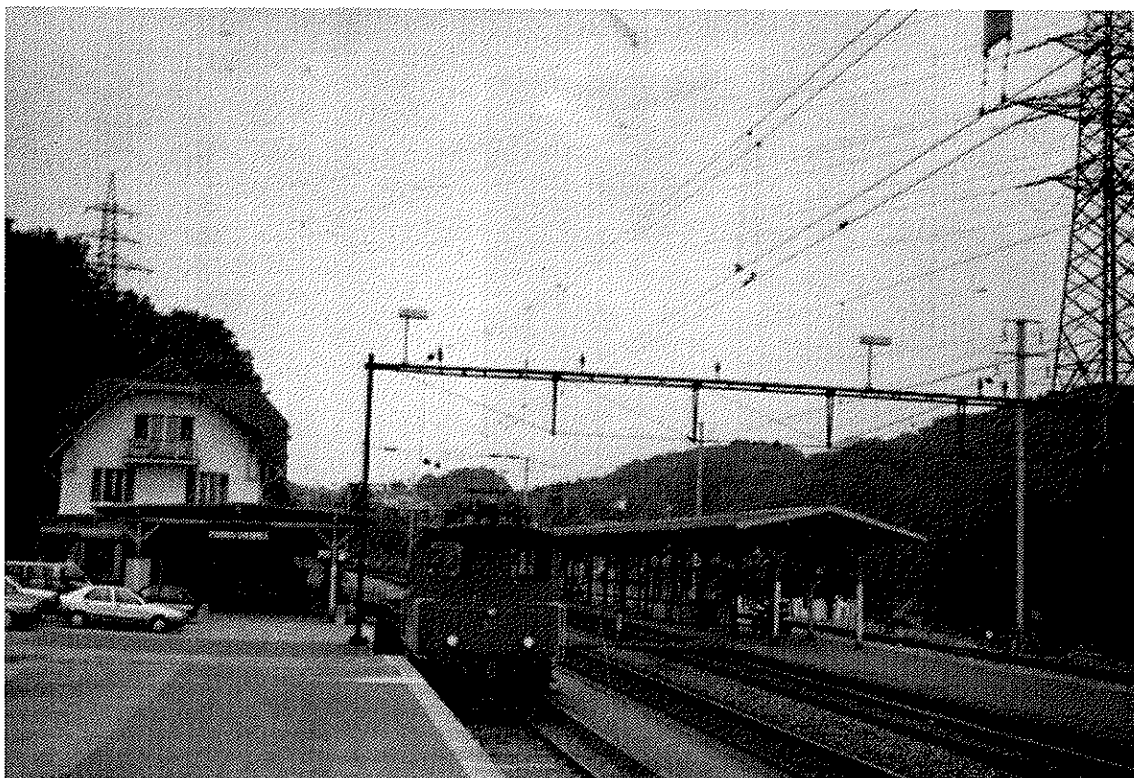


Figure 7: Vue de la marquise de la gare de Puidoux-Chexbres (VD) susceptible, lors de travaux de rénovation, d'être équipée de modules photovoltaïques.

4.4.2.2 Toiture translucide.

Un autre type de marquise à un quai susceptible de recevoir une installation photovoltaïque est la marquise à pans vitrés.

Celle de la gare de Stadelhofen, dans le canton de Zürich, se caractérise par une toiture à un seul pan. Conçue par l'architecte-ingénieur Calatrava, cette marquise affirme la légèreté visuelle d'une protection aux intempéries. La structure porteuse primaire est réalisée par des poteaux métalliques en forme et dédoublés qui sont encastrés dans des éléments de fondation en béton armé. Un tube d'acier horizontal, de la longueur de la marquise, soutient des poutrelles accueillant des verres. Sur chaque trame de poutrelle sont fixés trois panneaux de verre (feuilleté 2x10 mm d'épaisseur) de 1,7 x 1,2 mètre de surface.

En remplaçant les verres clairs par des verres équipés de cellules photovoltaïques, la marquise conserverait son apparence de légèreté, les mêmes détails constructifs et elle gagnerait une image de technicité. De plus, elle offrirait une meilleure protection solaire aux usagers.

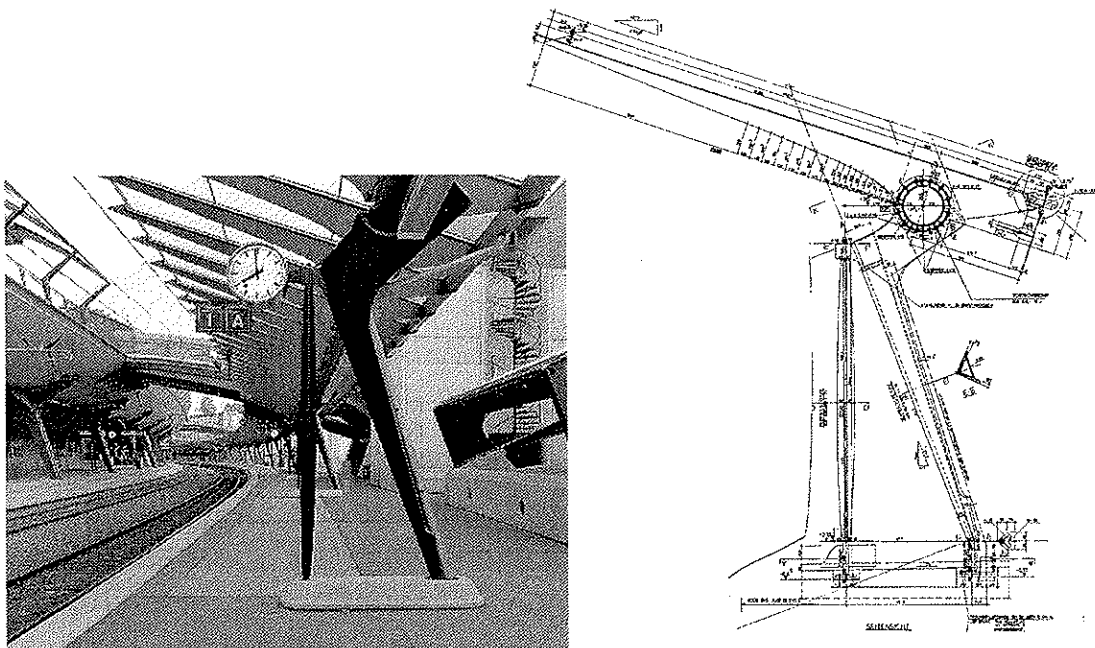


Figure 8: Coupe et vue de la marquise de Stadelhofen, Zürich, 1991

4.4.2.3 Solutions techniques.

Ainsi, afin d'intégrer au mieux le photovoltaïque pour conserver l'unité visuelle des toitures en pente, il nous paraît judicieux de remplacer les éléments de couverture existants par un système constructif assurant tout à la fois :

- la couverture étanche des deux versants sud et nord de la toiture
- l'intégration sur la face sud de modules photovoltaïques.

Divers produits sont susceptibles de convenir pour une intégration en toiture, nous pourrions envisager en outre, l'étude avec deux systèmes photovoltaïques disponibles à court ou moyen terme :

- *Module PV type USSC (disponible).*

Un module-test de technologie amorphe a été développé conjointement par la firme USSC (USA) et le LESO-PB. Testé préalablement sur un pavillon du DEMOSITE, ce système constructif inspiré de techniques usuelles de montage en toiture se compose de plaques de tôle acier pliées et laquées à glisser les unes dans les autres. Sur les plaques disposées au sud sont collées des cellules amorphes (ne nécessitant aucune ventilation arrière) protégées par une couche de Tefzel.

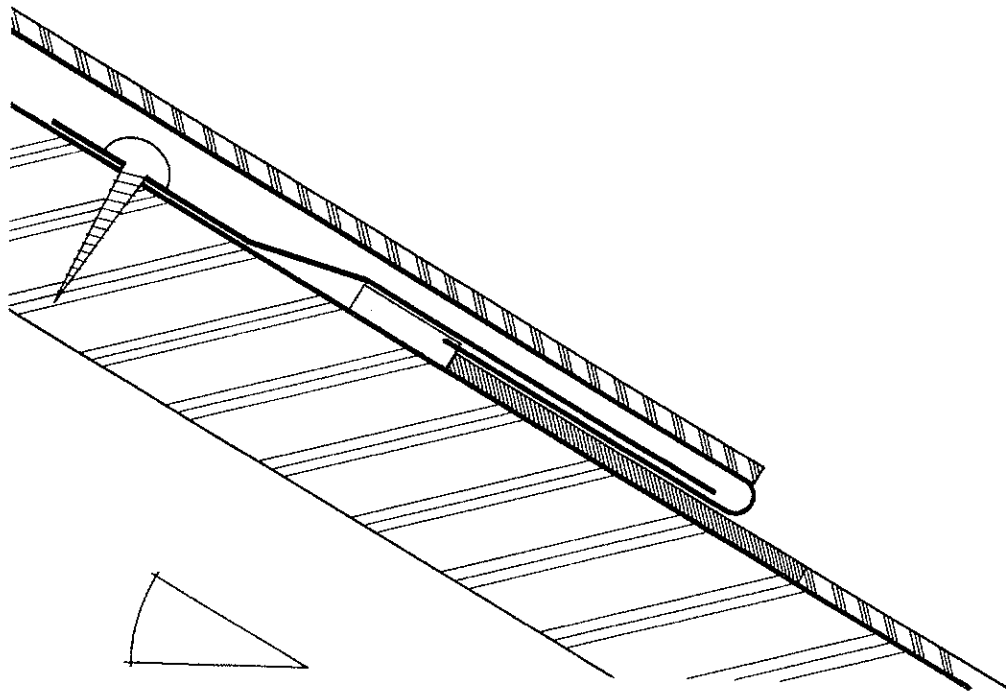


Figure 9: Détails constructifs des modules photovoltaïques amorphes USSC présentés au DEMOSITE

- *Module PV type ETERNIT (en étude).*

Des recherches sont actuellement menées par la firme ETERNIT pour développer un élément PV standard s'intégrant à leur système de toiture type ardoise couramment utilisé dans la construction. De manière simple, on pourrait ainsi adjoindre du photovoltaïque à un système constructif éprouvé.

Enfin, l'emploi de modules PV cristallins verre/verre ou verre/Tedlar nous paraît, à première vue, d'emploi contraignant pour des toitures avec lambrissage. En effet, ces modules nécessitent dans la plupart des cas :

- une ventilation arrière efficace afin de limiter les surchauffes
- un système de fixation complexe et onéreux
- une impossibilité de réaliser de manière simple et économique un pan de toiture nord identique au pan sud.

4.4.3 Marquise à toit plat

La construction de marquises à toit plat s'est généralisée depuis la fin de la première guerre mondiale. Conçues et réalisées dans un souci d'économie et de rentabilité, elles ont été calculées de manière à respecter au plus juste les normes et prescriptions en vigueur. Les ossatures sont construites dans des temps records et ont tendance à gagner en fonctionnalité ce qu'elles perdent en originalité. La disparition progressive d'un style architectural laisse place à une technicité faisant une large part à la rentabilité.

4.4.3.1 Marquise existante sans rénovation

Sur les marquises existantes, à équiper sans rénovations, l'intégration du photovoltaïque devrait être étudiée en tenant compte, en outre, des paramètres suivants :

- fixation ou lestage des panneaux PV sans percements de l'étanchéité
- respect de l'esthétique et des systèmes constructifs
- répartition des surcharges de manière égale et avec parcimonie afin d'éviter un effet de torsion généré par une charge asymétrique.

4.4.3.2 Marquise existante à rénover

L'étanchéité des marquises existantes à toit plat est généralement réalisée en feuille de cuivre, Eternit ou Sarnafil. Lors de la rénovation de ces toitures, l'étude pour le choix d'un élément photovoltaïque pourrait s'orienter vers un produit ayant les caractéristiques suivantes :

- léger, afin d'éviter les surcharges
- amorphe, impliquant l'absence de ventilation arrière des modules
- étanche, permettant la diminution des coûts d'installation photovoltaïque.

A titre d'exemple, des détails constructifs-types sont présentés à la figure 10. Les feuilles d'étanchéité usuelles Sarnafil ont été remplacées par des modules amorphes étanches. Les connexions sont extra-plate et placées sous les panneaux.

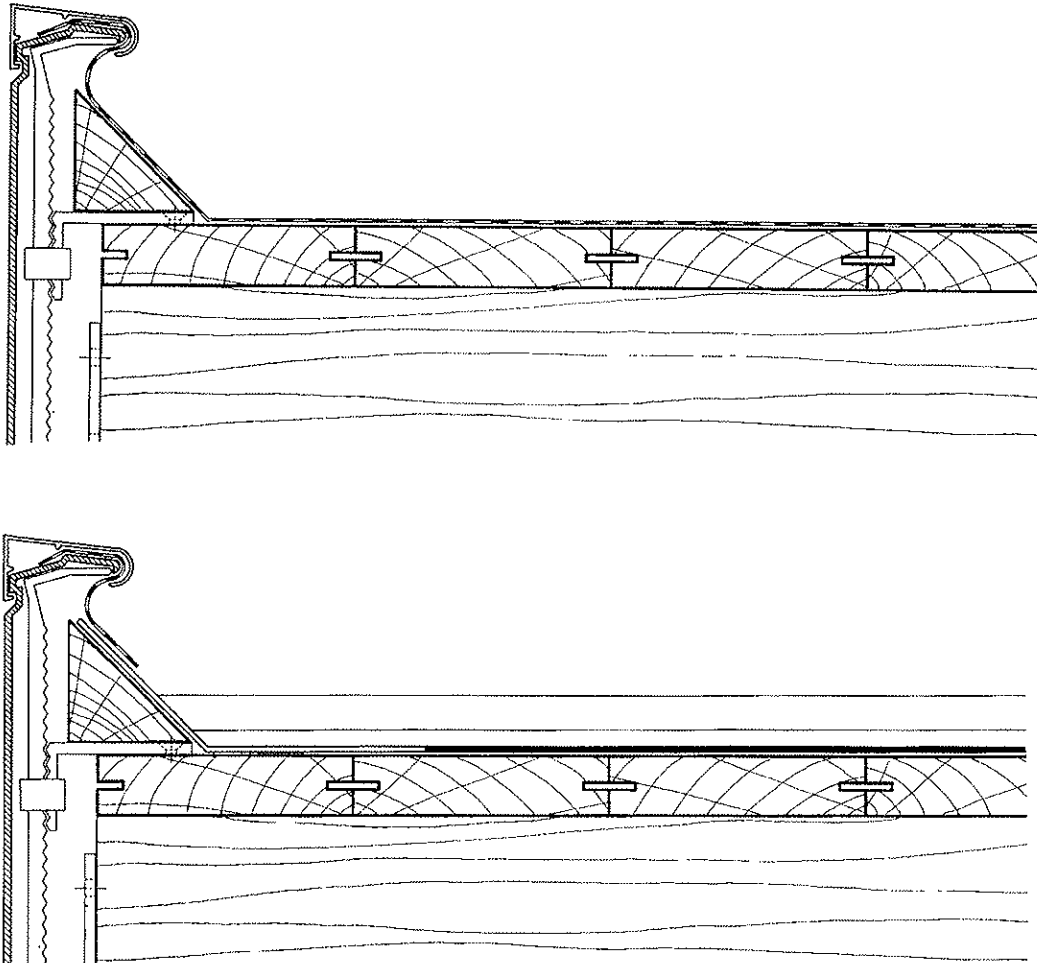


Figure 10: Détail-type du larmier des marquises existantes toits plats Sarnafil, en haut : usuel, en bas : avec modules étanches acier/Tefzel.

4.4.3.3 Nouvelle marquise

Dans le chapitre 4 de ce rapport, nous présentons la marquise de la gare de Morges récemment construite. Cette marquise intègre des modules photovoltaïques ajourés dans sa partie médiane et représente un exemple d'installation qui nous paraît réussie, alliant l'esthétique de la structure voulue par l'architecte à la fonctionnalité d'une installation photovoltaïque.

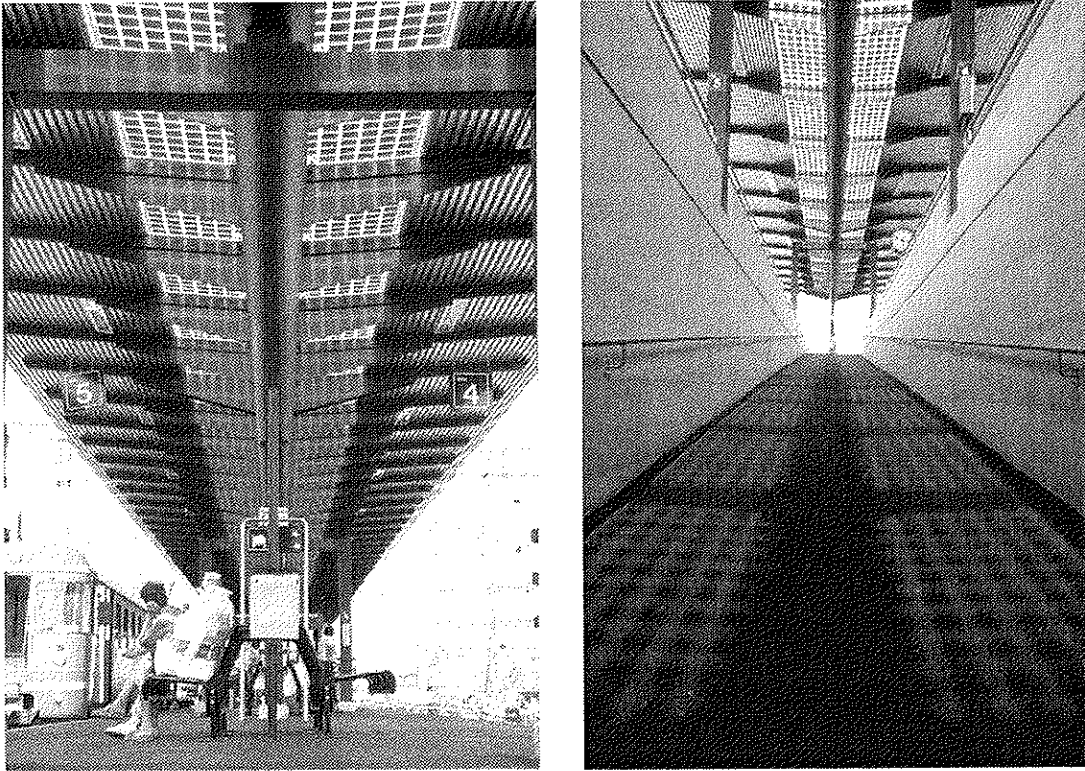


Figure 11: Vues de la marquise de la gare de Morges, arch. Ruetschi, 1995.

4.5 GRANDE MARQUISE ET HALLE FERROVIAIRE

4.5.1 Présentation

Les grandes marquises et halles rassemblent sous un même toit plusieurs quais. Leur hauteur est proportionnelle à la portée de la structure et leur longueur est déterminée par celle des convois à protéger, généralement admise entre 80 et 150 mètres.

Compte tenu de leurs surfaces et leurs hauteurs, les bâtiments ferroviaires de grande ampleur présentent l'avantage d'être moins sensibles à la salissure générée par les sabots de freins des wagons et locomotives. Dans le cas d'une installation photovoltaïque sur une toiture, on veillera à l'influence des mouvements d'air et à la qualité des rejets près des bouches de ventilation. Un nettoyage ponctuel devra probablement être prévu.

4.5.2 Exemples

Grande halle de la gare de Lausanne

De construction traditionnelle pour l'époque, la grande halle de la gare de Lausanne est formée de 13 travées de 15 mètres de moyenne d'entre-axe. Les fermes

métalliques en acier triangulé ont une portée de 29,70 mètres pour une dimension totale de 44 mètres. Un lambrissage en bois de 27 millimètres d'épaisseur est fixé sur des pannes intermédiaires, et l'étanchéité de la toiture est garantie par des tuiles.

Le pan sud de la toiture (sans les verrières) totalise une surface d'un seul tenant de 4300m². Cette surface présente les avantages d'avoir une orientation et une inclinaison idéales, d'être située en plein centre ville, et de permettre une réduction des coûts liée à l'économie d'échelle réalisée lors de la construction.

Compte tenu des détails constructifs existants, de nombreux types de panneaux photovoltaïques sont susceptibles d'être utilisés. Cependant, l'intégration doit aussi satisfaire aux conditions suivantes :

- utiliser un revêtement de surface mat, afin de ne pas causer d'éblouissements et être ressemblant aux toitures existantes alentour.
- éviter les surchauffes; lors d'une intégration de panneaux photovoltaïques cristallins sur une pente de 21 mètres de longueur, la ventilation arrière doit être réalisée en plusieurs endroits afin de garantir un refroidissement optimum.

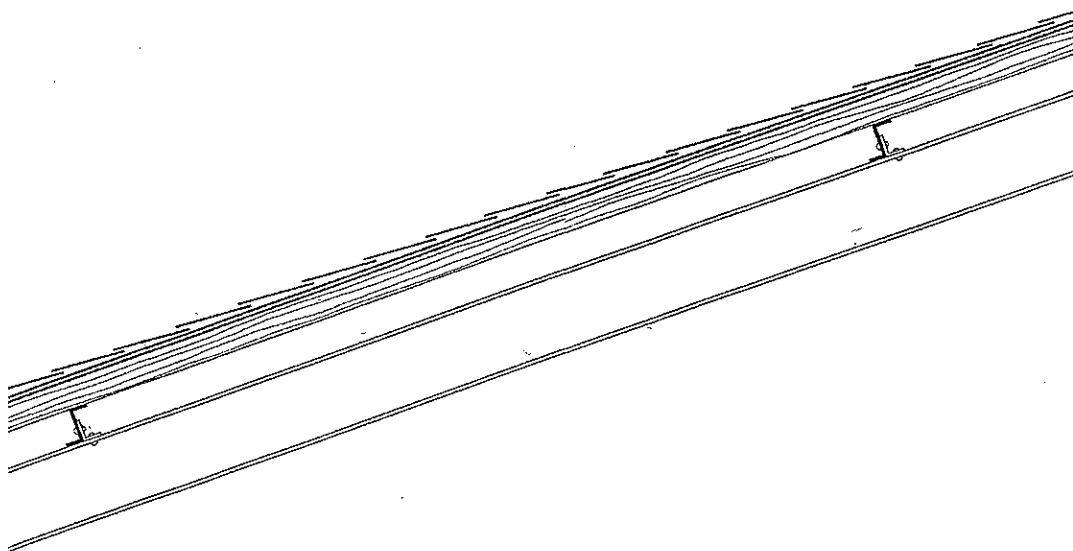


Figure 12: Détail-type de la toiture de la gare de Lausanne

Halle de la gare de Coire

La toiture de la gare de Coire a une surface de 4950 m². L'élément porteur est formé d'une construction tubulaire voûtée de 55 mètres de portée, en forme d'arc sous-tendu par des barres formant tirants. Cette structure métallique complexe a permis d'obtenir une efficacité statique optimale rendant tout contreventement superflu. Les verres feuilletés (deux fois 8 mm) lestent la toiture (afin de reprendre une partie des efforts ascensionnels dus au vent), et donnent une impression de légèreté à l'ensemble.

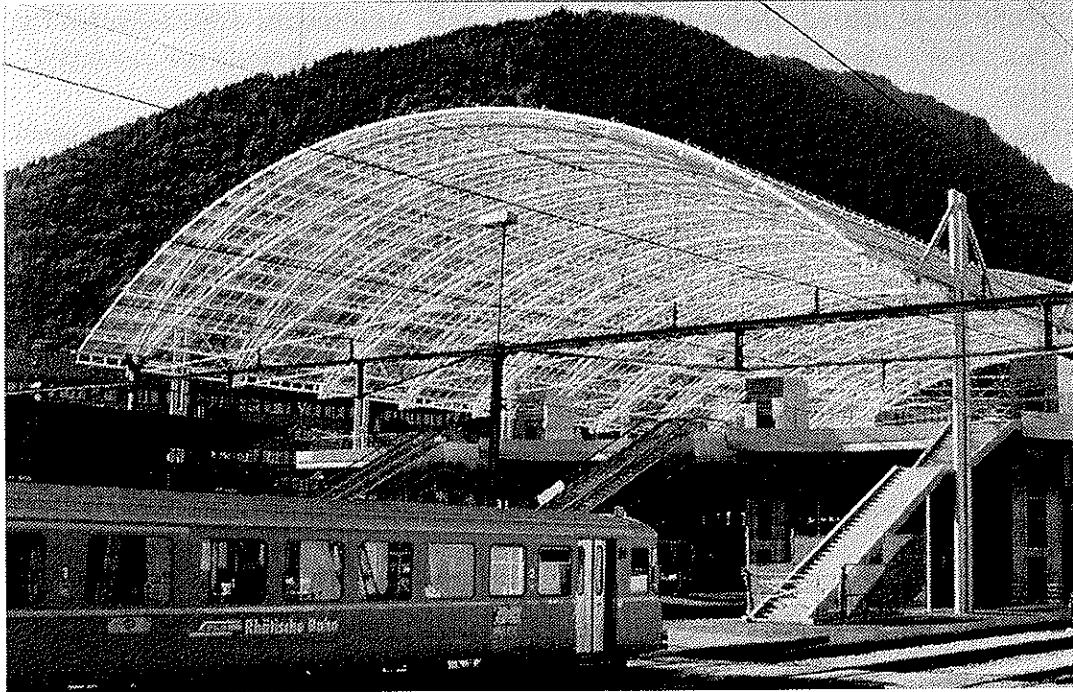


Figure 13: Vue de la halle de la gare de Coire

A nouveau, remplacer les verres feuilletés posés par des verres photovoltaïques de même apparence ne poserait aucun problème insoluble. Bien entendu, seule la partie correctement ensoleillée de cette halle devrait être équipée d'éléments photovoltaïques.

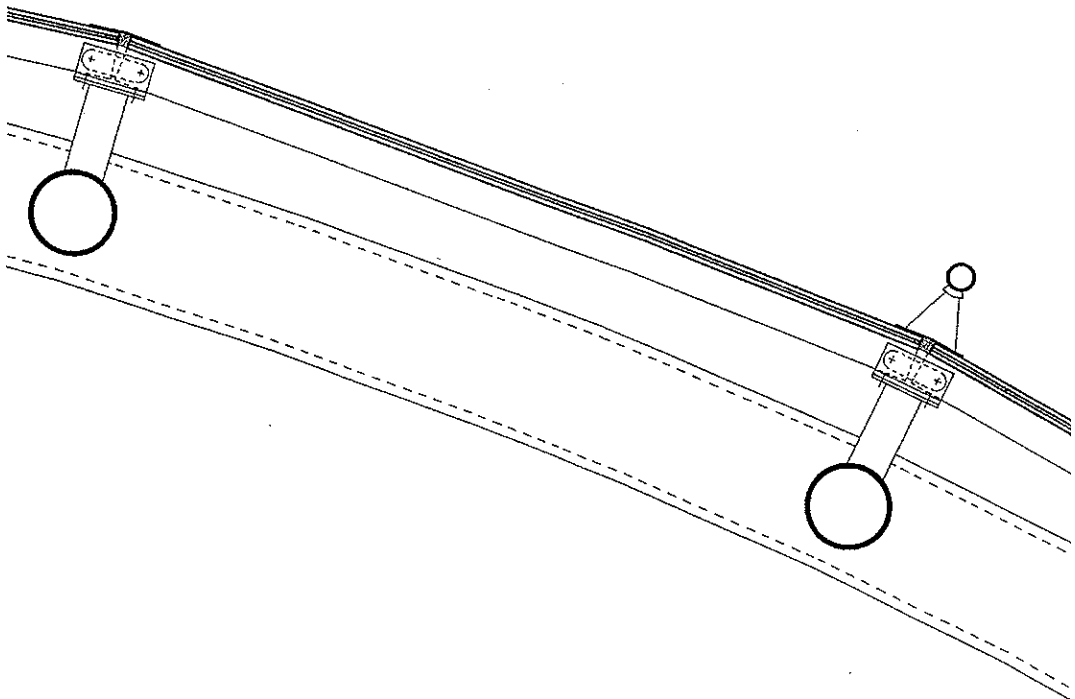
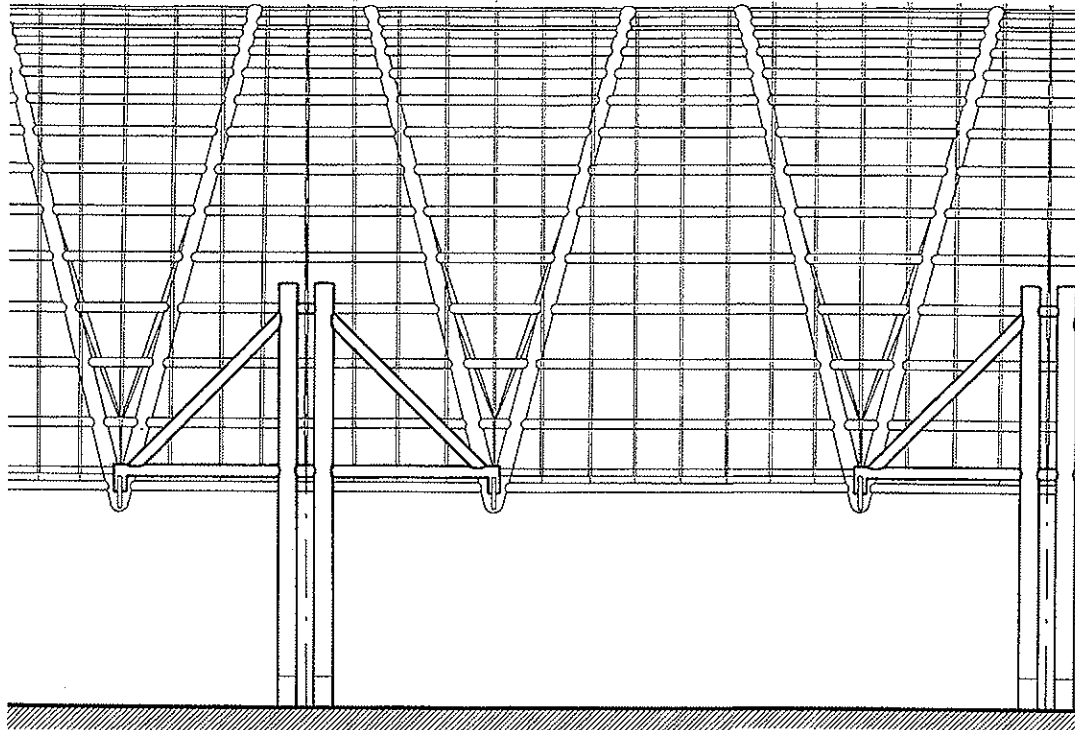


Figure 14: Coupe longitudinale partielle de la halle et détail d'un vitrage

4.6 CONCLUSIONS

Pour les marquises simples, les possibilités d'intégrer des éléments photovoltaïques doivent être évaluées en premier lieu en fonction de la fréquence des nettoyages.

A court terme, le photovoltaïque reste une énergie onéreuse. Afin de maximiser la production et de rentabiliser ainsi dans la mesure du possible l'investissement, des nettoyages fréquents sont obligatoires sur les marquises,. Actuellement, seul des éléments photovoltaïques cristallins ajourés, transparents ou translucides (type verre/verre ou verre/Tedlar), présentent des avantages à être intégrés. En effet ils apportent, en plus de l'électricité produite, de la lumière naturelle. Par ailleurs le lavage requis par les cellules photovoltaïques augmente la transmission lumineuse du verre tout en améliorant l'esthétique des marquises.

A moyen et à long terme, il peut être envisageable d'intégrer à grande échelle en Suisse des éléments photovoltaïques sur des marquises. Il faudrait tenir compte particulièrement des points suivants :

- pour les petites marquises, la salissure reste un problème important, il faut donc s'assurer qu'un nettoyage régulier sera garanti;
- l'ombrage partiel dépend fortement des équipements techniques de chaque gare; choisir le site en fonction de ce point également;
- si le vandalisme devient un problème sérieux, les marquises de gare resteront des endroits relativement sûrs (présence permanente).

Pour les bâtiment ferroviaires d'une certaine importance, les possibilités d'intégrer du photovoltaïque sont élevées. L'intégration sera identique à celle pratiquées actuellement dans la construction. Les modules photovoltaïques seront un des éléments de construction du bâtiment, à l'instar des vitrages, des tuiles, des bardages, etc... Le choix des types de cellule -monocristalline, polycristalline ou amorphe- dépendra aussi des contraintes constructives et économiques, ainsi que de critères esthétiques.

La pollution des capteurs solaires par l'environnement est une question souvent soulevée dans la littérature. Des chercheurs israéliens se sont préoccupés de l'influence des sables du désert sur le rendement de capteurs thermiques ainsi que sur la précision de pyranomètres [2] [3]. Une étude menée dans une ville du nord de l'Inde a montré une perte du facteur de transmission énergétique du verre de 2 à 60 % pour des plaques verticales et horizontales. Des recherches au Massachusetts Institute of Technology (USA) ont été menées afin de déterminer l'influence de la pollution urbaine sur les performances de modules photovoltaïques [4].

Pourtant ce n'est que dans notre pays que, à notre connaissance, des mesures ont été menées sur la pollution atmosphérique en bordure de gares de chemin de fer.

- Les mesures réalisées par l'équipe TNC Consulting à Coire le long d'une voie ferrée ont montré [5]:
 - Présence d'oxyde de fer, saleté opiniâtre qui nécessite un nettoyage efficace.
 - Forte dépendance du site (tronçon roulant ou freinant).
 - Les modules exposés à Coire (tronçon roulant) accusent une perte inférieure à 5 % après 140 jours.
 - Les modules exposés à Riazzino (tronçon freinant), à proximité d'une usine d'incinération, inclinés à 60 ° accusent une perte de puissance pouvant aller jusqu'à 20 % après 140 jours.
- L'étude entreprise en gare de Giubiasco (TI) sur des modules inclinés à 30° par la maison Elektrowatt de Zürich a montré [6]:
 - Présence de poussières de frein et de composants graisseux
 - Après deux mois d'exposition, baisse de puissance remarquée de 4,5 %.
- Le stand d'essai de méga-modules à Breite (BS) monté par le bureau Alpha Real a révélé une forte salissure, sans donner de valeurs quantitative [7].
- La mesure effectuée par le Joint Research Centre (Ispira - Italie) en collaboration avec le TISO (CH) sur l'installation de 20 kW de Giubiasco (modules inclinés à 30°) a montré une perte de puissance 6,2 % après une exposition d'environ 2 ans [8].

De toutes ces démarches entreprises, aucune cependant ne répond de manière précise à la question : Quelle est l'évolution du facteur de transmission énergétique du verre relativement au spectre d'absorption du silicium (FTES) en fonction du nombre de jours d'exposition de plaques de verre sur une marquise de gare ?

Afin de répondre à cette question, nous avons entrepris d'installer un stand d'essai comprenant différents types de verre ayant différentes inclinaisons sur une marquise de la gare de Morges (figure 16).

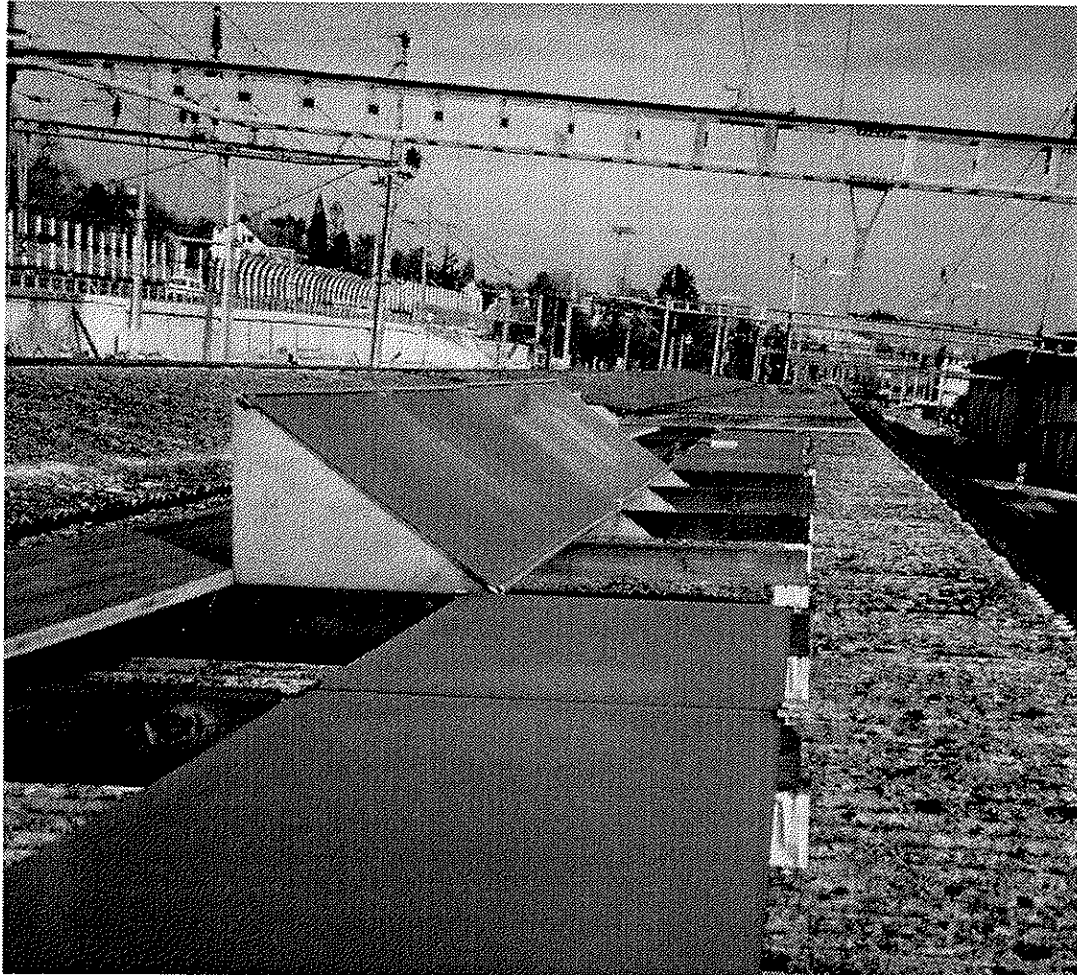


Figure 16: photo du stand

Celui-ci était équipé de cinq types de verre, à savoir :

- verre lisse OPTIWHITE*
- verre "peau d'orange" SOLITE*
- verre lisse avec revêtement TEFZEL
- verre lisse avec revêtement hydrophobe G18
- verre lisse avec traitement CLEAR SHIELD

* types de verre couramment utilisés dans l'industrie photovoltaïque.

Nous disposons de quatre plaques de 60 x 100 cm de verre SOLITE et OPTIWHITE. Deux plaques ont été posées à plat sur la marquise (SOL 0, OPTI 0) alors que les deux autres étaient inclinées à 30° (SOL 30, OPTI 30) faisant alors office de référence. Deux plaques de verre revêtues d'un film TEFZEL** ont été disposées à plat (TEFZEL O). Une plaque de chaque verre traité G 18** et CLEAR SHIELD** de 30 x 60 cm ont été disposées à plat. De plus, afin de détecter une éventuelle variation de salissure entre les deux extrémités du stand d'essais long de 12 m, deux plaques de verre de même type ont été disposées de part et d'autre de ce dernier (EST, OUEST).

** La documentation relative à ces traitements se trouve en annexe.

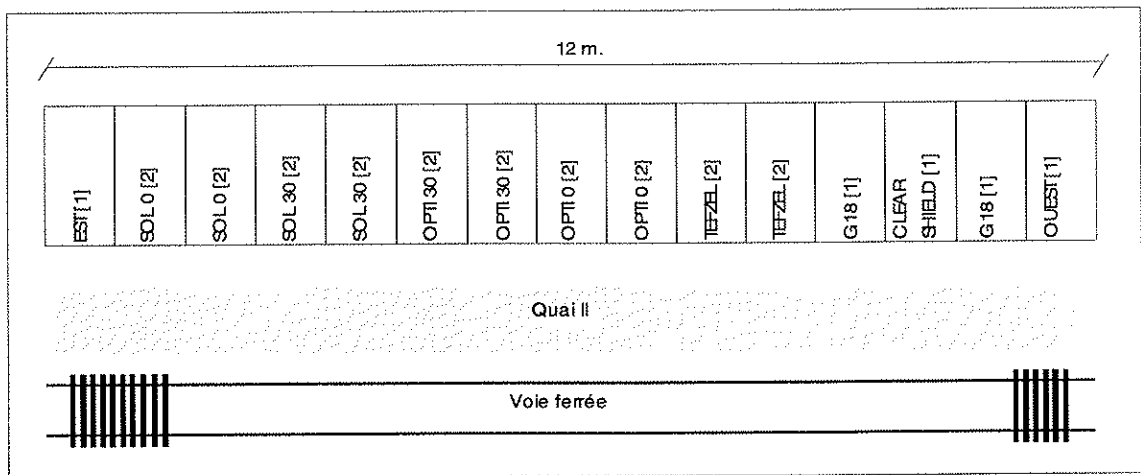


Figure 17: Plan du stand de mesure. Les plaques de verre spécifiées par [1] ont une dimension de 30 x 60cm., par [2] de 60 x 100 cm.

Parallèlement à ce stand d'essai, trois autres dispositifs comprenant deux verres OPTIWHITE inclinés à 0 et à 30° ont été installés dans un milieu urbain (le quartier du Flon à Lausanne), dans un milieu périurbain (sur le toit du LESO, Ecublens) et enfin à la campagne (Arbaz VS).

Afin d'étoffer encore cette étude, des mesures de salissure de modules exposés sur le DEMOSITE à Ecublens ont été réalisées en traçant la caractéristiques tension courant de ces éléments photovoltaïques avant et après les avoir nettoyés.

5.1.1 Méthodologie de la mesure

La méthodologie suivie pour la mesure du facteur de transmission énergétique du verre relativement au spectre d'absorption du silicium cristallin (FTES) des différentes plaques de verres exposées sur le stand d'essai a été la suivante :

Pour les verres OPTIWHITE, SOLITE et TEFZEL, les plaques de 100 x 60 ont été divisées en trois plages égales afin de profiter, pour chaque verre et chaque inclinaison de 6 plages de mesures (figure 18).

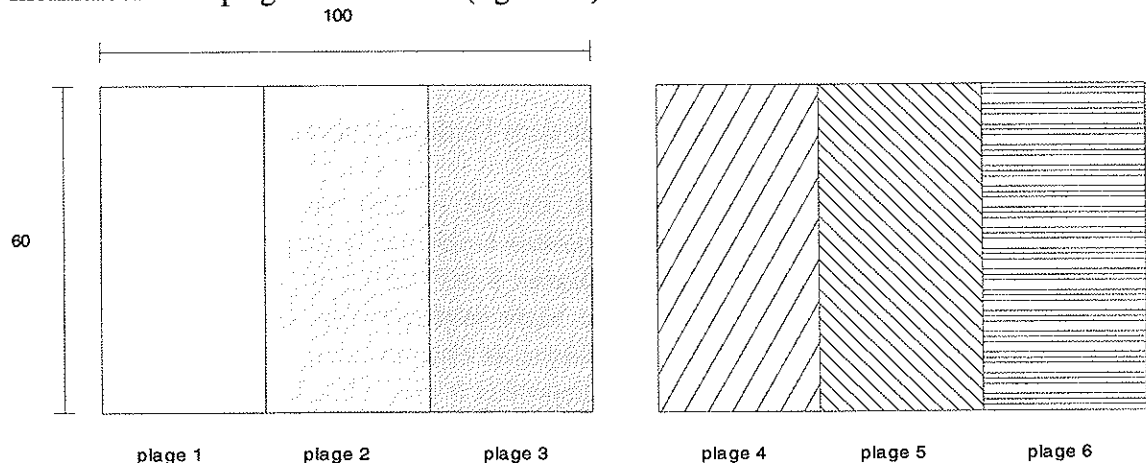


Figure 18: plages de mesure pour les verres OPTIWHITE, SOLITE et TEFZEL.

Une systématique de la mesure a permis de mettre à profit les 6 plages de mesure. Elle a été la suivante :

- Lors de la pose du stand au temps T_0 , chaque plage a été mesurée afin de déterminer un FTES moyen des différents verres.
- Au temps T_1 , le FTES de la plage 1 est établi. Puis cette plage est nettoyée et son FTES est à nouveau mesuré afin de déterminer l'efficacité du nettoyage.
- Au temps T_2 , le FTES de la plage 2 est établi, la plage est nettoyée et à nouveau mesurée. Entre temps, la plage 1 a subi une exposition d'une durée $|T_2 - T_1| [j]$. Son FTES est alors déterminé par mesure.
- De même, au temps T_n , le FTES de la plage n est établi, celle-ci est nettoyée et son FTES à nouveau mesuré. La plage n-1 a subi alors une exposition de durée $|T_n - T_{n-1}|$ jours. La plage n-2 a été exposée $|T_n - T_{n-2}|$ jours, etc., leur FTES est alors mesuré.

On dispose ainsi, après 6 visites du stand d'essais, pour les verres SOLITE OPTI, SOLITE 30 OPTI30 et PEFZEL de 21 mesures de facteurs de transmission pour des temps d'exposition de zéro à T_6 jours (Table 1).

Plage temps	1	2	3	4	5	6
T_0	F_0	F_0	F_0	F_0	F_0	F_0
T_1	$F_{1-0} / F_{\text{nett.}}$					
T_2	F_{2-1}	$F_{2-0} / F_{\text{nett.}}$				
T_3	F_{3-1}	F_{3-2}	$F_{3-0} / F_{\text{nett.}}$			
T_4	F_{4-1}	F_{4-2}	F_{4-3}	$F_{4-0} / F_{\text{nett.}}$		
T_5	F_{5-1}	F_{5-2}	F_{5-3}	F_{5-4}	$F_{5-0} / F_{\text{nett.}}$	
T_6	F_{6-1}	F_{6-2}	F_{6-3}	F_{6-4}	F_{6-5}	$F_{6-0} / F_{\text{nett.}}$

- F_{i-j} : Facteur de transmission du verre exposé du temps T_j au temps T_i ,
- $F_{\text{nett.}}$: Facteur de transmission du verre après nettoyage,
- F_0 : Facteur de transmission du verre dans son état initial.

Table 1 : tableau synoptique de la procédure de mesures suivies lors de l'étude.

5.1.2 Le système de mesure

Afin de répondre aux exigences de sécurité de la régie des Chemins de Fer Fédéraux (CFF), nous avons dû effectuer nos mesures de nuit, une fois les lignes adjacentes à la marquise déclenchées. Pour ce faire, un dispositif de mesure a été conçu au LESO-PB. Il se compose d'une lampe halogène de 50 W (12 V) dont le faisceau lumineux guidé par un cône d'aluminium frappe une cellule de référence ESTI SENSOR (figure 19). Le signal transmis par la cellule est enregistré sur un datalogger de type CAMPBELL SCIENTIFIC programmé pour l'occasion.

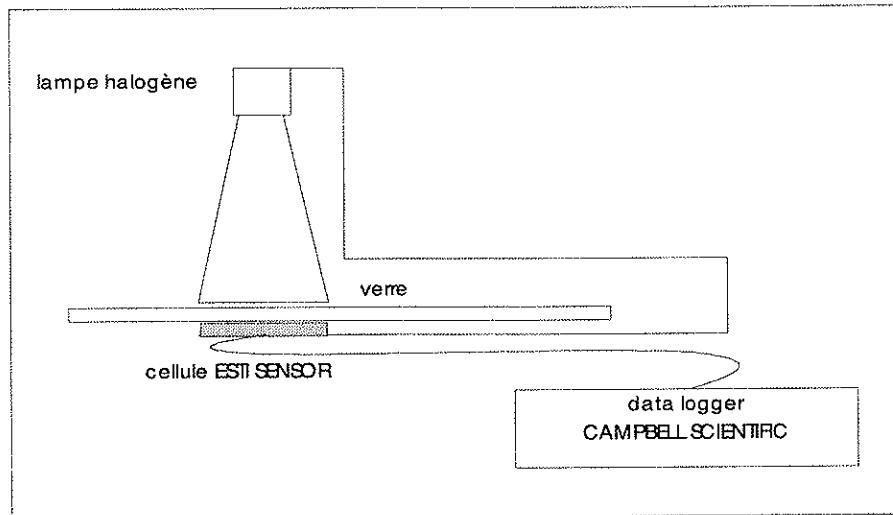


Figure 19: schéma du système de mesure

La source lumineuse a été calibrée par comparaison de mesures du FTES de plaques de verre soumises à différentes salissures pour un rayonnement solaire direct et pour le rayonnement de la lampe. Les résultats de cette calibration montrent une très bonne adéquation entre les deux signaux enregistrés (voir chapitre suivant).

Ainsi, s'il présente l'inconvénient de nécessiter une calibration de la source lumineuse, ce dispositif de mesure offre en revanche l'avantage de n'être point soumis aux phénomènes difficilement maîtrisables tel que :

- dépendance angulaire du facteur de transmission lumineuse du verre (composante importante par temps diffus);
- disparité spectrale du rayonnement solaire.

De ce fait, en considérant une source constante, les résultats obtenus lors des différentes visites du stand d'essai permettent des comparaisons cohérentes.

5.1.3 Calibration de la source lumineuse

La calibration de la source lumineuse de notre dispositif de mesure a été effectuée par la mesure du FTES de 4 plaques de verre exposées durant des périodes de 0 à 200 jours. Le FTES des verres a été déterminé une fois avec notre système de mesure, de nuit, et une seconde fois de jour, par ciel clair à incidence directe. Les résultats de cette calibration montrent une bonne adéquation entre les mesures du FTES enregistrées avec une source artificielle et celles avec le soleil (figure 20) sous incidence directe. La différence relative des signaux de mesure ne varie pas de plus de 1.5 %.

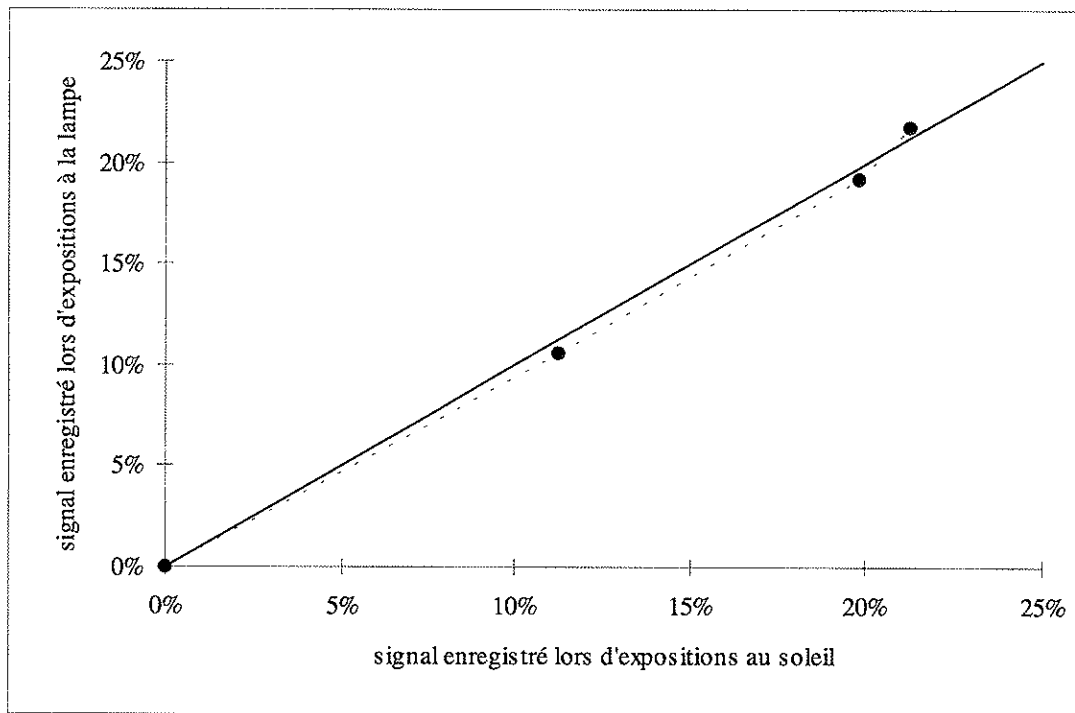


Figure 20: signaux enregistrés lors d'expositions au soleil en fonction de ceux enregistrés lors d'exposition à la source artificielle.

5.1.4 Principe de mesure et précision

Ne pouvant assurer la stabilité de la source durant toute la durée de la mesure (entre 2 et 4 heures), nous avons procédé comme suit :

Cent mesures, espacées d'une demi-seconde, de l'intensité du faisceau artificiel frappant la cellule de référence immédiatement (le seul l'obstacle étant l'air) ont été enregistrées entre chaque série de mesures de transparence du verre considéré. Le FTES du verre se trouve ainsi déterminé par

$$\text{FTES} = \frac{I_v}{I_a}$$

I_v : moyenne de l'intensité du faisceau traversant le verre

I_a : moyenne de l'intensité du faisceau frappant immédiatement la cellule

Cette méthode nous a ainsi permis d'assurer une bonne précision à nos mesures, l'écart-type relatif des séries de cent mesures n'étant qu'exceptionnellement supérieur à 0,2 %.

D'autres sources d'erreurs sont susceptibles d'entacher les résultats de nos mesures, à savoir :

- imprécision du datalogger (0.1 %),
- imprécision sur le signal émis par la cellule de référence (1 %).

La combinaison de ces sources d'erreurs entache le résultat final d'une erreur inférieure à 2 %.

5.1.5 Résultats

Les résultats obtenus lors de l'année de mesures sont présentés en deux chapitres. Cette campagne de mesure a en effet montré que le phénomène de salissure rencontré aux abords d'une gare ne peut en rien se comparer à d'autres types de pollution.

5.1.5.1 Sur les marquises

La campagne de mesures en gare de Morges a duré une année. Durant cette période, le FTES des différents verres a été établi vingt et une fois. Les principaux résultats qui ressortent de ces mesures sont :

- La différence relative entre la perte des FTES du verres EST et celle du verre OUEST est inférieure à 2 %. La pollution a donc été considérée comme étant homogène sur le stand d'essai.
- Pour chaque mesure effectuée, la variation relative du FTES a été établie; elle se définit comme suit :

$$V(j) := \frac{FTES(j)}{FTES(j_0)}$$

- V (j) : variation relative du FTES
FTES(j) : facteur de transmission énergétique du verre au jour j,
FTES(j₀) : facteur de transmission énergétique initial.

- La variation relative du FTES des différentes plaques de verres exposées peut être approximée par l'expression suivante :

$$P(j) = 1 - V(j) = (1 + a \cdot j)^{-b} [\%]$$

- $P(j)$: perte relative du FTES du verre,
- j : nombre de jours écoulés,
- a : coefficient dépendant du type de verre ($a \cong 1/20$ pour le verre de type "peau d'orange"; $1/50$ pour le verre lisse),
- b : coefficient dépendant de l'inclinaison du verre ($b \cong 1/8$ pour une inclinaison de 0° ; $1/14$ pour une inclinaison de 30°).

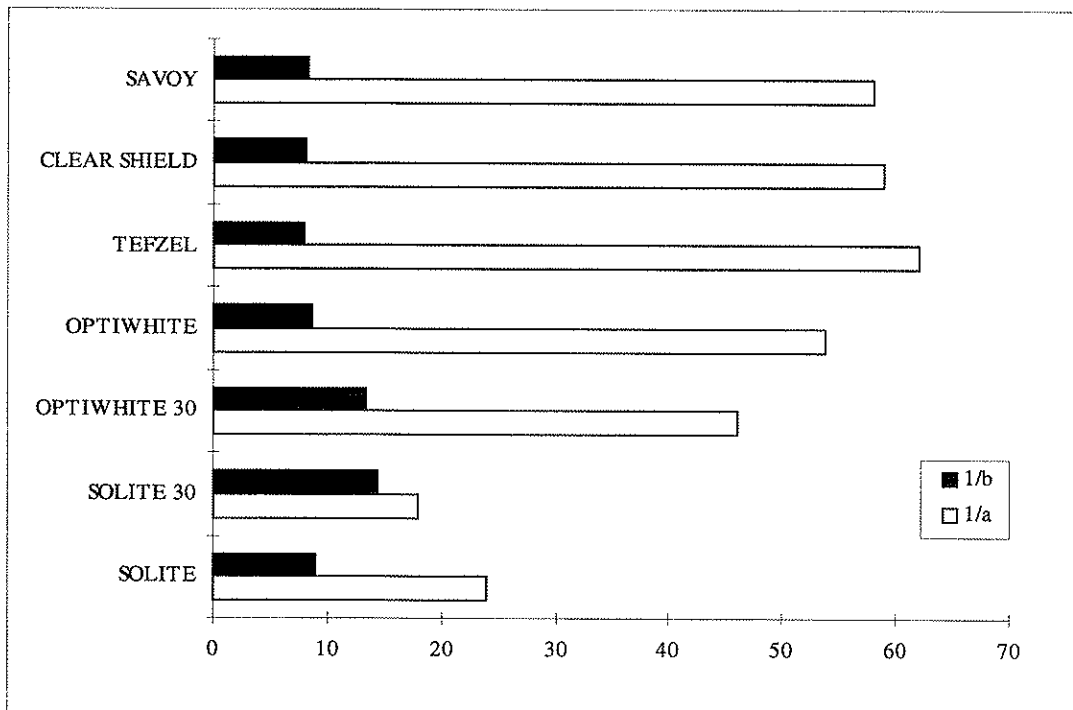


Figure 21: valeurs des coefficients $1/a$ et $1/b$ pour les différents types de verre

- Les plaques de verres disposées horizontalement présentent un dépôt de poussière en moyenne supérieure de 25 % à celui des plaques inclinées.

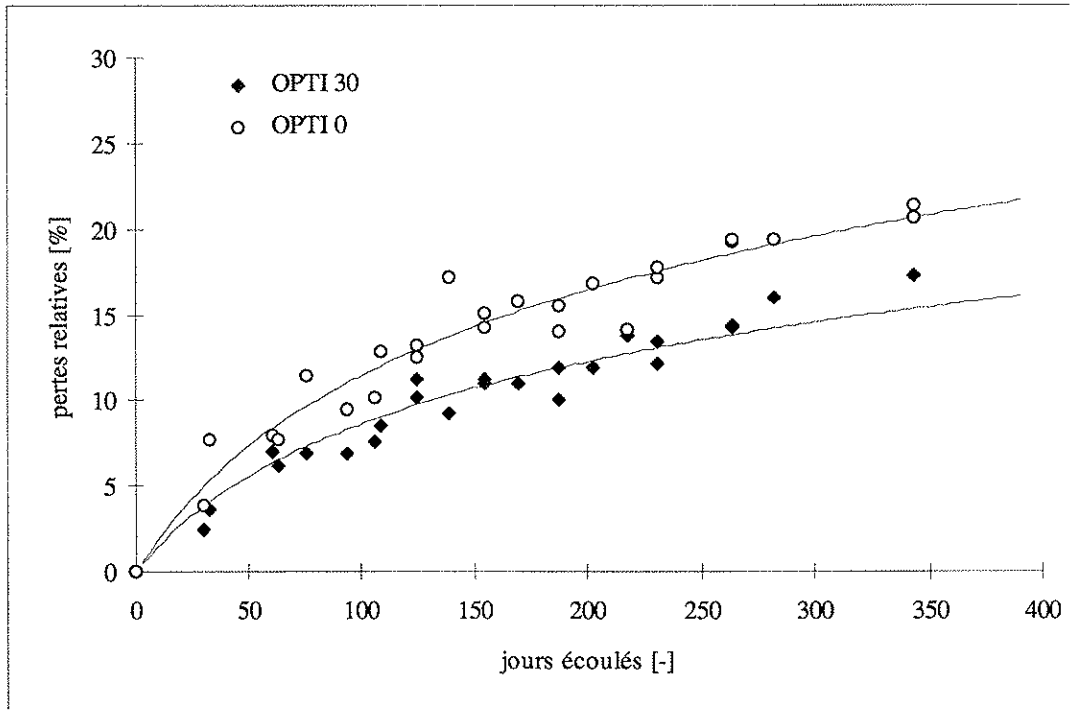


Figure 22: profil des pertes relatives du FTES du verre OPTIWHITE disposé horizontalement et incliné à 30°

- La pollution adhère plus facilement sur le verre SOLITE (revêtement "peau d'orange") que sur un verre lisse (environ 15 % de plus de perte de FTES que les verres OPTIWHITE et TEFZEL) (figure 23).

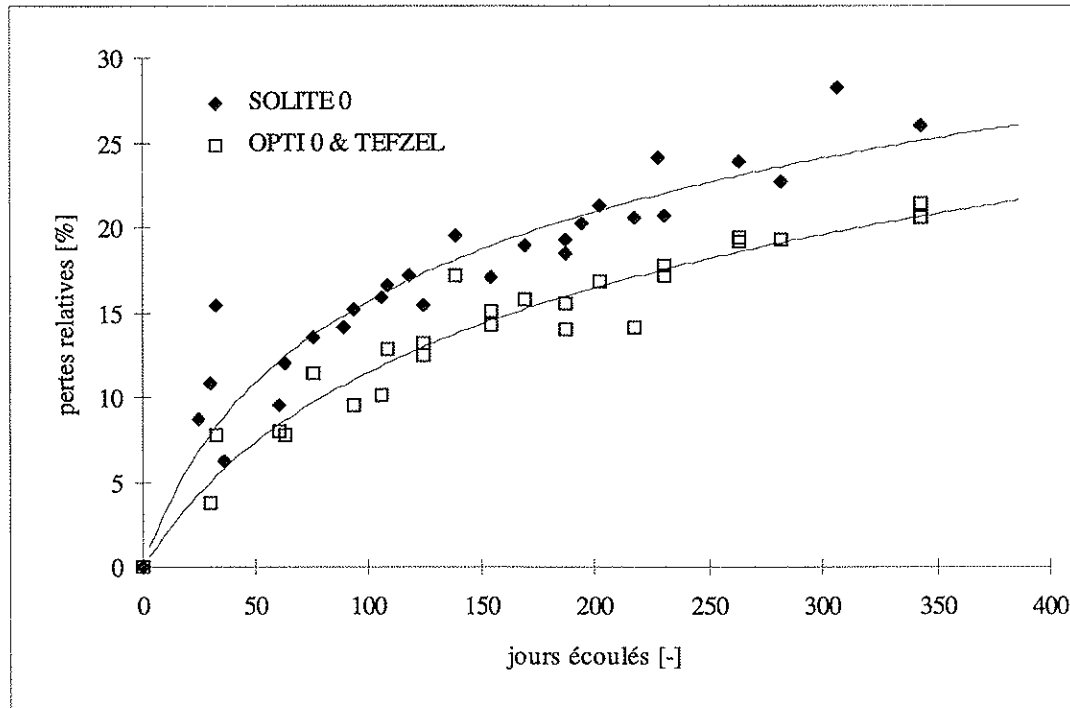


Figure 23: profil des pertes relatives du FTES du verre SOLITE, TEFZEL et OPTIWHITE disposés horizontalement

- Les verres traités (revêtement TEFZEL, verre CLEAR SHIELD avec verre G18) n'offrent pas une meilleure résistance au dépôt que le verre OPTIWHITE (figure 24).

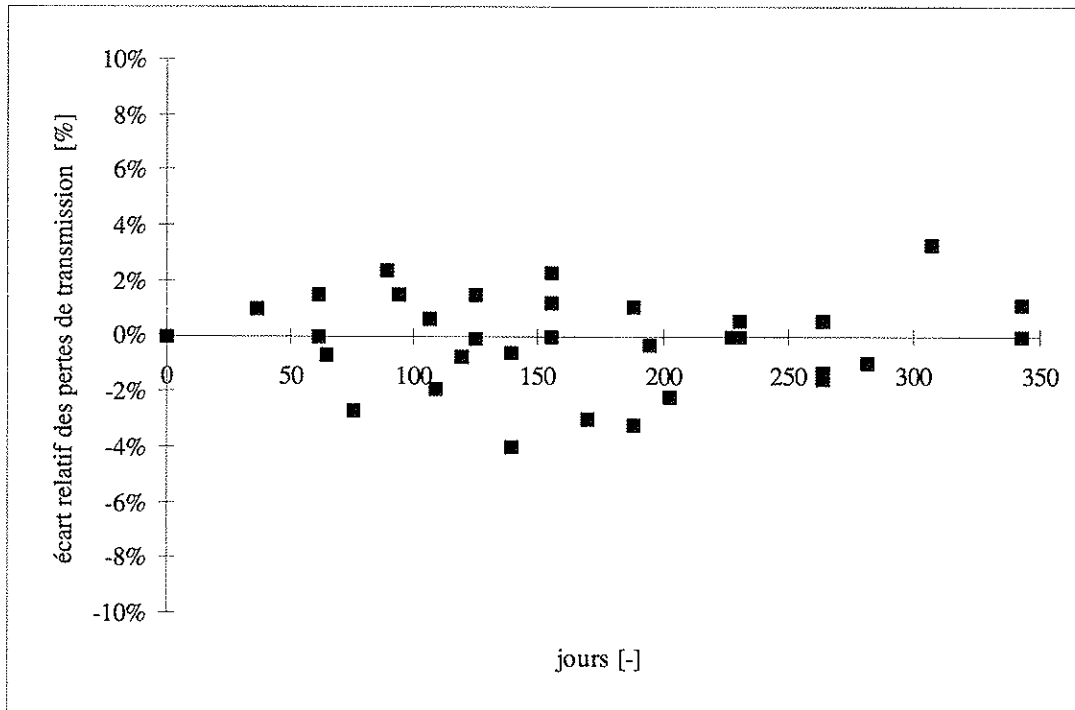


Figure 24 : Ecart relatif de mesure du FTES entre les trois verres traités et le verre OPTIWHITE

- Du fait de sa surface "peau d'orange", le verre SOLITE ne retrouve pas son FTES initial après nettoyage - perte subsistante variant de 6 à 9% - alors que l'OPTIWHITE et le TEFZEL le retrouvent.

5.1.5.2 A l'extérieur de la gare

La campagne de mesure menée à Ecublens (milieu périurbain), à Lausanne (milieu urbain) et à Arbaz (à la campagne), apporte les résultats suivants :

- Nous n'observons pas de différences caractéristiques entre la perte du FTES du verre entre ces trois milieux. La diminution de transmission peut atteindre 3 à 4 % suivant les conditions météorologiques mais ne dépasse jamais ce seuil même après une année d'exposition (verres à plat).
- L'effet de l'inclinaison (0 et 30°) est remarqué quoique faiblement (perte de FTES de 1 - 3 % pour une inclinaison de 30°).

Afin d'étoffer ces résultats, d'autres mesures ont été entreprises à savoir :

- La caractéristique tension-courant d'un module du troisième pavillon du DEMOSITE a été tracée avant et après nettoyage de ce dernier. Ce module avait alors séjourné plus d'une année, incliné à 30°, dans le parking sud de l'EPFL.

Les résultats de ces mesures montrent une baisse de puissance du module de 3.5 % dû au dépôt atmosphérique (figure 25).

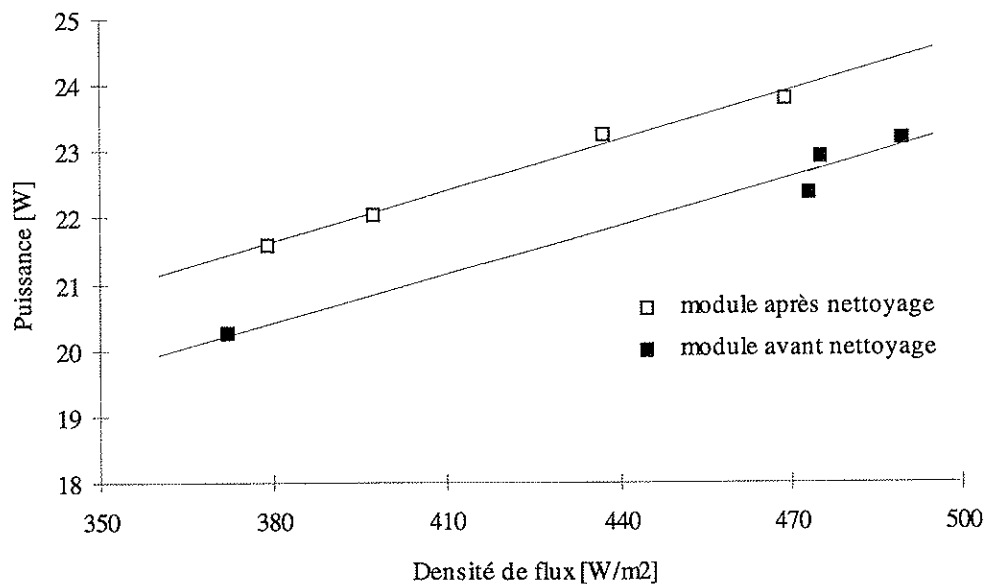


Figure 25: Effet du nettoyage sur la puissance d'un module photovoltaïque exposé une année en milieu périurbain et incliné à 30°

- A nouveau sur le DEMOSITE la même opération a été menée sur un module du premier pavillon. Dans ce cas, l'inclinaison du module est supérieure à 70°; aucune amélioration n'a été enregistrée après nettoyage du panneau photovoltaïque.

5.1.6 Conclusions

Les principales conclusions qu'il nous est permis de tirer au terme d'une année de mesure de dépôt de salissure sur des plaques de verre en différents milieux sont les suivantes :

- Le genre et le degré de pollution rencontrés en gare sont spécifiques à ce milieu et ne peuvent pas se comparer à des observations faites en dehors du réseau ferroviaire.
- Dans cette situation aucun des verres traités que nous avons testés ne s'est avéré plus résistant au dépôt de salissure que le verre standard OPTIWHITE.
- L'intégration d'éléments photovoltaïques sur des marquises de gare nécessite un entretien spécifique de l'installation. La perte moyenne du FTES à travers le verre après x jours peut être approximé par la fonction :

$$\langle P \rangle = \frac{1}{x} \cdot \int_0^x (1 - V(j)) dj$$

$\langle P \rangle$: perte moyenne du FTES après x jour,

$V(j)$: variation relative du FTES

La résolution de cette intégrale fournit ainsi une perte moyenne donnée par l'expression suivante :

$$\langle P \rangle = 1 - \frac{1}{a \cdot x \cdot (1-b)} \cdot [(1 + a \cdot x)^{(1-b)} - 1]$$

Ainsi, en fixant une perte moyenne tolérée, la fréquence de nettoyage peut être déduite de l'équation ci-dessus.

Par exemple, en tolérant une diminution de transparence du verre OPTIWHITE de 6%, un nettoyage est nécessaire tous les 80 jours, soit une fréquence de nettoyage de 4 à 5 fois par an (figure 26).

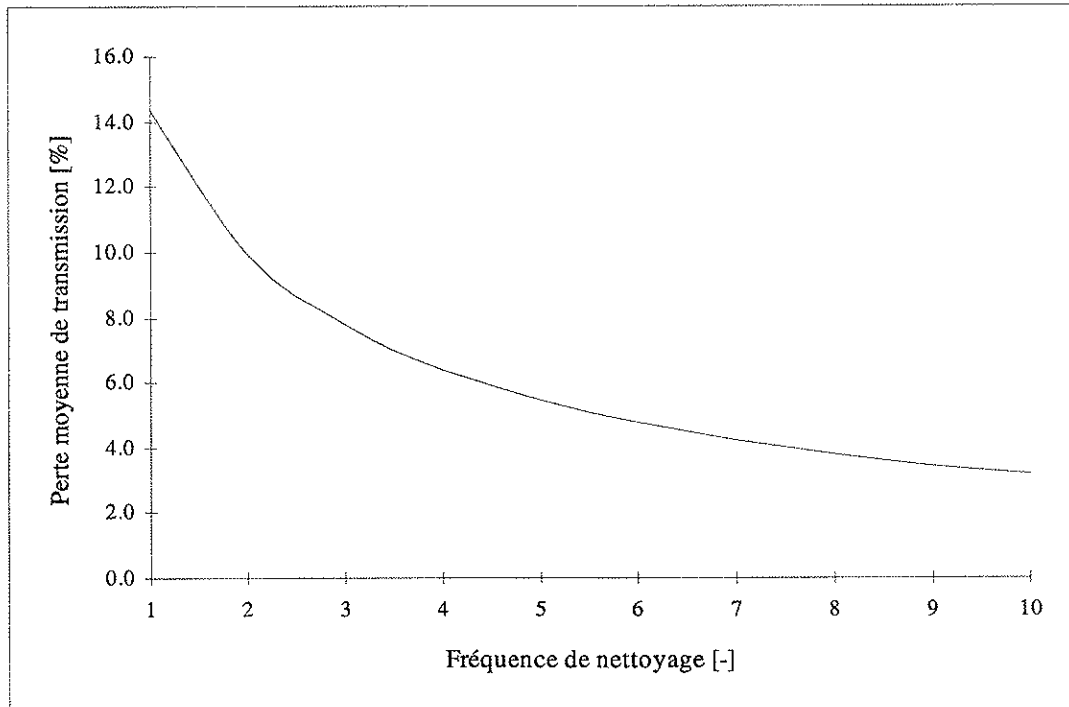


Figure 26: Perte moyenne de transmission énergétique en fonction de la fréquence de nettoyage.

- Hors de l'environnement CFF, la salissure ne pose pas un problème majeur. En effet, lors de toutes nos mesure ponctuelles de transparence ou de caractéristique de modules, il s'est révélé que la perte enregistrée ne dépassait jamais 4 %. Les valeurs maximales ayant été enregistrées après des périodes de sécheresse ou au printemps, lors des vents de pollen.

5.1.7 Remarques additionnelles

Afin de mieux cerner le problème de la pollution en gare et celui de son nettoyage, deux voies de recherches complémentaires ont été explorées, à savoir l'analyse d'un verre pollué et la recherche d'un produit de nettoyage performant.

5.1.7.1 Analyse du verre

Un échantillon de verre pollué a été confié au Dr Houriet du Laboratoire des Poudres de l'EPFL pour une étude de surface. Cette analyse a utilisé comme moyens d'investigation l'observation au microscope optique, l'analyse élémentaire par spectroscopie de fluorescence X (XRF), l'analyse de la surface par spectroscopie des photoélectrons (ESCA/XPS) ainsi que l'analyse de la composition par spectroscopie infrarouge (FTIR). Elle a fourni les résultats suivants :

- La pollution se compose principalement de deux constituants, l'un gras et l'autre constitué de fer sous forme d'oxyde (Fe_2O_3 , FeO et Fe_3O_4 hydraté (OH)).
- La partie grasse contient des hydrocarbures usuellement présents sur une surface couverte d'huile. Ces hydrocarbures se trouvent en surface sur l'oxyde de fer.
- Sur la surface supérieures du verre, le taux de déposition est élevé. Cette surface subit de plus l'action directe des intempéries ce qui provoque la formation d'un dépôt irrégulier comportant des amas alternés de fer et d'huile.

Le résumé du rapport se trouve en annexe et le rapport lui-même est à disposition au LESO.

5.1.7.2 Produit de nettoyage

Au vu des résultats enregistrés lors de cette année de mesures, la réalisation d'une installation photovoltaïque sur les marquises de la gare de Morges se conçoit uniquement si un nettoyage régulier du champ est effectué. L'assurance du respect de cette condition est d'autant plus grande qu'un produit de nettoyage performant est proposé.

C'est dans cette optique qu'une enquête auprès des CFF a été menée afin de profiter de leur expérience en matière de nettoyage. Il s'est avéré alors que le produit utilisé habituellement pour le nettoyage des verrières (à Renens et à Vevey) n'était pas très performant tout en étant corrosif. Après avoir effectué une recherche auprès des fabricants de détergents, nous avons testé un produit de la maison Crous Chemical à Interlaken. Ce produit, déjà utilisé pour le nettoyage des locomotives et des wagons en Afrique du Sud, se vaporise sur la surface et dissout la salissure. Il demande moins d'effort qu'un détergent conventionnel et permet un nettoyage complet du verre. Il a très vite séduit le personnel chargé du nettoyage de la verrière de la gare de Vevey et il sera proposé à l'équipe d'entretien de l'installation photovoltaïque de la gare de Morges. Le résumé de l'étude du produit de nettoyage, menée principalement par COPER, se trouve en annexe, le rapport est disponible auprès du LESO.

5.2 COMPATIBILITE ELECTROMAGNETIQUE

5.2.1 Introduction

Lorsqu'un système fonctionne sans être perturbé par les interactions électromagnétiques environnantes (champs magnétiques, champs électriques, décharges électrostatiques, ...) et sans perturber les systèmes alentour, alors on parle de compatibilité électromagnétique (C.E.P.).

L'environnement électromagnétique d'une gare est passablement perturbé et une installation photovoltaïque peut soit en souffrir, soit y ajouter des perturbations supplémentaires. Pour cette raison, une étude sur la C.E.P. d'installations photovoltaïques en milieu ferroviaire a été menée conjointement par ABB et TNC Consulting [9] en 1992.

Cette étude est très détaillée et nous en donnons ici les résultats nécessaires au cas qui nous occupe.

5.2.2 Le champ électromagnétique autour d'installations photovoltaïques

5.2.2.1 Emissions

On considère ici les perturbations causées par les systèmes photovoltaïques. Il s'agit :

- d'émissions transmises par les lignes : harmoniques (normes EN 60555, VDE 0838, ASE/SEV 3601.2), radiofréquences (Norme DIN VDE 0871, CENELEC EN 55014), couplage capacitif ou inductif entre sortie AC et entrée DC
- de champs directement émis par le boîtier du convertisseur statique ou rayonnés par les conducteurs de puissance (norme DIN VDE 0871).

Même si les niveaux d'émission prescrits par les normes sont inférieurs aux niveaux d'immissions d'un facteur de 10^5 environ, les convertisseurs statiques disponibles actuellement respectent pratiquement tous les normes en vigueur. Dans ces conditions, ces champs ne risquent pas de perturber les différentes installations ferroviaires (locomotive, signalisation, aiguillage, ...).

Toutefois, l'étude [9] a mis en évidence que des perturbations dans certaines bandes radiofréquences peuvent survenir. Ces perturbations sont de faible importance et peuvent être atténuées de cas en cas si cela s'avère nécessaire.

5.2.2.2 Immissions

Les perturbations principales présentes en site ferroviaire sont causées par :

- les lignes de transport d'énergie électrique (réseau CFF 15 kV, 16 2/3 Hz [norme VDE 0228], réseau 50 Hz),
- les locomotives,
- les émetteurs radiofréquences (PTT, CFF, autres)
- la foudre.

De ces différentes perturbations, celles causées par les locomotives et les émetteurs CFF (100 à 1000 MHz) sont d'un niveau suffisamment bas pour ne pas déranger le système photovoltaïque. Les émetteurs PTT situés à proximité peuvent induire des courants non négligeables. Il s'agit alors d'estimer l'ampleur de cet effet et de prendre les mesures de protection (voir chap. suivant).

Les lignes de transport peuvent perturber le système :

- via la connexion au réseau, lors de transitoires (postes de couplage, par exemple) pouvant entraîner de brèves surtensions (plusieurs kV). L'électronique de puissance des convertisseurs statiques devrait respecter la sévère norme IEC 801. La plupart des appareils actuellement proposés ne la suivent pas.
- via un couplage magnétique, où des tensions de l'ordre de 0.1 V et des courants de l'ordre de 1 A peuvent être induits. Ces valeurs sont multipliées par 10 en cas de court-circuit à terre. Le concept de protection et mise à terre doit être réalisé selon les règles de l'art.

La pire perturbation, mais heureusement la moins fréquente, est la foudre. Ce danger provient plus de l'élévation du potentiel de terre que du couplage par champ électromagnétique. Les mesures présentées dans le chapitre suivant doivent être suivies scrupuleusement pour garantir la durée de vie de l'installation.

5.2.3 Protection électromagnétique

Les mesures à prendre pour une bonne protection contre les immissions électromagnétiques sont :

- priorité 1 : mise à terre et câblage selon règles C.E.P.
- priorité 2 : installation protégée contre les surtensions.

5.2.3.1 Câblage et mise à terre

Les mesures C.E.P. sont illustrées en figure 28 et consistent à :

- utiliser du câble blindé comme conducteur entre champ et convertisseur statique;
- le blindage doit être mis à terre aux **deux extrémités** au moyen de câbles peu inductifs (tresse plate, par exemple);

- le conducteur doit être situé le plus près possible de la terre;
- le blindage doit être relié à terre par un contact faisant le pourtour du câble;
- pour tout ce qui concerne la mise à terre, les prescriptions sur la protection contre la foudre sont prédominantes [10];
- les liaisons entre modules n'ont pas besoin d'être blindées. On pourra simplement torsader les câbles entre eux pour atténuer l'effet indirect de la foudre.

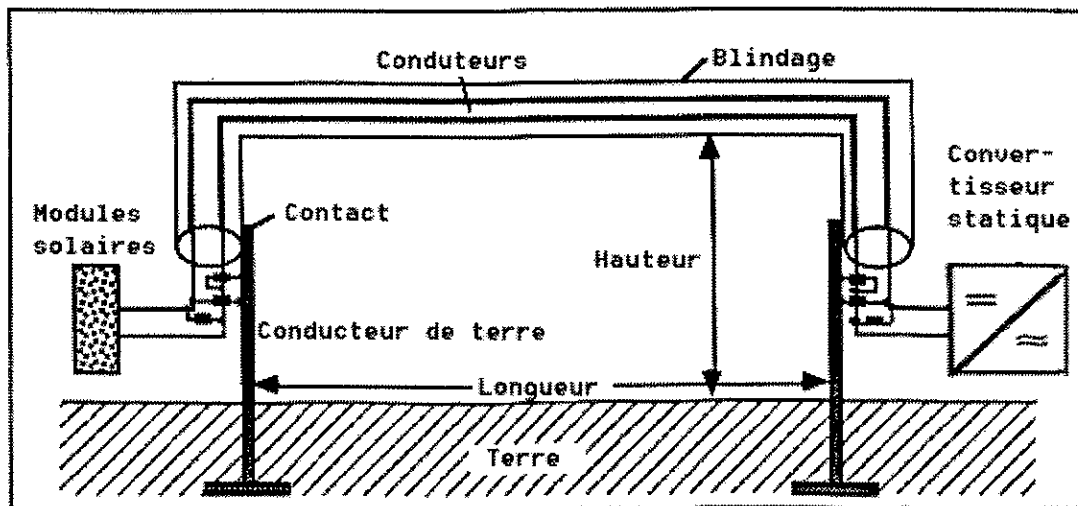


Figure 27 : Schéma de principe de la mise à terre (aux deux extrémités). Source : [9]

5.2.3.2 Protection contre les surtensions

On utilisera exclusivement des varistors à l'oxyde de zinc. Ces éléments doivent être installés :

- sur l'entrée DC et la sortie AC du convertisseur statique;
- aux extrémités du blindage du conducteur de puissance;
- dans les grandes installations : dans chacune des boîtes de connexion (sous-groupes de modules).

Les liaisons des varistors doivent être aussi courtes que possible.

5.2.3.3 Parafoudre

Le parafoudre est constitué d'un conducteur métallique placé au-dessus de la zone à protéger. Pour estimer le degré de protection, on se base sur l'angle α comme indiqué dans la figure 28.

angle (°)	cas
30 °	critique
45 °	important
63 °	ordinaire

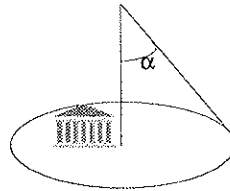


Figure 28 : Angle de protection du parafoudre

5.2.4 Check-list

Lors de la conception d'un système photovoltaïque, la check-list suivante permet de soigner le C.E.P. du système. Il est donc tout à fait approprié dans le cas d'une gare.

Environnement :

- L'installation PV doit être reliée de manière peu inductive à une prise de terre.
- L'infrastructure éventuellement déjà présente doit être utilisée comme mise à terre.
- S'il y a des lignes aériennes triphasées à proximité, des émetteurs radiofréquences dans le secteur (qqs km) ou des appareils producteurs de forts champs électromagnétiques juste à côté, il y a lieu de prendre toutes les précautions possible (au besoin, faire appel à un bureau spécialisé).

Composants :

- Le convertisseur statique doit répondre aux valeurs limites d'émission (norme VDE 8071).
- Le convertisseur statique doit être immunisé contre les perturbations réseau (jusqu'à 4 kV; norme IEC 801).

Montage, câblage :

- Le conducteur DC doit être blindé et mis à terre aux 2 extrémités (contact sur le pourtour).
- Placer si possible le conducteur DC à proximité de la terre ou d'une partie métallique mise à terre.
- Le conducteur DC doit être protégé au moyen de varistors ZnO.
- Le convertisseur statique doit être protégé au moyen de varistors ZnO.
- Des mesures de protection des modules PV doivent être envisagées (torsadage des câbles, coffret de raccordement dotés de varistors ZnO, diodes by-pass)
- Le coffret du convertisseur statique doit être mis à terre.
- Les mises à terre peuvent être avantageusement faites de manière peu inductive (tresse plate, ruban cuivre).

5.3 OMBRAGES

Dans le traitement du problème posé par l'ombrage d'un champ photovoltaïque, il importe de considérer deux types d'ombrage.

D'une part, l'ombrage au lointain qui prend en considération l'effet joué par l'horizon. Cette ombre est assimilée à un masque fixe à l'horizon dont l'effet sur la production énergétique d'un champ de capteurs photovoltaïques peut être considéré comme proportionnel à la diminution de l'apport solaire causé par ce masque. La diminution d'apport solaire est facilement déterminable par l'utilisation de logiciels météorologiques appropriés.

D'autre part, l'ombrage proche quant à lui prend en considération des obstacles situés à proximité du champ qui affectent la production énergétique de manière variable en fonction de la position du soleil et du câblage du champ. Dans ce cas, une simulation plus approfondie est nécessaire afin de déterminer les pertes résultantes.

Comme mentionné précédemment, le projet devait à l'origine étudier les solutions d'intégration d'éléments photovoltaïques aux marquises de gare en général. Dans cette optique, l'influence de petits éléments d'ombrage tels que câbles électriques, fréquents dans une gare, a été abordée. Les résultats de cette étude ont ensuite été appliqués à l'environnement de la gare de Morges, celle-ci devant accueillir une réalisation d'importance.

5.3.1 Ombrages lointains

La configuration de la gare de Morges ne présente aucun ombrage au lointain ou pouvant être considéré comme tel.

5.3.2 Ombrages proches

5.3.2.1 Description de l'environnement

L'environnement d'une gare, plus que tout autre, comporte des obstacles à l'ensoleillement d'un champ de capteurs photovoltaïques. La gare de Morges ne fait pas exception à la règle.

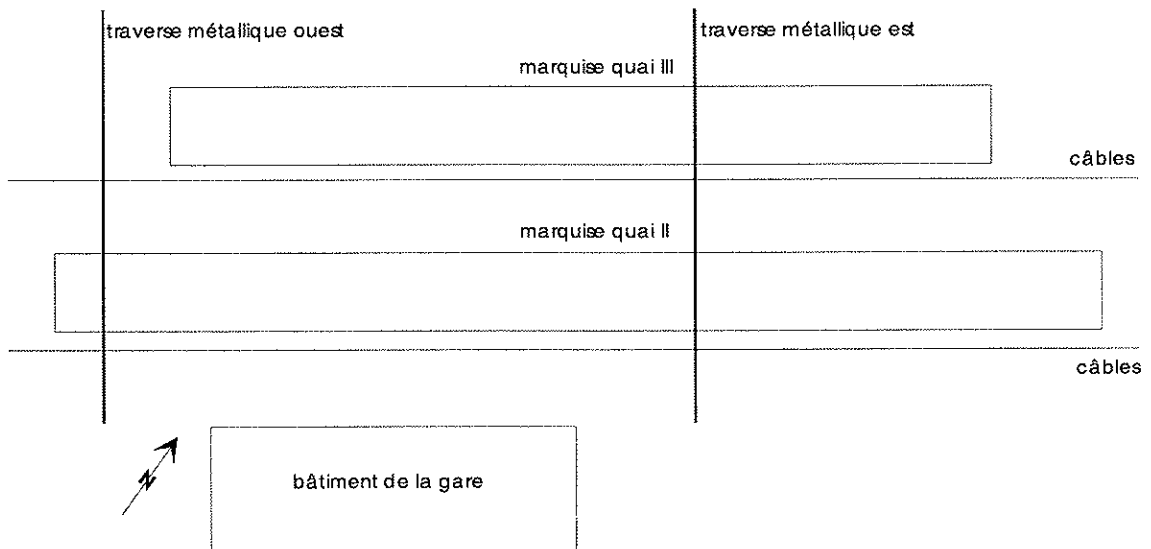


Figure 29: plan de situation et sources d'ombrage des marquises de la gare de Morges

Dans la situation qui nous occupe, trois types d'ombrage proche sont à considérer :

- Le bâtiment de la gare qui, situé au sud-est des marquises, les surplombe de 10 mètres sur une largeur de 6 mètres. Il se situe à une hauteur d'environ 25° par rapport à la marquise du quai II.
- Les câbles électriques d'un diamètre de 2 cm portent ombrage à la marquise sur toute sa longueur. Ces câbles se situent à une hauteur de 30° environ des marquises.
- Le troisième obstacle proche est constitué de deux traverses métalliques de section carrée, de côté de 90 cm, qui supportent les câbles et coupent les marquises perpendiculairement aux deux extrémités de celles-ci (figure 30).

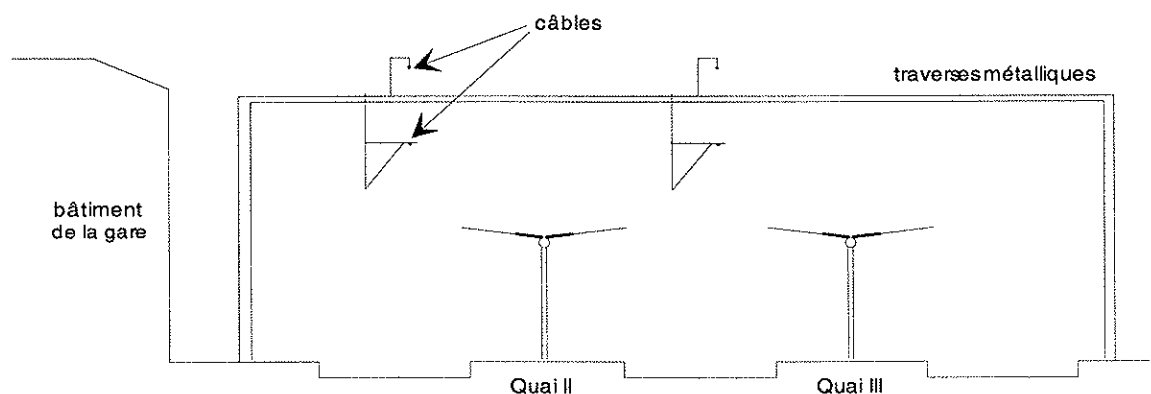


Figure 30 : coupe des différentes sources d'ombrage

5.3.2.2 Traitement cas par cas des ombrages proches

Lorsque cette étude a débuté, aucun logiciel ne proposait la possibilité de traiter le problème épineux de l'influence d'ombrages proches sur un champ photovoltaïque. Aussi, un modèle simple fut développé afin de répondre le plus précisément possible et de manière rapide à cette question. Les paragraphes qui suivent présentent ce modèle ainsi que la validation qui en a été permise par la confrontation de ses prévisions aux résultats donnés par le logiciel PVSYST, apparu plus tard.

Le modèle développé nécessite d'aborder les ombrages proches type par type. Cette approche se révèle intéressante afin d'analyser l'influence de chaque cas d'ombrage et ainsi de mieux cerner l'influence des différents types d'ombre proche sur un champ photovoltaïque.

5.3.2.2.1 Le modèle

Le modèle proposé se fonde sur la formule de Rauschenbach [11] établissant la caractéristique tension-courant d'un module photovoltaïque à partir des données de :

- courant de court-circuit I_{sc}
- tension de circuit ouvert V_{oc}
- tension et courant au point de puissance maximale V_{mpp} et I_{mpp}
- coefficient $\alpha = \frac{dI_{sc}}{dT}$
- coefficient $\beta = \frac{dV_{oc}}{dT}$

La caractéristique tension-courant est ainsi donnée, aux conditions S.T.C., par :

$$I = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{V}{C_2 \cdot V_{oc}}\right) - 1 \right] \right\}$$

avec :

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mpp}}{V_{oc}} \right) \cdot \exp\left(-\frac{V_{mpp}}{C_2 \cdot V_{oc}}\right)$$

$$C_2 = \left(\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} - 1 \right) / \left[\ln\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \right) \right]$$

La caractéristique du module considéré aux conditions non standard est donnée par :

$$I_{new} = I + I_{sc} \cdot \left(\frac{G}{G_0} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_c - 25)$$

$$V_{new} = V + \beta \cdot (T_c - 25)$$

avec :

- G : densité du flux solaire à l'instant considéré [W/m²],
- G₀ : un soleil, soit 1000 [W/m²],
- T_c : température des cellules du module [°C].

La caractéristique d'un module ombré s'établit en considérant l'ensoleillement sur le module comme étant composé uniquement de la part diffuse du rayonnement solaire. Ainsi, les caractéristiques des modules ombrés et non ombrés peuvent être déterminées à partir des conditions de bord suivantes :

- C1. la température des modules,
- C2. le taux de diffus,
- C3. la configuration du champ (nombre de chaînes, nombre de modules par chaîne, nombre de chaînes ombrées, nombre de modules ombrés par chaîne).

Une fois la caractéristique des différents modules (ombrés, non ombrés) établie, la caractéristique du champ total se construit par juxtaposition géométrique des différentes caractéristiques. Ce calcul se réalise dans une feuille Excel® (figure 31).

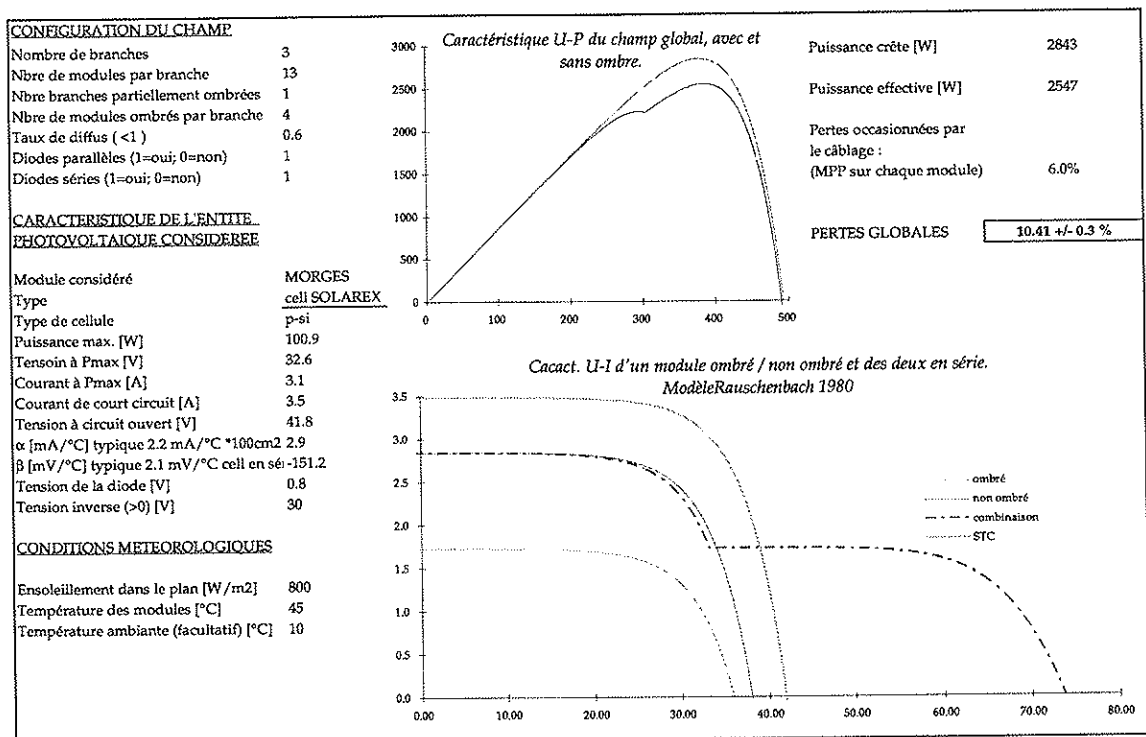


Figure 31: caractéristique tension- courant d'un champ ombré et non ombré

La puissance du champ totale ombré est ainsi obtenu pour des conditions C1, C2, C3 données. La comparaison de ce résultat à la puissance du champ non ombré fournit la perte relative du champ ombré relativement au champ non ombré dans les mêmes conditions.

$$L = 1 - \frac{P}{P_0} \quad [\%]$$

avec :

- L : pertes relative de puissance [%]
- P : puissance du champ ombré [W],
- P₀ : puissance du champ non ombré [W],

L'estimation des pertes énergétiques annuelles nécessiterait alors de construire, heure par heure sur une année, la caractéristique du champ considéré en tenant compte à chaque pas de simulation de la température des modules, du taux de diffus de l'instant ainsi que de la position de l'ombre sur le champ. Cette démarche, principalement concernant la détermination de l'ombre sur le champ, dépassait le but que l'on s'était fixé, à savoir réaliser un modèle simple et rapide. Aussi, une nouvelle hypothèse simplificatrice fut introduite et son domaine de validité établi :

- H1. Les pertes relatives occasionnées par une ombre sur un champ de configuration donnée (nombre de chaînes, nombre de modules par chaîne), pour des conditions C1, C2, C3 données sont indépendantes de l'ensoleillement et de la température des modules. Elles varient linéairement en fonction du taux de diffus.

Cette simplification conduit à la détermination d'une limite supérieure des pertes occasionnées par l'ombrage. En effet, les pertes relatives de puissance d'un champ ombré par rapport au même champ dégagé ne varient pas tout le temps linéairement en fonction du taux de diffus. Dans certaines configurations d'ombrage, pour des taux de diffus inférieurs à un seuil, les pertes relatives sont constantes. A partir d'une certaine valeur du taux de diffus, les modules ombrés sont totalement « court-circuités » et ne participent plus à la production du champ. Ceci se manifeste par une cassure dans la droite de perte de puissance en fonction du taux de diffus (figure 32).

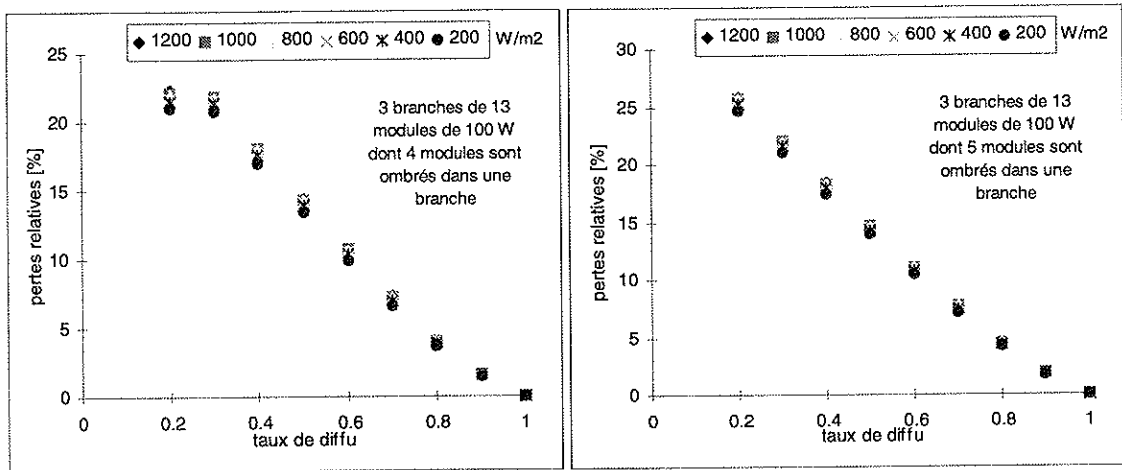


Figure 32: Pertes relatives de puissance pour deux configuration distinctes, avec cassure et sans cassure pour différents ensoleillements.

Cette limite supérieure se calcule différemment suivant les situations. Deux cas sont à considérer :

- La forme de l'ombre sur le champ est constante. Cette situation se réalise lorsque l'obstacle ombrant est de forme simple et de taille pouvant être considérée comme infinie par rapport à la taille du champ. Dans la configuration de Morges, c'est le cas de l'ombre causée par les câbles d'une part et par les traverses métalliques d'autre part.
- La forme de l'ombre sur le champ varie constamment en fonction de la position du soleil dans le ciel. C'est le cas le plus fréquent, occasionné par exemple par l'ombrage d'un bâtiment.

5.3.2.2.1.1 Forme constante de l'ombre

La première situation d'ombre de forme constante est réalisée par l'ombrage causé par les câbles électriques (figure 33).

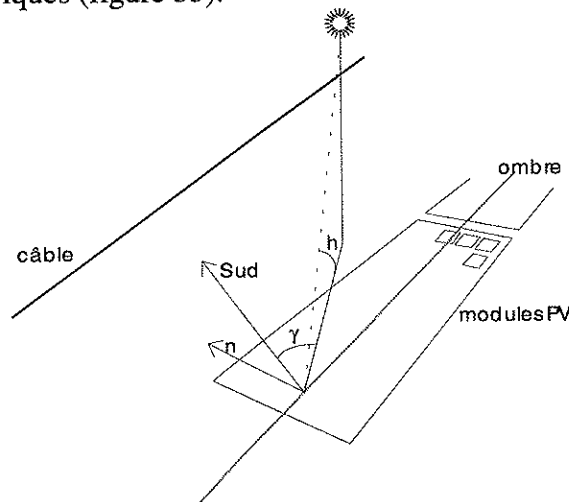


Figure 33: ombre causée par les câbles électriques sur les modules.

Dans cette situation, l'ombrage est causé par le câble de diamètre S inférieur au côté C d'une cellule. On considère alors que l'ensoleillement frappant une cellule ombrée ne varie que dans sa composante directe et ceci de manière proportionnelle à la taille de l'obstacle. La diminution du flux incident sur une cellule ombrée est donné par la relation :

$$\frac{\Phi(x)}{\Phi(0)} = 1 - \frac{S}{C}$$

avec

$\Phi(x)$: flux sur la cellule ombrée [W/m^2],

$\Phi(0)$: flux sur la cellule sans ombrage [W/m^2],

A Morges, les modules photovoltaïques sont composés de 72 cellules en séries disposées en 6 lignes de 12 cellules. Lors du passage du soleil derrière un câble, l'ombre sur le module altère toujours la production de 12 cellules par module. Les cellules ont un côté de 11.4 cm et le câble un diamètre de 2 cm. L'ensoleillement reçu par une cellule ombrée équivaut ainsi au 83 % de celui reçu par une cellule non ombrée. A l'aide de la feuille Excel®, la caractéristique d'un module dont 12 cellules sont ombrées est ainsi tracée (figure 34).

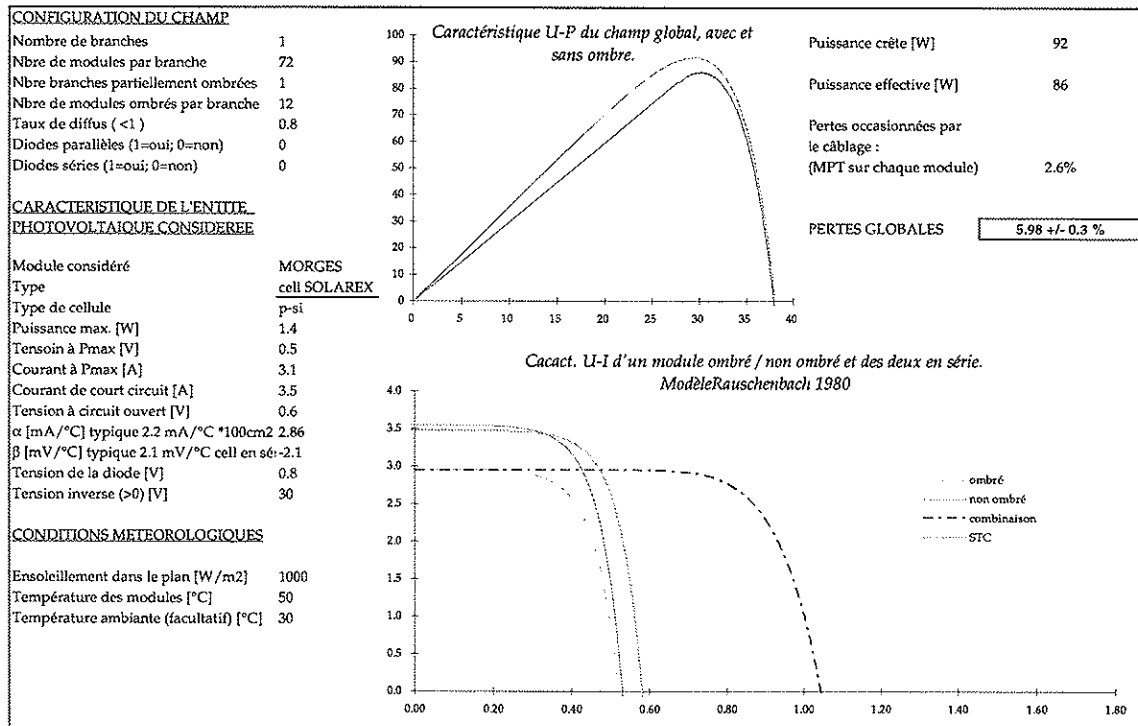


Figure 34: calcul de la caractéristique d'un module ombré par un câble

Connaissant la caractéristique d'un module ombré, par application de l'hypothèse H1, l'apport énergétique du champ ombré et non ombré durant sa période d'ombrage correspond à la puissance du champ pour un ensoleillement et un taux de diffus correspondant aux valeurs moyennes de ces grandeurs durant la période d'ombrage, multiplié par le nombre d'heures d'ensoleillement correspondant. Les pertes énergétiques annuelles sont déduites des deux apports (champ ombré, non ombré) ainsi calculés.

Dans la situation de Morges, les marquises photovoltaïques sont composées de trois groupes chacune (figure 35). Les groupes de la marquise du quai III comportent 32 modules, ceux de la marquise du quai II 40 modules. Le premier groupe de chaque marquise est composé de modules alignés les uns derrière les autres sur le pan sud (groupe I et IV), le deuxième présente la même forme au nord (groupe II et V) et le troisième voit la moitié de ses modules exposés sur le pan nord, l'autre moitié sur le pan sud (groupe III et VI).

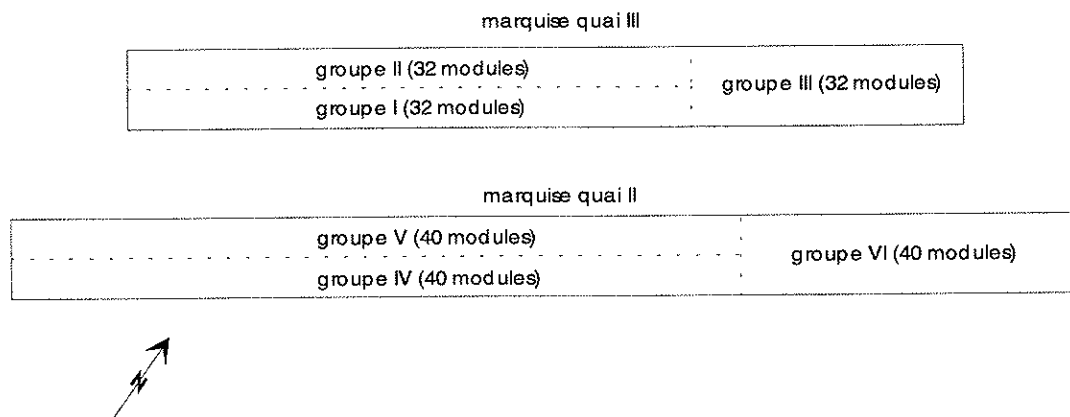


Figure 35: situation et importance des groupes photovoltaïques

Dans cette situation, les pertes ont été déterminées pour chacun des groupes. Le tableau ci-après résume les résultats obtenus.

<u>Groupes</u>	<u>Pertes [%]</u>
I	0.7
II	0.5
III	0.6
IV	0.7
V	0.5
VI	0.6
Champ photovoltaïque	0.6

Tableau 1: pertes dues à l'ombre causée par les câbles.

La seconde situation d'ombrage de forme constante est l'ombrage causé par les traverses métalliques perpendiculaires aux marquises et supportant les câbles électriques (figure 36).

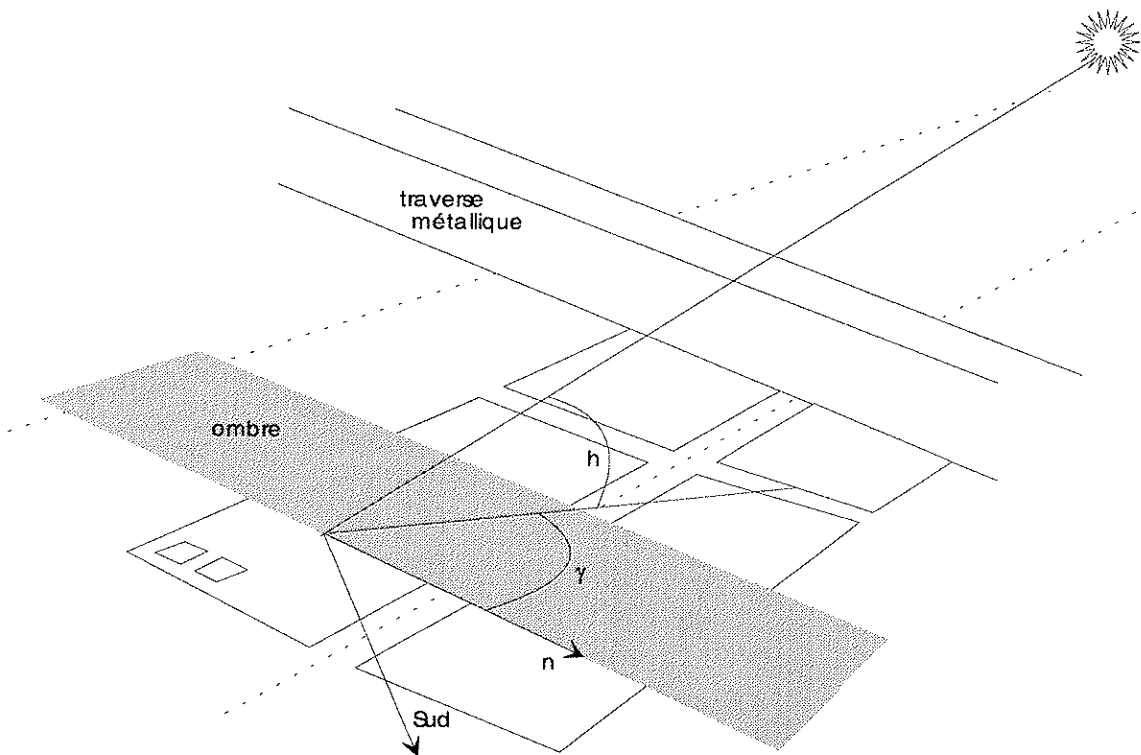


Figure 36: plan de situation des traverses métalliques

Il convient dès lors de déterminer les différentes configurations d'ombrage (nombre de modules ombrés par groupe) pour les six groupes de la centrale photovoltaïque. Six cas sont à dénombrer (voir figure 29 page 46) :

- sur la marquise du quai III :
 - les groupes I et II ne sont ombrés que par la traverse est, le groupe III n'est pas ombré;
 - le groupe III est ombré par la traverse ouest alors que les groupes I et II ne sont pas encore ombrés par la traverse est;
 - les groupes I et II sont ombrés par la traverse est et le groupe III est ombré par la traverse ouest.

- sur la marquise du quai II :
 - les groupes VI et V ne sont ombrés que par la traverse est, le groupe IV n'est pas ombré;
 - les groupes VI et V sont ombrés par les traverses est et ouest, le groupe IV n'est pas ombré;
 - les groupes I et II sont ombrés par la traverse est et le groupe IV est ombré par la traverse ouest.

Les traverses métalliques ont une section carrée de côté de 90 cm. L'ombre occasionnée ainsi par cet obstacle est d'une taille supérieure ou égale à 90 cm. Dans un tel cas, il est considéré que pour chaque configuration d'ombrage le ou les modules se trouvant ombrés sont totalement perdus.

On détermine alors à nouveau, à partir des données météorologiques horaires du site, le taux moyen de diffus, l'ensoleillement moyen ainsi que le nombre d'heures d'ensoleillement pour les six cas d'ombrage susmentionnés. Comme précédemment, les pertes annuelles de chaque groupe sont ramenées à la perte du groupe considéré, sous un ensoleillement et un taux de diffus moyens, pondérée par la part d'énergie solaire reçue sur le plan pendant ces périodes d'ombrage. Les pertes ont été déterminées pour chacun des groupes. Le tableau ci-après résume les résultats obtenus.

<u>Groupes</u>	<u>Pertes [%]</u>
I	3.4
II	3.4
III	1.7
IV	5.6
V	5.6
VI	0.6
Champ photovoltaïque	3.9

Tableau 2: pertes dues à l'ombre causée par les traverses.

5.3.2.2.1.2 Forme variable de l'ombre

Dans cette configuration, la forme de l'ombre varie continûment sur le champ photovoltaïque. Dans cette situation, sont déterminés, pour chaque tranche de ciel ($\Delta\gamma; \Delta h$), γ et h étant l'azimut et la hauteur du soleil dans le ciel, la forme de l'ombre sur le champ ainsi que les modules ombrés. Pour ce faire, la projection de l'ombre formée sur un plan horizontal par un pieux de 10 mètres (hauteur correspondant au bâtiment par rapport aux marquises) disposé verticalement a été tracée, à l'échelle 1:200, sur un transparent pour tous les couples ($\Delta\gamma; \Delta h$) considérés.

Ce transparent est ensuite disposé sur le plan au 1:200 de la marquise. En appliquant sur cette figure le contour en plan du bâtiment à chaque point ($\gamma; h$) choisi, la détermination de l'ombre du bâtiment sur la marquise est réalisée. On obtient ainsi pour chaque couple ($\gamma; h$) choisi la configuration d'ombrage (nombre de chaînes ombrées, nombre de modules ombrés par chaîne ombrée) (figure 37).

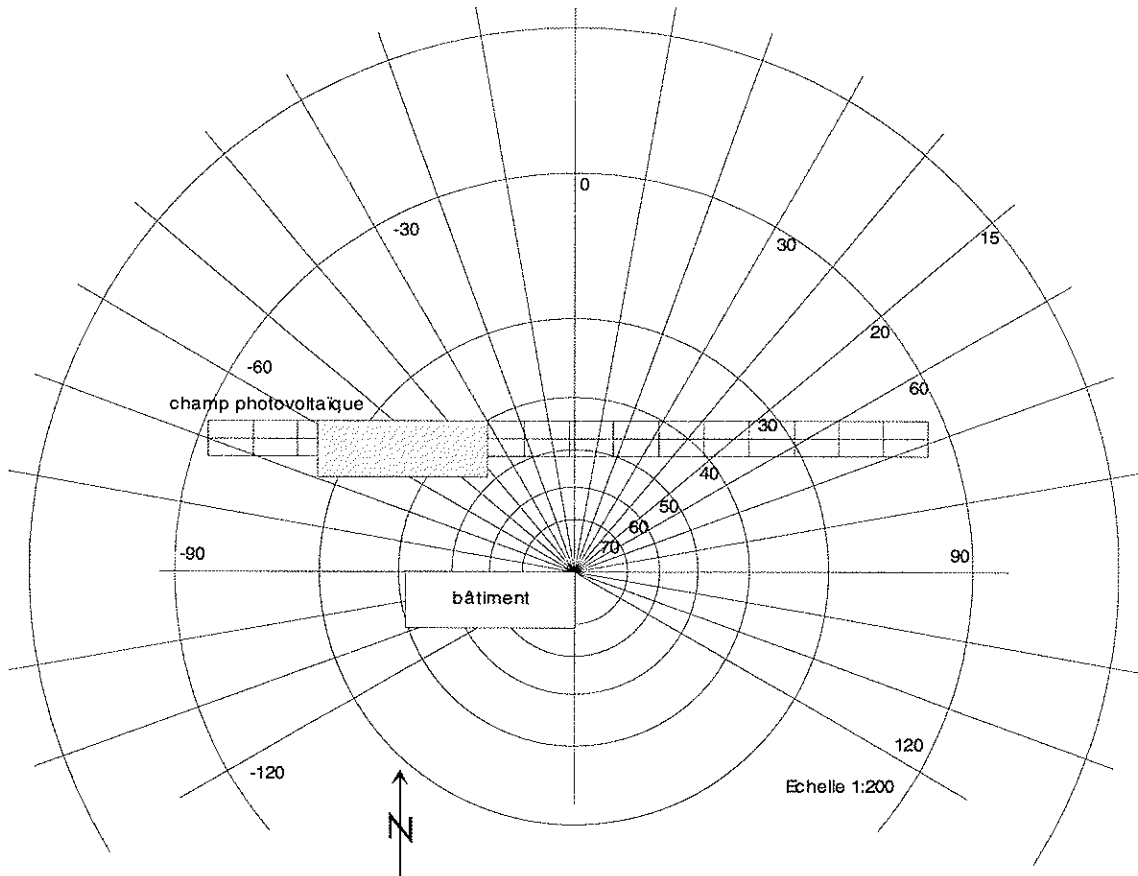


Figure 37: projection horizontale de l'ombre portée d'un pieux vertical de 10 mètres pour différentes positions du soleil. Sur cette illustration, sont déterminés les modules ombrés pour une hauteur de soleil de 40° et un azimut de -30° .

Les différentes configurations ainsi connues, le flux solaire direct moyen, le taux de diffus moyen, la température ambiante moyenne ainsi que le nombre d'heures d'ensoleillement sont déterminés, pour chaque tranche $(\Delta\gamma; \Delta h)$, par traitement des données horaires METEONORM.

Ce traitement de données effectué, nous pouvons alors procéder comme dans le cas de configuration constante d'ombrage et calculer alors la puissance moyenne du champ ombré $P_o(\Delta\gamma; \Delta h)$ et non ombré $P(\Delta\gamma; \Delta h)$ pour chaque tranche de ciel $(\Delta\gamma; \Delta h)$. En sommant alors les produits des puissances moyennes par le nombre d'heures d'ensoleillement dans chaque tranche, les pertes énergétiques globales peuvent être déterminées.

$$L_{glob} = 1 - \frac{\sum_{\Delta\gamma, \Delta h} \bar{P}(\Delta\gamma, \Delta h) \cdot n(\Delta\gamma, \Delta h)}{\sum_{\Delta\gamma, \Delta h} P_o(\Delta\gamma, \Delta h) \cdot n(\Delta\gamma, \Delta h)}$$

avec :

- $n(\Delta\gamma, \Delta h)$: nombre d'heure d'ensoleillement dans la tranche $(\Delta\gamma, \Delta h)$,
 L_{glob} : pertes énergétiques globales,
 $\bar{P}(\Delta\gamma, \Delta h)$: puissance moyenne du champ ombré dans la tranche $(\Delta\gamma, \Delta h)$,
 $\bar{P}_0(\Delta\gamma, \Delta h)$: puissance moyenne du champ non ombré dans la tranche $(\Delta\gamma, \Delta h)$.

Pour le calcul qui nous intéresse, le ciel a été partagé en tranches de 10° d'azimut et de 10° de hauteur. La réalisation du calcul de toutes les caractéristiques de champ, en chaque point du ciel, a été réalisée à l'aide d'une macro Excel®.

Les résultats de ce calcul sont présentés dans le tableau suivant :

<u>Groupes</u>	<u>Pertes [%]</u>
I	0.0
II	0.0
III	0.0
IV	2.1
V	2.5
VI	0.2
Champ photovoltaïque	0.9

Tableau 3: pertes dues à l'ombre causée par le bâtiment.

5.3.2.3 Traitement global des ombres proches par PVSYST.

Le traitement global du problème des ombres a aussi pu être traité en utilisant le programme PVSYST 1.0 [12]. Cet outil permet de construire des systèmes photovoltaïques de manière géométrique en y adjoignant des obstacles proches. Ces obstacles se construisent en paramétrisant des formes géométriques existantes dans le programme. Le rapport de la partie éclairée à la surface totale du champ y est calculé pour le ciel entier par pas de 10° en hauteur et 20° en azimut (figure 38).

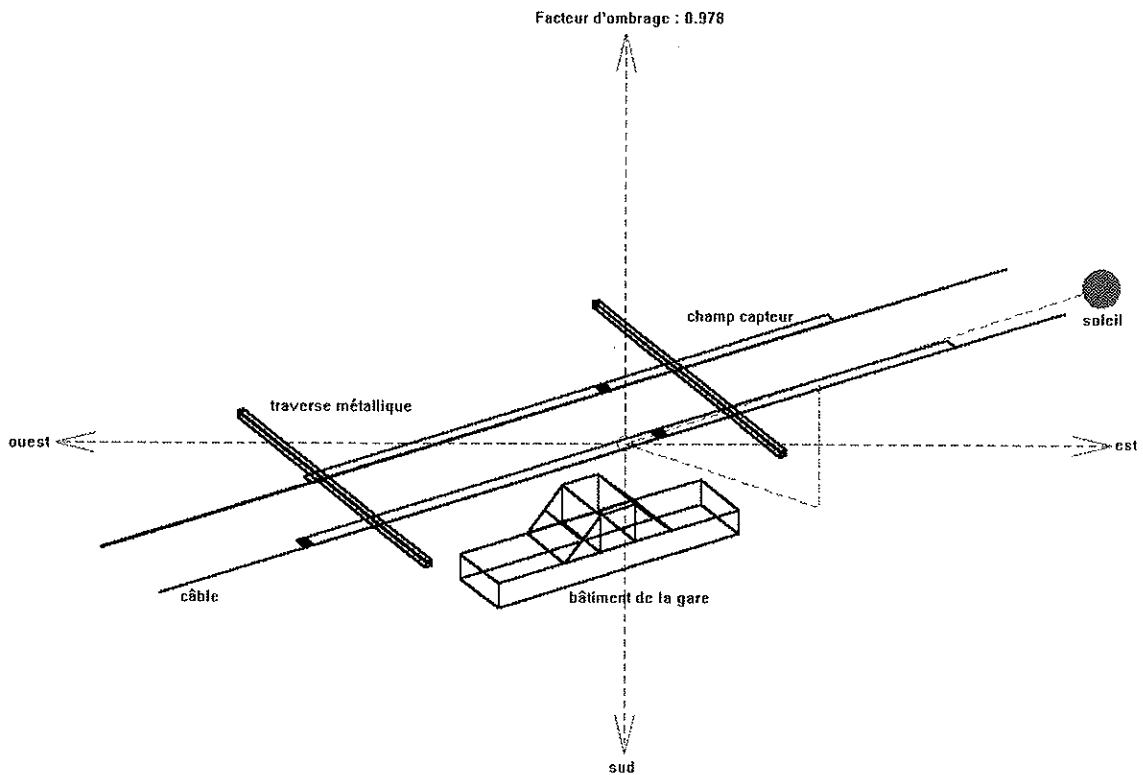


Figure 38: scène d'ombrage introduite dans PVSYST

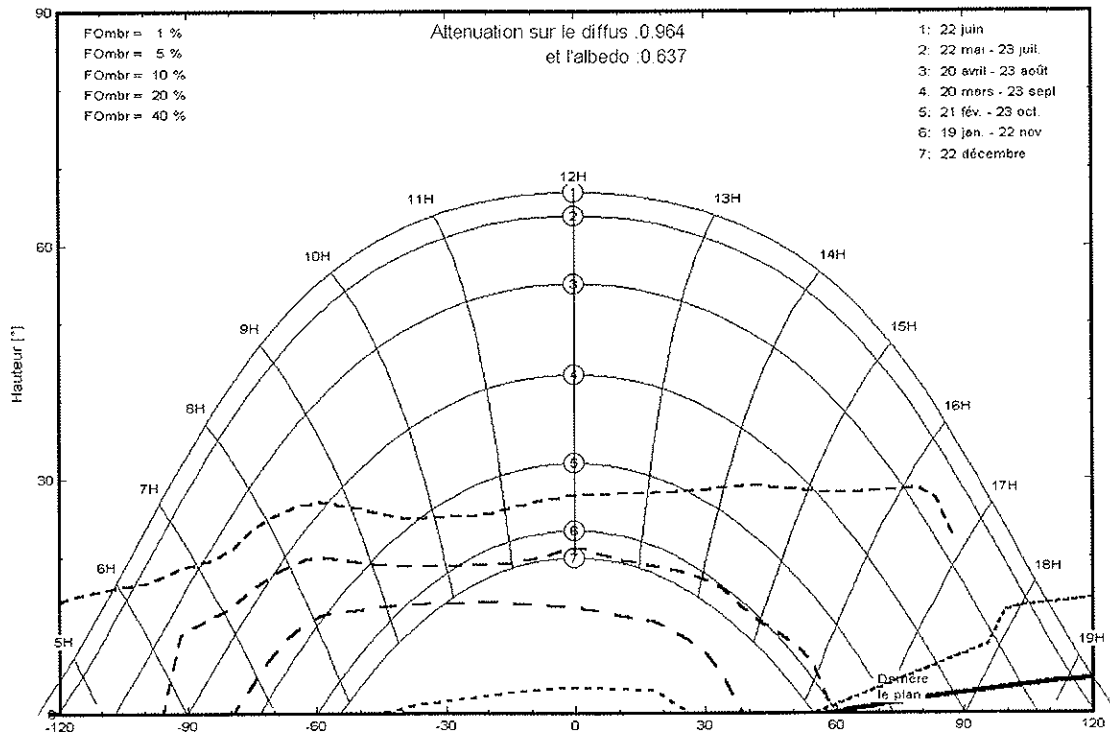


Figure 39: représentation graphique des pertes d'ombrage par PVSYST

La détermination de l'énergie perdue par l'ombrage proche est effectuée par simulation heure par heure d'une année de production de la centrale photovoltaïque.

L'étude cas par cas de l'influence des différents types d'ombrage a aussi été réalisée par cette méthode, le tableau ci-après résume les différents résultats obtenus.

Type d'ombrage	Pertes [%]
câbles	0.4
traverses	3.0
bâtiment	0.8
ombre globale	3.7

Tableau 4: Récapitulatif des pertes estimées selon le logiciel PVSYST.

Ainsi, dans la situation qui nous préoccupe, la simulation fournit, pour un ensoleillement global incident de 1265 W/m^2 une perte d'énergie inférieure à 4% sur l'année.

5.3.3 Conclusions

Le problème posé par l'ombrage occasionné par un obstacle proche a été abordé à l'aide de deux méthodes différentes. En traitant les ombres proches cas par cas, la première propose une limite supérieure des pertes totales occasionnées ainsi (la somme des effets de chaque type d'ombrage est supérieure à l'effet global) alors que la seconde, en déterminant un facteur d'ombrage du champ par le rapport des surfaces ensoleillées sur la surface totale, fournit une limite inférieure des pertes. Ces deux méthodes nous permettent ainsi d'établir une fourchette des pertes occasionnées par de tels obstacles.

Dans la situation qui nous intéresse, à savoir les marquises de la gare de Morges, les pertes occasionnées par la présence d'obstacles proches se situent entre 3.7 et 5.4 %.

Type d'ombrage	Pertes Modèle [%]	Pertes PVSYST [%]
câbles	0.6	0.4
traverses	3.9	3.0
bâtiment	0.9	0.8
ombre globale	≤ 5.4	3.7

Tableau 5: Récapitulatif des pertes estimées selon les deux méthodes.

La principale conclusion qu'il nous est permis de tirer de cette étude est que les obstacles fins tels que les câbles ne portent pas un grand préjudice à la production d'un champ capteur du fait de leur taille et de leur position par rapport au champ (hauteur de 30° sur la marquise). En revanche, les traverses métalliques, de par leur taille et leur situation perpendiculaire au champ, ombrent ce dernier plus souvent et occasionnent des pertes de 3 à 4%.

Toutefois, les pertes globales occasionnées par les trois types d'obstacles traités (bâtiment de la gare, traverses métalliques et câbles électriques) demeurent inférieures à 5% sur l'année. Ainsi, bien que située dans un environnement qui peut sembler à première vue passablement obstrué, l'installation photovoltaïque de la gare de Morges ne subit qu'une faible perte d'énergie due à ces obstacles. La source d'ombrage provoquant le plus grand dommage est celle qui masque le soleil de haute énergie (hauteur du soleil supérieur à 30°). Les sources se situant au-dessous de cette hauteur n'influent que légèrement la production annuelle.

5.4 TEMPERATURE

Comme mentionné précédemment, le projet devait à l'origine étudier les solutions d'intégration d'éléments photovoltaïques aux marquises de gare en général. Ceci comprend principalement les marquises existantes. Sur de tels édifices, l'intégration d'une centrale photovoltaïque implique, pour des raisons de coûts, une couverture de toits existants. Ce mode de faire peut poser des problèmes d'échauffement des modules, spécialement s'ils sont disposés à plat sur la marquise. Cependant, l'intégration d'éléments photovoltaïques se révèle beaucoup plus intéressante sur une marquise neuve, et ceci pour plusieurs raisons :

- de par la situation de l'ouvrage, l'aspect didactique est assuré aussi bien auprès du public qu'auprès des architectes et maîtres d'oeuvre,
- l'installation est mise en valeur dans un environnement neuf et novateur,
- la réalisation de la centrale ne perturbe pas le trafic ferroviaire étant donné qu'elle s'inscrit dans une rénovation globale.

Ainsi, nous avons étudié le comportement thermique de modules photovoltaïques intégrés aux marquises de gare dans le sens où les modules représentent un élément de construction, ici la toiture.

Dans ce cas-ci, les éléments de tôles ondulées du centre de la marquise sont remplacés par des panneaux photovoltaïques ajourés permettant un apport de lumière naturel sur les quais de la gare. Le puits de lumière a une largeur de 1 mètre et il s'étend tout au long des marquises, soit environ 100 mètres.

Les dimensions des panneaux photovoltaïques sont de 1 x 1.8 m. Ils ont une structure verre-verre et les cellules d'une efficacité de 13% sont espacées afin d'assurer un ajournement de 50% environ.

Un modèle physique du flux énergétique à travers le panneau a été réalisé (figure 41). Ce modèle simule une situation stationnaire et les conditions aux bords ont été choisies comme étant celles d'un beau jour d'été (température ambiante 30°C, densité de flux solaire 1000 W/m²).

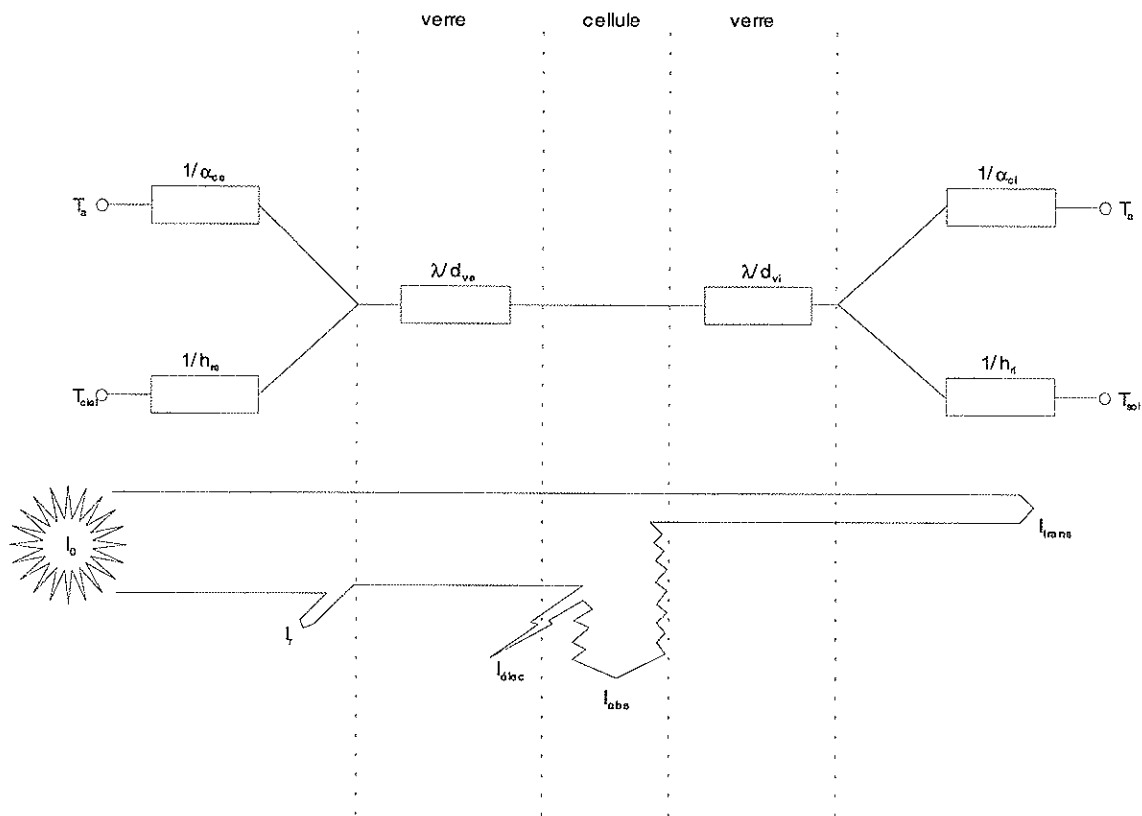


Figure 40: schéma des flux dans le module

Avec :

- I_0 : Flux solaire incident [W/m^2]
- I_r : Flux solaire réfléchi [W/m^2]
- $I_{\text{élec}}$: Flux solaire converti en électricité [W/m^2]
- I_{abs} : Flux solaire absorbé par la cellule sous dégagement de chaleur [W/m^2]
- I_{trans} : Flux solaire traversant le module (cas de modules ajourés) [W/m^2]

La simulation a été faite pour deux situations de convection :

- convection libre d'après Fujii et Imsra [13]
- convection forcée d'après Stephen Krauter [14] et Duffie et Beckmann [15].

Le bilan thermique d'un tel système peut s'exprimer comme suit :

$$(\tau \cdot \alpha) \cdot G = P_{dc} + P_{th}$$

$$(\tau \cdot \alpha) \cdot G = G \cdot \eta + h \cdot (T_c - T_a)$$

où

τ	transmission du verre = 0.92	[-]
α	absorption du verre et influence de la salissure = 0	[-]
G	densité de flux incident	[W/m ²]
P _{dc}	puissance électrique délivrée	[W/m ²]
P _{th}	puissance thermique absorbée	[W/m ²]
η	rendement électrique du module	[-]
h	coefficient d'échanges thermiques	[W/m ² °K]

Les résultats de la simulation fournissent un coefficient d'échange de chaleur de l'ordre de 30 W/m² en convection libre et de l'ordre de 70 W/m² en convection forcée par vent de 2 m/s. Il est à noter que ce coefficient d'échange est relativement élevé. Ceci tient au fait que les modules sont ventilés sur les deux faces.

Ainsi, dans la situation la plus probable d'intégration d'éléments photovoltaïques dans la toiture d'une marquise neuve, les modules ne devraient pas subir d'échauffement excessif.

6. REALISATION : MARQUISES DE MORGES

6.1 INTRODUCTION

L'avant-projet architectural des marquises de la gare de Morges se caractérisait à l'origine par la présence d'une verrière centrale en verre feuilleté simple. Les problèmes de salissure et d'entretien avaient été abordés par l'architecte et la Régie Fédérale : 2 nettoyages annuels permettraient de conserver le verre relativement propre.

Après les premiers résultats enregistrés sur le stand mesure de la de salissure installé par le LESO dans le cadre de ce projet, des craintes sont apparues concernant l'entretien d'une installation telle que projetée. En effet, le bon fonctionnement de l'installation implique une fréquence de nettoyage double de celle prévue dans le projet initial (verrière en verre feuilleté). Heureusement, une étude portant sur différents produits de nettoyage a montré que l'adoption d'un nouveau produit efficace et d'application aisée permettrait de réduire de moitié les coûts de cette opération.

Ainsi, d'entente avec les principaux intéressés, l'Office Fédéral de l'Energie (OFEN) et les Chemins de Fer Fédéraux (C.F.F.), nous avons décidé de mener à bien cette installation photovoltaïque pilote unique. Pour autant que le nettoyage des verres soit effectué correctement (minimum de 4 nettoyages par an afin de conserver un rendement de production électrique acceptable), nous estimions qu'il était intéressant de réaliser une intégration photovoltaïque expérimentale qui permette d'étudier et de quantifier toute une série de problèmes techniques spécifiques à l'environnement ferroviaire: ombrage des lignes réseau, influence du réseau courant fort, etc... Par ailleurs, l'option architecturale choisie promettait un résultat satisfaisant du point de vue esthétique.

6.2 DESCRIPTIF DE LA MARQUISE

Les réflexions de base qui ont guidé l'avant-projet architectural sont les suivantes :

- Mise en place d'une structure qui intègre toute la distribution électrique des nombreux dispositifs d'information des voyageurs et d'installations de sécurité.
- Panneaux de verres disposés de part et d'autre du chéneau, et assurant l'éclairage de la partie centrale du quai.
- Division de la marquise en un nombre minimum d'éléments de forme simple, pouvant être fabriqués en série.
- Intégration des vitrages éclairant la partie médiane de la marquise; l'apport de lumière différenciant la zone d'attente du quai de celle d'embarquement.

La structure des marquises est composée d'un tube acier horizontal de 50 cm de diamètre, soutenu tous les 11 mètres par une structure verticale formée soit d'un pilier, soit d'un cadre enjambant les trémies d'escaliers et de rampes. Un "chapiteau" articule et règle la rencontre entre la structure verticale et le tube. Les chevrons, qui soutiennent la toiture sont fixés au tube par l'intermédiaire de bras raidisseurs en tôle plate. Un profil métallique en U, fixé sur les bras de support des chevrons, vient recevoir la ferblanterie du chéneau.

La couverture se décompose en deux trames :

- **Semi-transparente**, par des panneaux de verre photovoltaïques disposés de part et d'autre du chéneau et assurant l'éclairage de la partie centrale du quai. La disposition des cellules photovoltaïques, espacées entre elles, permet de filtrer et d'adoucir la lumière. L'ombre de ce damier clair-obscur donne une texture contrastée sur la structure métallique et sur le sol. Les verres photovoltaïques sont maintenus par des couvre-joints de type courant (voir détail figure 49).
- **Opaque**, par une couverture métallique se composant d'une face supérieure en tôle ondulée galvanisée et d'une face inférieure en tôle aluminium.

Les réseaux techniques font l'objet d'un traitement architectural particulier. La distribution électrique est prévue soit dans le tube horizontal, soit sur les bras de support, ceux-ci se dédoublant au droit des piliers et des cadres pour permettre le passage des câbles entre le tube et les équipements suspendus aux chevrons. Les oblitérateurs, distributeurs de billets, panneaux signalétiques ou photovoltaïques sont donc alimentés par des câbles courant à l'intérieur de la structure. Les luminaires sont encastrés dans l'épaisseur de la toiture.

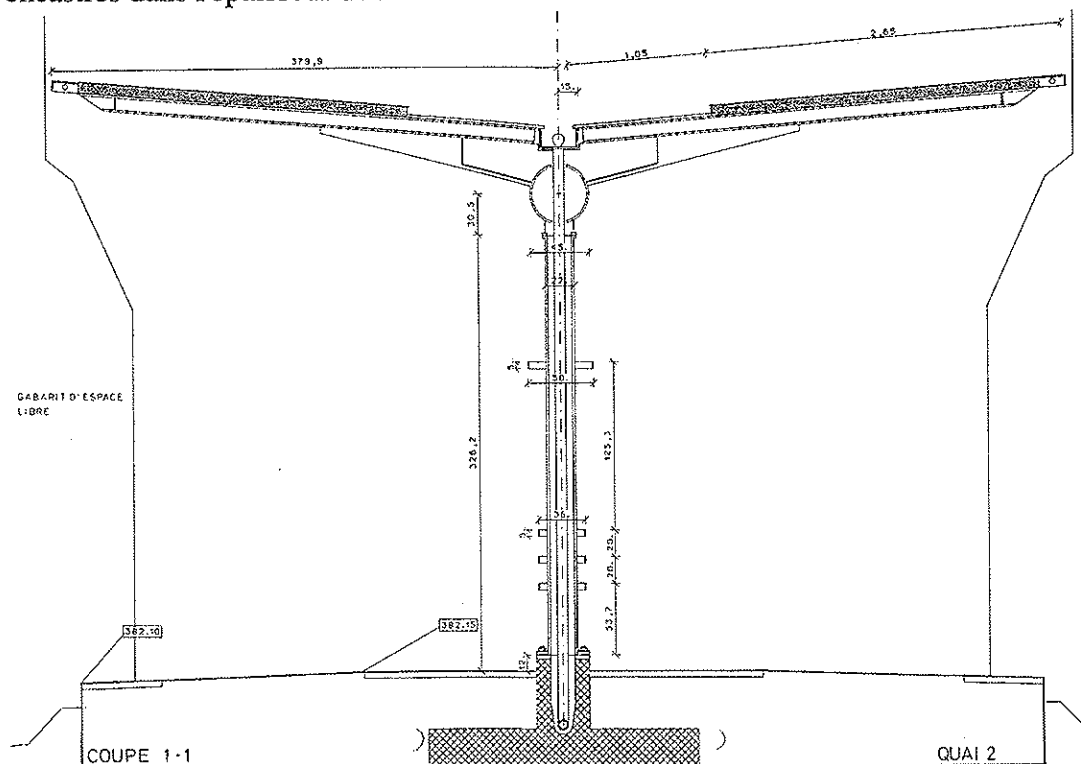


Figure 41: Coupe transversale de la marquise

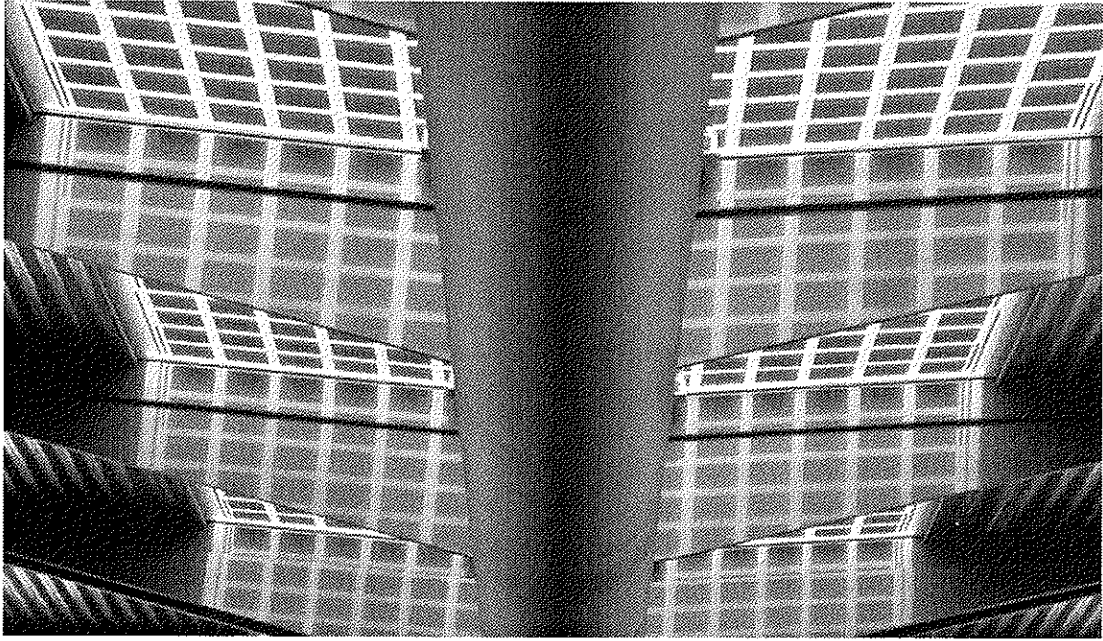


Figure 42 et 43: Vues de la marquise

6.3 CHOIX DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

Le projet initial de l'architecte M. Ruetschi prévoyait l'intégration de panneaux de verre d'une dimension de 1.05 x 1.8 m au centre des marquises. Lors de l'acceptation par les CFF et par M. Ruetschi de la substitution de panneaux photovoltaïques aux plaques de verres projetées, plusieurs points ont été exigés par le maître d'oeuvre et l'architecte, à savoir :

- les cellules photovoltaïques devaient être de forme carrée;
- les modules photovoltaïques devaient avoir la même taille que les verres projetés;
- ils devaient laisser pénétrer la lumière sur environ 50% de leur surface;
- ils devaient répondre aux exigences de sécurité dictées par la norme SIA 160 concernant la charge de la neige et du vent;
- enfin, ils devaient pouvoir résister à la chute accidentelle d'un ouvrier travaillant sur la marquise.

Les deux premières exigences ont pu être remplies par l'utilisation de modules réalisés par la maison SOLUTION (Härkingen/Suisse) comportant 6 rangées de 12 cellules polycristallines SOLAREX. Il s'agit de modules semi-transparents ajourés à 50%, laissant ainsi filtrer une partie de la lumière entre les cellules (figure 45).

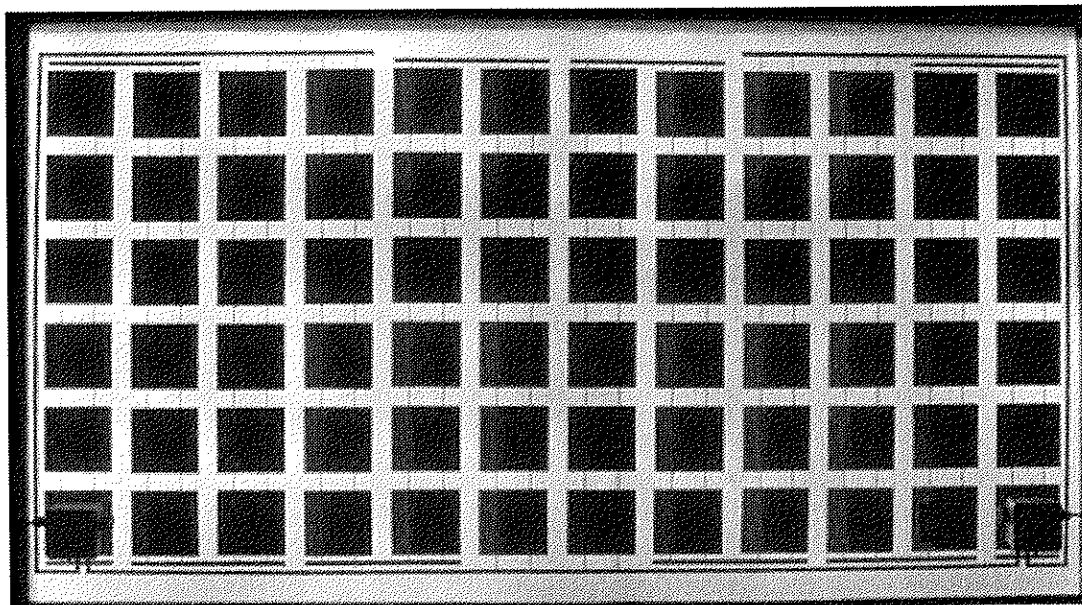


Figure 44 : plan d'un module de la gare de Morges.

Concernant les contraintes mécaniques, un mandat d'étude du dimensionnement du verre a été confié au Dr. Rudolf Hess, Institut für Hochbautechnik, ETHZ, qui a déjà dimensionné les verrières de la gare de Coire, et de Stadelhofen (ZH).

Afin de répondre aux contraintes de la chute d'un homme, le verre a été dimensionné pour résister à la chute d'une charge de 80 kg. lâchée de 1 mètre au centre du module.

Le rapport du Dr. Hess (c. f. annexe) propose la structure suivante :

Le module est composé (du recto au verso) d'un verre de 4 mm extra blanc trempé, du réseau de cellules, d'un verre feuilleté de 2 fois 10 mm ou d'un verre feuilleté partiellement trempé de 2 fois 8 mm.

Pour des raisons de coût, la solution 2 fois 10 mm feuilleté a été adoptée. Enfin, M. Christian Meyer de la maison Alpha Real (ZH) nous ayant rendu attentif aux risques de rupture du verre float dû à un échauffement ponctuel [16], les modules photovoltaïques ont été pourvus de 4 diodes anti-parallèles, soit une diode toute les 18 cellules et le bord du panneau a été laissé libre sur 5.6 cm.

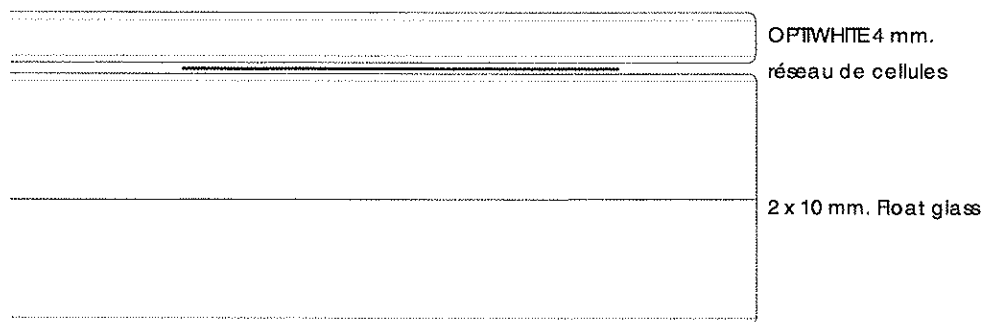


Figure 45 : coupe d'un module de la gare de Morges.

6.4 POSE ET FIXATION DES ELEMENTS PHOTOVOLTAÏQUES

La pose des éléments photovoltaïques, conformément au dimensionnement du Dr Hess, a été assurée par la maison SOTTAS. Le poids des modules dépassant 100 kg, une grue a été prévue pour le montage de l'installation. Les éléments sont maintenus à la grue par deux ventouses et assurés par une sangle (figure 46 et 47).



Figure 46 et 47 : système de fixation des modules par des sangles et des ventouses

Ainsi fixés, les panneaux sont montés sur la marquise (figure 48) où deux ouvriers les réceptionnent et les fixent à la structure de la marquise (figure 49).



Figure 48 et 49 : transport des modules sur la marquise à l'aide d'une grue

Les modules sont fixés par deux profils latéraux sur leur petits côtés et sont supportés sur leur longs côtés. La fixation latérale est assurée par un profil aluminium (Klemset) vissé entre deux modules, lesquelles reposent sur des joints. L'étanchéité de la marquise est assurée par une tôle d'aluminium reposant sur le module en son sommet (figure 50 et 51).

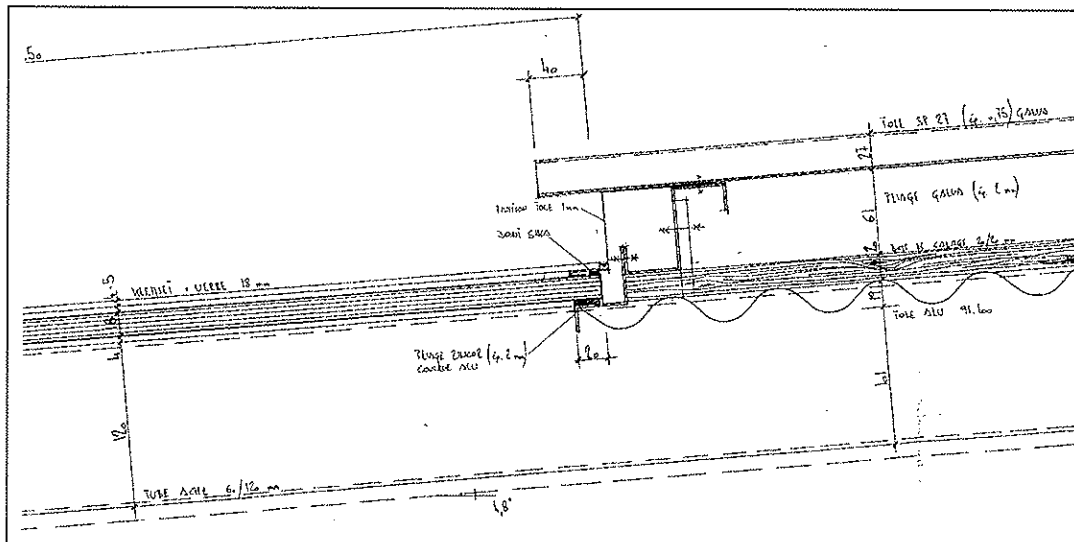


Figure 50: coupe latérale du système de fixation

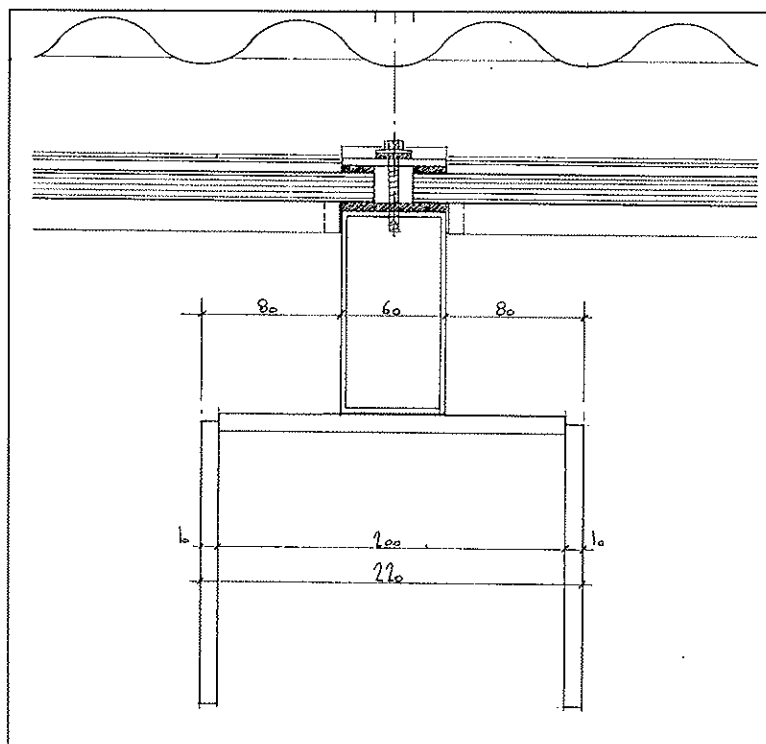


Figure 51: coupe verticale du système de fixation

Ce mode de faire a permis, malgré la taille des éléments, un montage rapide et propre. Les électriciens ont ensuite câblé les modules les uns aux autres au travers de trous prépercés dans la structure assurant ainsi une intégration élégante.

6.5 CONCEPTION ELECTRIQUE ET SYSTEME DE MESURE

L'installation photovoltaïque des marquises de la gare de Morges a une puissance installée de 21.6 kW. Elle comporte 216 modules d'une puissance moyenne S.T.C. de 100 Watts.

Pour des raisons de maintenance, les CFF ont exigé l'utilisation du même type d'onduleur pour les deux marquises. Notre choix s'est porté sur le SOLARMAX 3300 à haute tension d'entrée. De ce choix a découlé la répartition suivante du champ :

Les deux marquises sont divisées en six groupes. Les trois groupes de la marquise du quai II, qui sera équipée en juin 1996, se composent de 40 modules répartis en trois chaînes (13+13+14 modules). La marquise du quai III, équipée en juin 1995, se compose de trois groupes de 32 modules répartis en deux chaînes de 16 modules. Cette solution simplifie le câblage du champ et diminue les longueurs de câbles.

La proximité des tableaux électriques, situés dans le passage sous voies, a permis de réduire les pertes ohmiques à 1% de la puissance nominale du champ.

Les performances de l'installation photovoltaïque seront mesurées selon le standard LESO et les résultats enregistrés seront synthétisés sur des feuilles de mesures annuelles du même type que celle publiées pour les autres installations pilotes que gère le laboratoire.

Les deux premières années de mesures feront l'objet d'un rapport OFEN dont la publication est prévue pour la fin de l'année 1997.

Les schémas électriques de l'installation se trouvent en annexe.

COLLABORATIONS NATIONALES ET INTERNATIONALES

Différentes collaborations ont été établies pour ce projet. Elles concernent les maisons suivantes :

- COPER (Mr. R. Egloff CH - Montreux) pour la pré-étude concernant la gare de Morges ainsi que comme consultant spécialiste PV;
- SOLUTION AG (CH - Härkingen), GSS GmbH (D - Gera), GLAS TROESCH SOLAR (CH - Ursenbach) et FLAGSOL GmbH (D - Köln) pour la production de modules photovoltaïques spécifiques;
- MARC RUETSCHI ARCHITECTE (CH - Lausanne) pour l'intégration des modules photovoltaïques;
- SOTTAS Construction métallique (CH - Bulle) pour la réalisation technique de l'installation;
- PERRIN et SPEATH bureau d'ingénieurs (CH - Lausanne) pour la réalisation électrique de l'installation;
- STUDER SOLARTECHNIK (CH - Venthône), INVERTOMATIC (CH - Riazioni) ET SPUTNIK (CH -Bellach) pour la fourniture du convertisseur statique.
- Dr Hess ETH Zürich pour le dimensionnement du verre d'encapsulation des modules photovoltaïques.

REFERENCES

- Pré-étude "Installation photovoltaïque en gare de Morges"
COPER Mandat OFEN : ET-SUB (92) 133
Rapport final 30.06.93, R. Egloff.
- [1] Bonnard et Gardel ingénieurs-conseils Lausanne
Marquises au Soleil OFEN 1991
- [2] Mohammad S.El-Shobokshy and Fahmy M. Hussein Effect of dust with different physical properties on the performance of photovoltaic cells.
Solar Energy vol. 51 pp. 505-511 1993
- [3] D. Feuermann and A. Zemel
Dust-induced degradation of pyranometer sensitivity
Solar Energy vol. 50 pp. 483-486 1993
- [4] Edward B. Murphy, Steven E. Forman; Massachusetts Institute of Technology
Measuring dirt on PV modules
U.S. Departemnt of Energy, contract no EY 76.C.02.4094 1979
- [5] L. Clavadetscher, Th. Nordmann TNC Consulting AG
100 kW Netzverbundanlage entlang dem SBB-Trasee Bellinzona-Locarno,
Messkampagne, ET-SUB(92) 111, Jahresbericht 1993.
- [6] EWI Ingenieur+Berater Zürich
Solarzellenanlage in Giubiasco
Schlussbericht Januar 1994
- [7] Christian Meier Alpha Real AG
Voruntersuchung für Photovoltaik Krafwerk Autobahnüberdeckung Breite Basel
BEW EF-REN (91)030 Schlussbericht 1993.
- [8] W. Zaaiman (JRC) and D. Chianese (TISO)
Power Measurements at the Photovoltaic Plant Railway Station Giubiasco
Technical note N° I.93.95 July 1993.
- [9] Photovoltaik-Nutzung im Schweizerischen Eisenbahnnetz - Elektromagnetische
Verträglichkeit, NEFF-Projekt 486, Technischer Bericht H. Schär, H. Hoitink,
CRBE.4 92-04, April 1992
- [10] DIN-VDE-Taschenbuch, DKE Auswahlreihe : "Blitzschutzanlagen 1",
Aeusserer Blitzschutz, Normen, 1. Auflage, Stand der abgedruckten Normen,
Juli 1989
- [11] F.Lasnier and TG Ang Asian Institute of Technology, Bangkok
Photovoltaic Engineering Handbook pp. 340-346.
Adam Hilger, Bristol and New-York

- [12] André Mermoud, Groupe de Physique Appliquée, Université de Genève
PVSYST 1.0
Octobre 1994
- [13] Fujii T. and Imura H.
Natural-Convection Heat Transfert from a Plate whith Arbitrary Inclination
Int. J. Heat and Mass Transfert 15 (1972) 755-757
- [14] Stefan Krauter
Betriebsmodell der optischen, thermische und elektrischen Parameter von
photovoltaischen Modulen
Verlag Köster Berlin 1993
- [15] Duffie J. A. und Beckmann W. A.
Solar Energy Thermal Process
New York: John Wiley & Sons, 1974
- [16] Ch. Schaffner Ch.Meier AlphaReal AG Zürich
Bruchverhalten von ungehärteten Gläsern bei punktförmiger Erhitzung
EF-REN (94) 009

ANNEXES

- A I Plan du stand d'essais de Lausanne
- A II Notes de calcul de la structure porteuse
- A III Plan du stand d'essais de Morges
- A IV Caractéristique des revêtement Glasscad et Clear Shield
- A V Résumé du rapport d'analyse de surface
- A VI Résumé du rapport de salissure
- A VII Caractéristiques du produit de nettoyage TRANSOLV
- A VIII Premier dimensionnement du verre
- A IX Second dimensionnement du verre
- A X Schémas électriques

A.I Plan du stand d'essais de Lausanne,
pp. 79-82.

GARE DE LAUSANNE-STAND D'ESSAIS PROVISOIRE

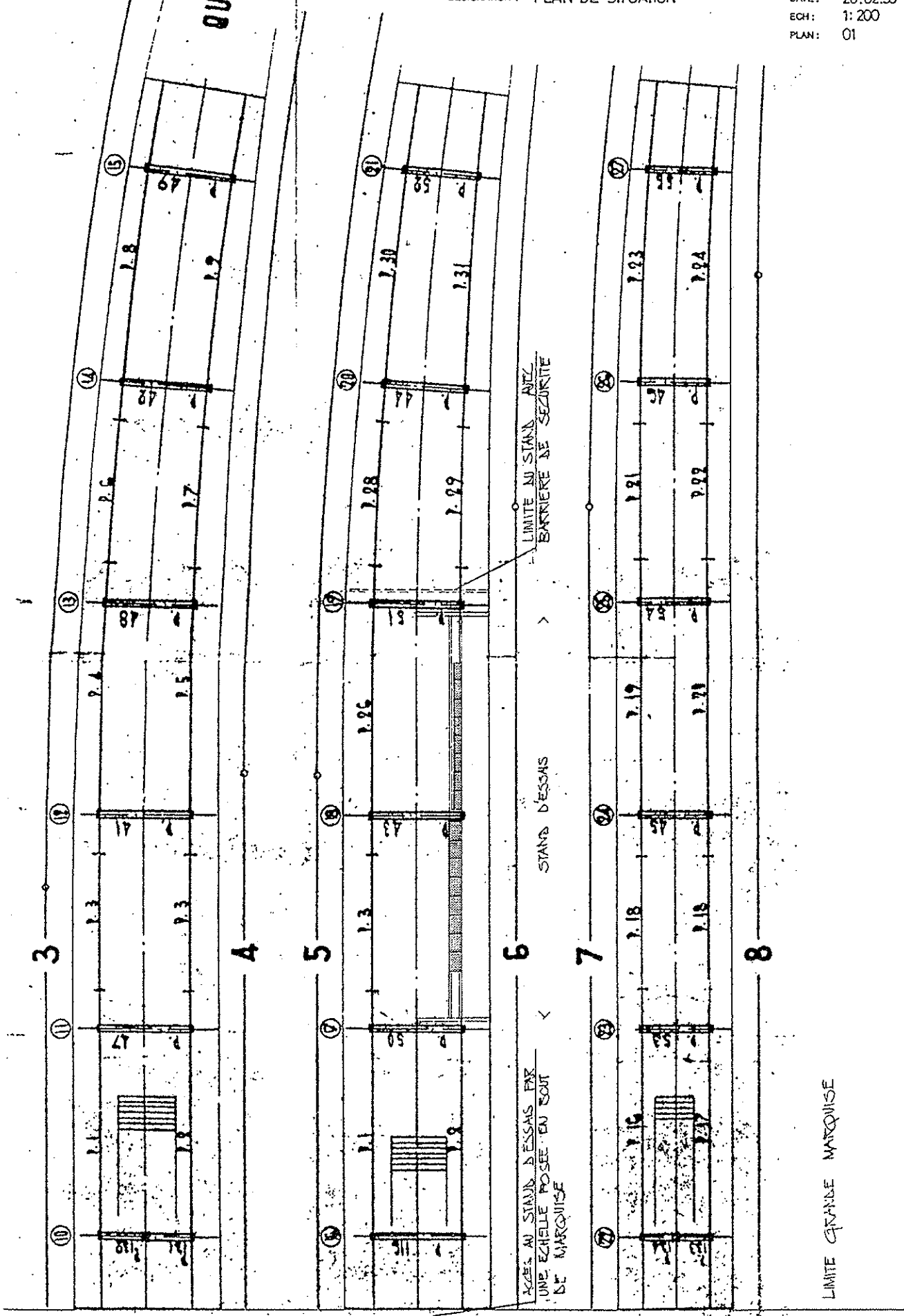
EPFL ITB-LESO
 Laboratoire d'énergie solaire
 1015 Lausanne
 Tel 021 653 45 45

GANZ & MULLER ARCHITECTES
 Rue du Clos 5
 1207 Genève
 Tel 022 786 32 00

DESIGNATION : PLAN DE SITUATION

DATE: 28.02.93
 ECH: 1:200
 PLAN: 01

QUAI II



LIMITE DU STAND
 BARRIERE DE SECURITE

STAND D'ESSAIS

ACCES AU STAND D'ESSAIS PAR
 UNE ECHELLE POSEE 'EN TOUT
 DE MARQUISE'

LIMITE GRANDE MARQUISE

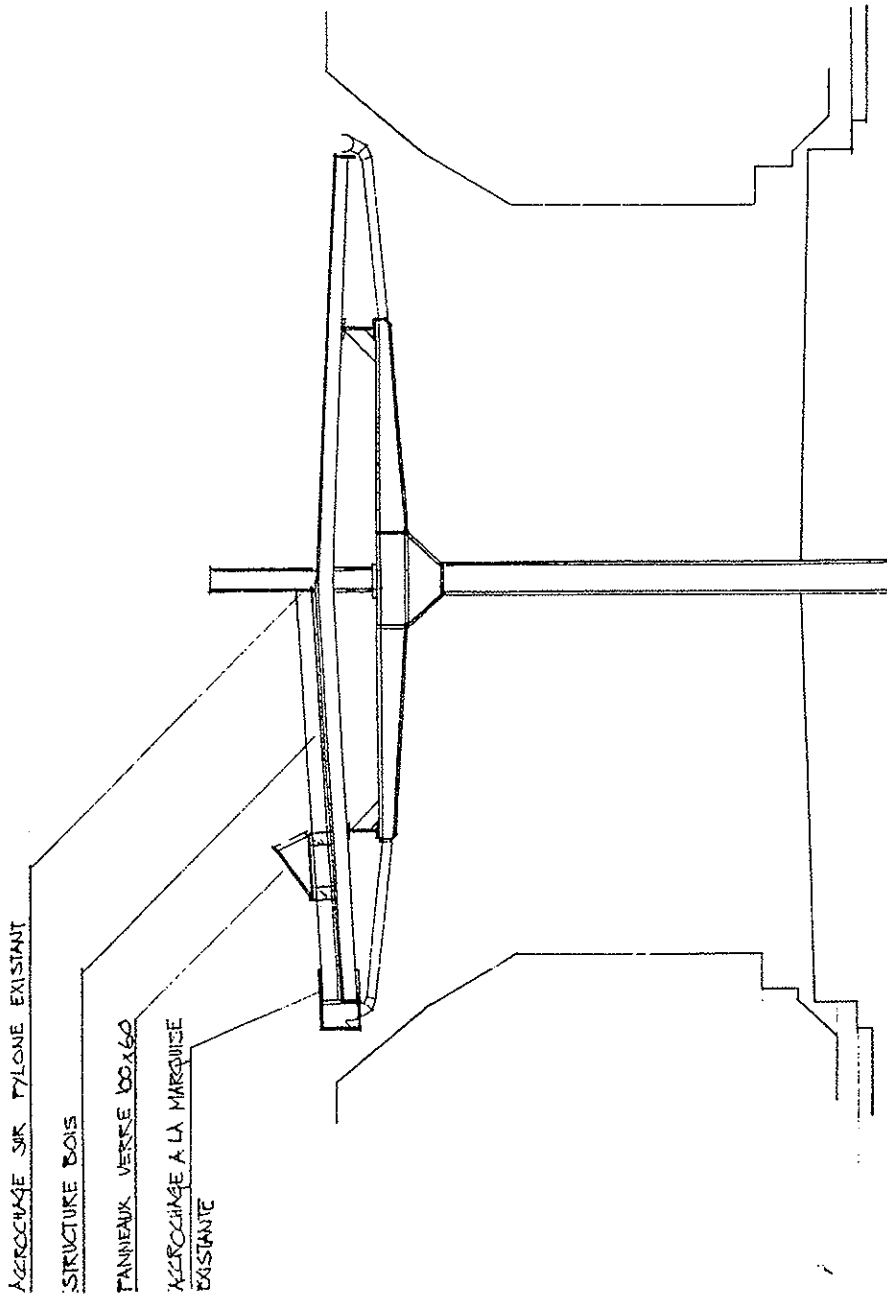
GARE DE LAUSANNE-STAND D'ESSAIS PROVISOIRE

EPFL ITB-LESO
Laboratoire d'énergie solaire
1015 Lausanne
Tel 021 653 45 45

GANZ & MULLER ARCHITECTES
Rue du Clos 5
1207 Genève
Tel 022 786 32 00

DESIGNATION : COUPE A - A

DATE: 10.02.93
ECH: 1:50
PLAN: 03



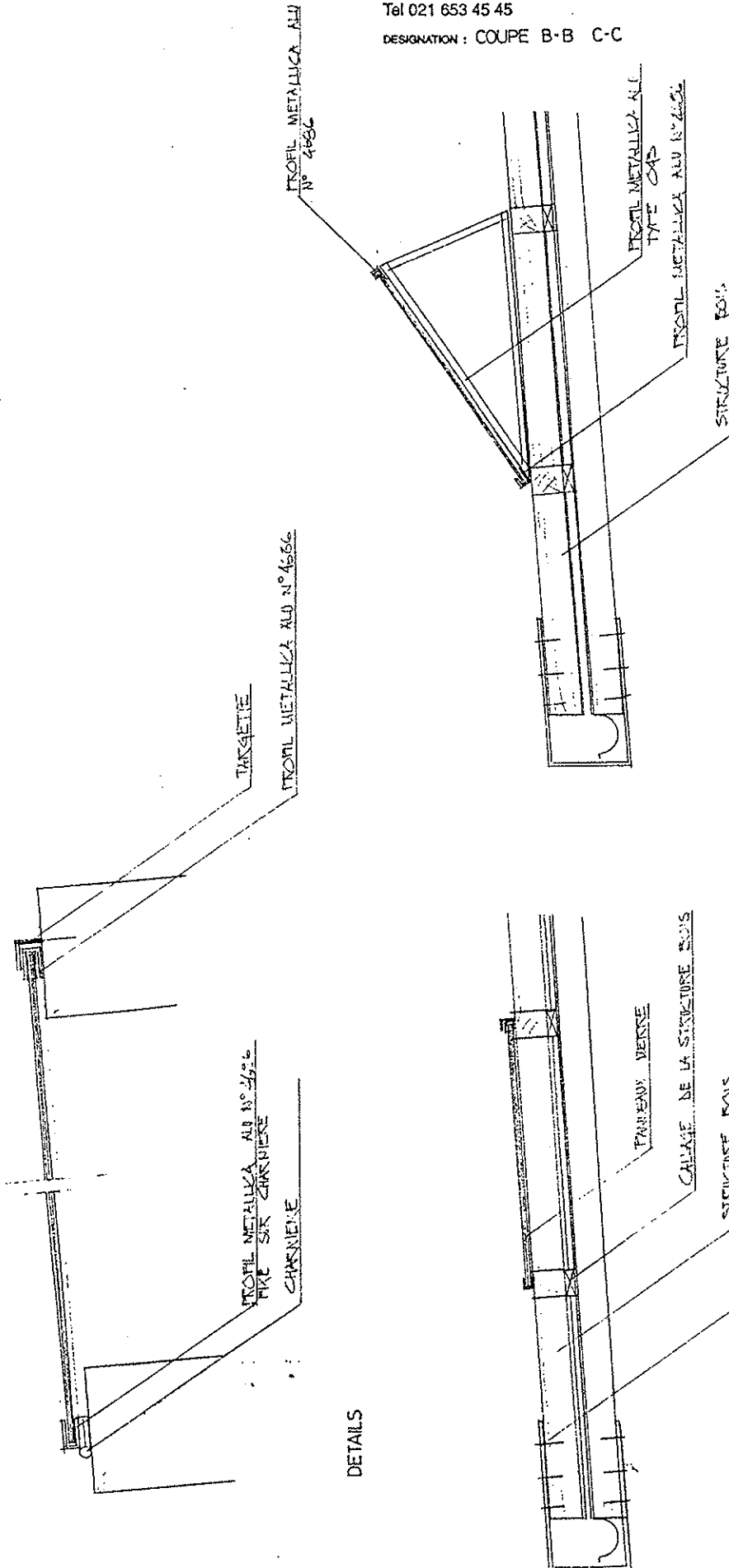
GARE DE LAUSANNE-STAND D'ESSAIS PROVISOIRI

EPFL ITB-LESO
 Laboratoire d'énergie solaire
 1015 Lausanne
 Tel 021 653 45 45

GANZ & MULLER ARCHITECTE
 Rue du Clos
 1207 Genève
 Tel 022 786 32 C

DESIGNATION : COUPE B-B C-C

DATE: 10.02.93
 ECH: 1:20 1:2
 PLAN: 04



DETAILS

COUPE C-C

COUPE B-B

A.II Notes de calcul de la structure
porteuse, M. Paquet ingénieur civil
EPFL-SIA Genève,
pp. 85-88.

GARE DE LAUSANNE - STAND D'ESSAIS PROVISOIRE

EPFL ITB-LESO

GANZ & MULLER, Architectes

VERIFICATION DE LA STRUCTURE PORTEUSE

M. PAQUET, Ingénieur civil EPFL-SIA

1. Introduction

La présente note a pour objet de démontrer la possibilité de placer le stand d'essai sur la marquise des quais II, III ou IV, sans en renforcer la structure.

Le stand d'essai consiste en une rangée de panneaux de verre maintenus en place par une ossature en bois.

Les calculs se réfèrent à la note de calcul de ZWAHLEN & MAYR du 11.11.1957.

1. Charges supplémentaires

- 10 kN répartis sur 16.0 m linéaires, soit 0.63 kN/m'
- Localisé à l'aplomb d'une panne, d'un seul côté, sur 8.0 m linéaires de part et d'autre d'une ferme.
- Les charges de vent supplémentaires sont négligées.

2. Vérification des pannes

Moments de flexion maximum sous charge de service, selon note de calcul Zwahlen & Mayr:

Quai II, quai III (page 6) : IPN 26 $M_{max} = 68.0$ kNm

Quai IV (page 11) : IPN 24 $M_{max} = 54.2$ kNm

Moments de flexion et contraintes maximum sous charge de service et charge supplémentaire:

Le calcul est effectué pour différentes positions du stand d'essai (travées 1-2, 2-3, 3-4 ou 4-5)

Quai II, quai III : $M_{max} = 69.5 \text{ kNm}$
 $W = 442 \text{ cm}^3$ $S_{max} = 157 \text{ N/mm}^2$

Quai IV : $M_{max} = 58.6 \text{ kNm}$
 $W = 354 \text{ cm}^3$ $S_{max} = 165 \text{ N/mm}^2$

Réaction d'appui maximum pour la surcharge seule: $R = 7.6 \text{ kN}$

3. Vérification de la ferme-type

Voir tableau page 19.

Efforts maximum dans les sections 1, 2 et 3 (voir page 14) sous surcharge seule - Stand d'essai à droite:

$$\begin{aligned} M_1 &= 0 \\ M_2 &= -7.6 \times 2.09 = -15.9 \text{ kNm} \\ M_3 &= -7.6 \times 2.49 = -18.9 \text{ kNm} \\ N_3 &= -7.6 \text{ kN} \end{aligned}$$

Cumul des charges:

En raison de sa probabilité négligeable le cas de charge cumulant charge de neige d'un seul côté et vent n'est pas pris en considération.

Efforts cumulés:

- a) Poids propre + neige disymétrique + conducteurs + surcharge :

$$M1 = -36.4 \text{ kNm}$$

$$M2 = -94.1 - 15.9 = -110.0 \text{ kNm}$$

$$M3 = -68.7 - 22.1 - 18.9 = -109.7 \text{ kNm}$$

$$N3 = -63.8 - 7.6 = -71.4 \text{ kN}$$

- b) Poids propre + neige symétrique + vent transversal + conducteurs + surcharge :

$$M1 = -150.4 + 96.9 = -53.5 \text{ kNm}$$

$$M2 = -150.4 + 52.3 = -98.1 \text{ kNm}$$

$$M3 = -53.3 - 50.7 - 22.1 - 18.9 = -145.0 \text{ kNm}$$

$$N3 = -145.4 + 71.4 - 7.6 = -81.6 \text{ kN}$$

- c) Poids propre + neige symétrique + conducteurs + surcharge :

$$M1 = -150.4 \text{ kNm}$$

$$M2 = -150.4 - 15.9 = -166.3 \text{ kNm}$$

$$M3 = -22.1 - 18.9 = -41.0 \text{ kNm}$$

$$N3 = -145.4 - 7.6 = -153.0 \text{ kN}$$

- d) Poids propre + neige symétrique + vent longitudinal + conducteurs + surcharge :

$$M3x = -22.1 - 18.9 = -41.0 \text{ kNm}$$

$$M3y = -41.7 \text{ kNm}$$

$$N3 = -145.4 - 7.6 = -153.0 \text{ kN}$$

Contraintes maximum:

Sections 1 et 2

$$\begin{array}{llll} M_{\max} = & 166.3 \text{ kNm} & W & = & 1019 \text{ cm}^3 \\ S_{\max} = & 163.2 \text{ N/mm}^2 & & & \end{array}$$

Section 3

$$\begin{array}{llll} A & = & 112 \text{ cm}^2 & \\ W_x & = & 1240 \text{ cm}^3 & W_y = & 426 \text{ cm}^3 \\ S_{\max} & = & 144.6 \text{ N/mm}^2 & \end{array}$$

4. Vérification des déformations

L'augmentation de la déformation sous l'effet de la surcharge est négligeable et sans effet sur l'aptitude au service de la structure.

5. Conclusions

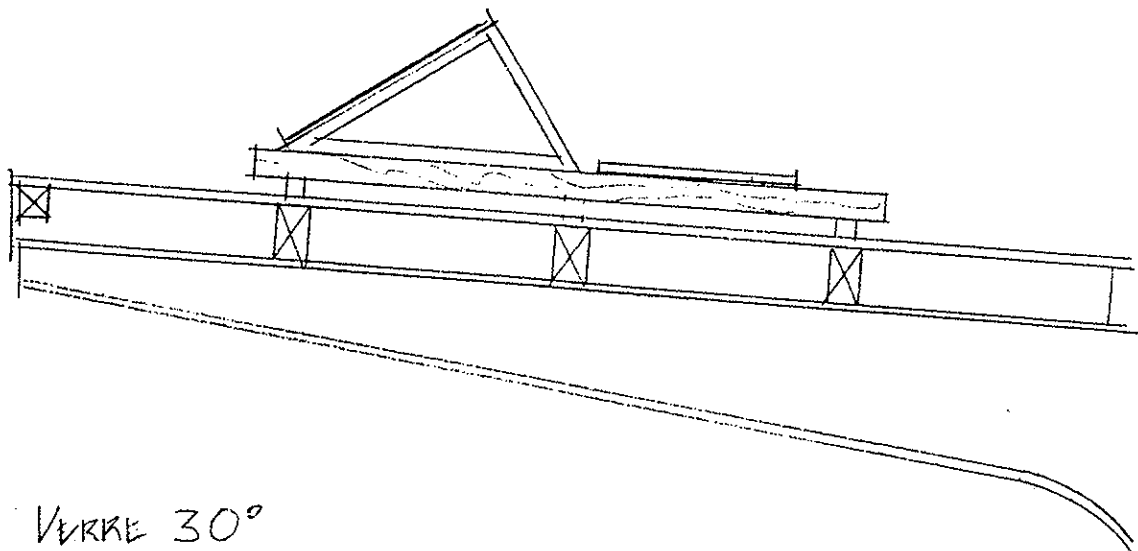
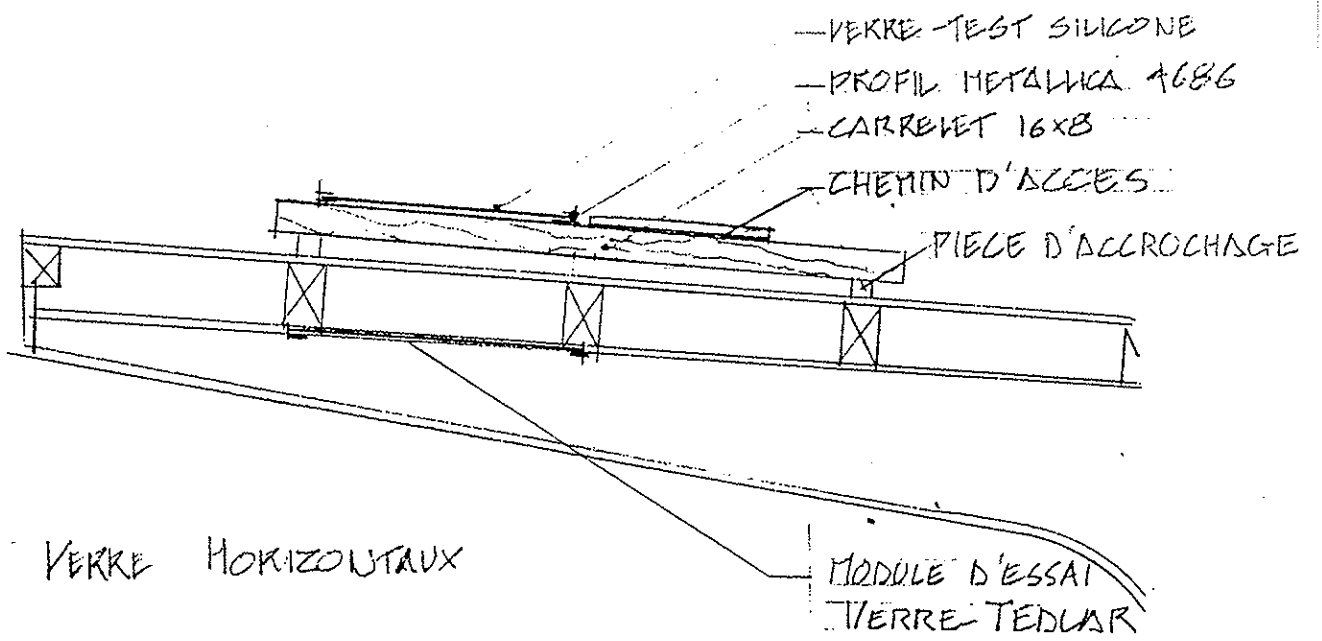
La sécurité structurale des marquises sous l'effet de la surcharge du stand d'essai est assurée.

Son emplacement est indifférent pour autant que les extrémités en porte-à-faux de la marquise ne soient pas utilisées et que les panneaux soient placés à l'aplomb des pannes.

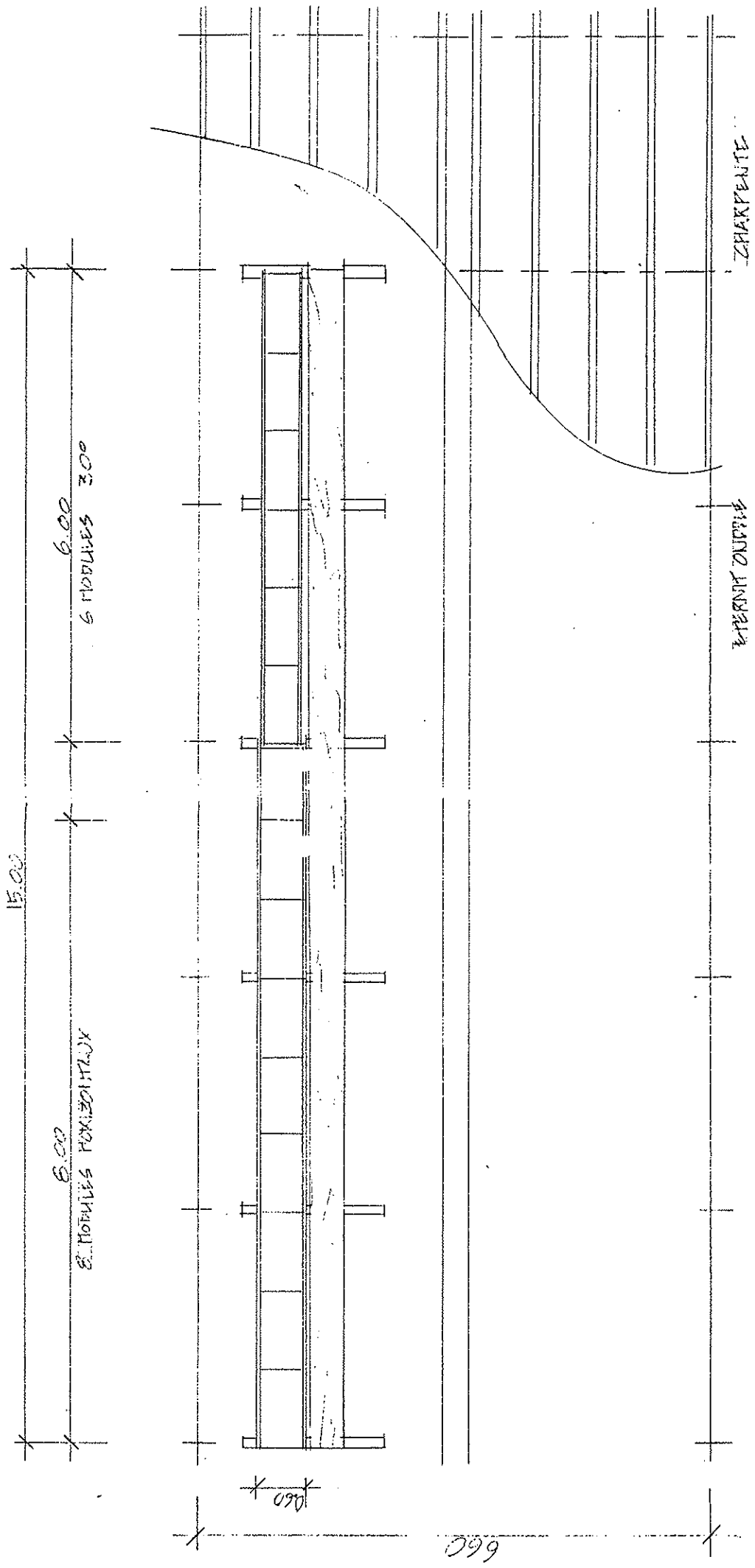
Au cas où il serait envisagé de placer deux stands d'essais au lieu d'un seul, il est recommandé de ne pas les placer côte à côte, mais symétriquement par rapport à l'axe de la marquise.

Le système d'ossature en bois est satisfaisant. Pour le maintien transversal du stand d'essai on prévoira 3 traverses, soit une tous les 5.30 m environ.

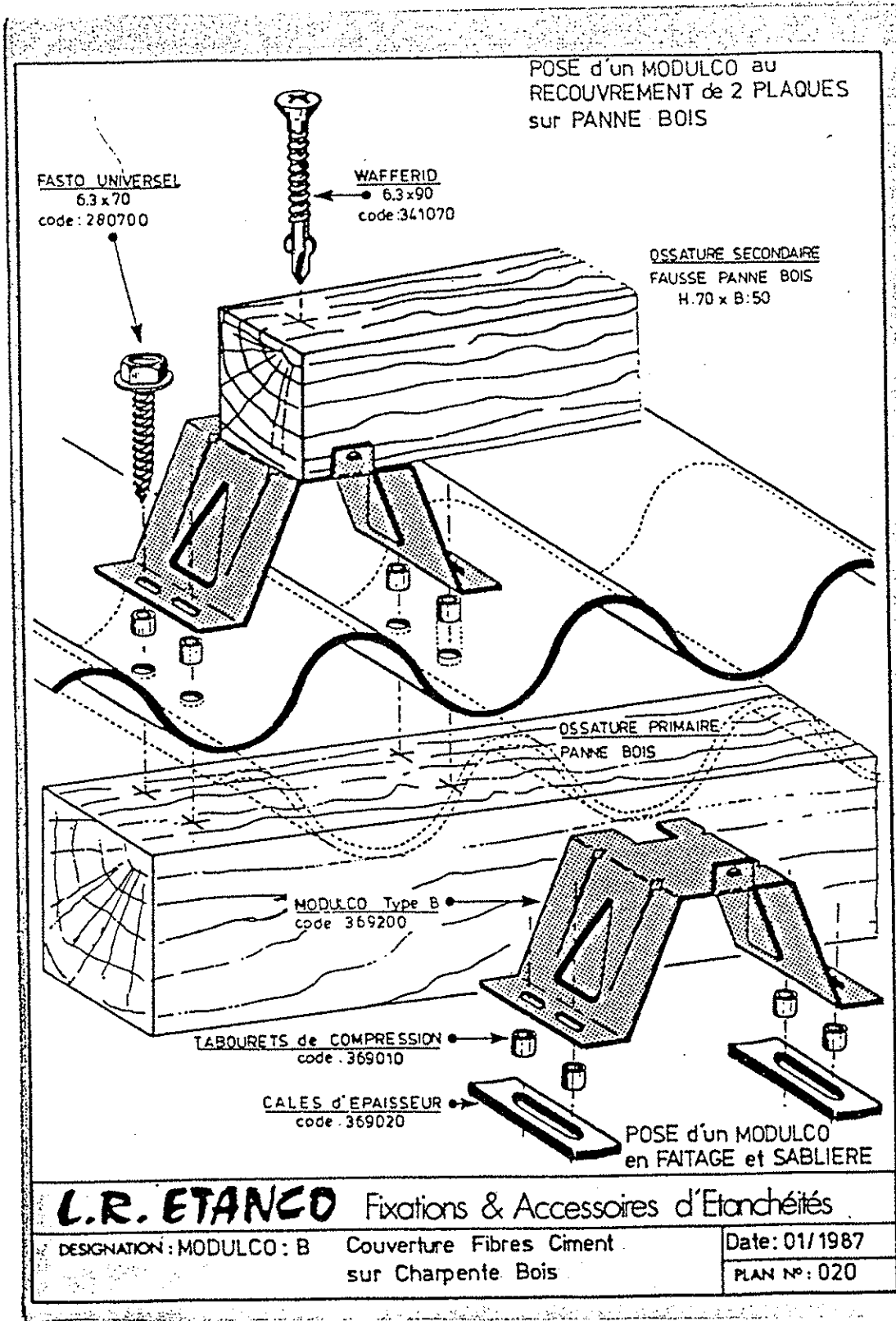
A.III Plan du stand d'essais de Morges,
pp. 91-94.



détails Ech. 1 : 20



plan Ech. 1 : 50



L.R. ETANCO

Fixations & Accessoires d'Etanchéités

DESIGNATION: MODULCO: B Couverture Fibres Ciment sur Charpente Bois

Date: 01/1987
PLAN N°: 020

Accrochage sur Eternit

A.IV Caractéristiques des revêtements
Glasscad® et Clear Shield®,
pp. 97-98.

GLASSCLAD®

GLASSCLAD SURFACE TREATMENTS IMPART THE

- Increased surface resistivity
- Enhanced lubricity
- Improved water repellency

GLASSCLAD® 18



USES

Applications where Glassclad® 18 has been used successfully include:

- laboratory glassware—improves drainage, reduces breakage.
- porcelain ware—provides a glide surface and reduces adhesion to other porcelain ware.
- optical fibers—provides lubricity and reduces breakage during fabrication and in operational flexing.
- clinical analysis—treatment of analytical equipment extends clotting time of blood, reduces hemolysis, reduces protein adsorption. Glassclad® 18 is not for food or drug use.
- fluorescent light bulbs—increases scratch resistance, reducing breakage; increases surface resistivity.

PROPERTIES OF TREATED SURFACES

Values reported are for glass slides dipped in 1% solutions of Glassclad 18 and cured at 100°C.

critical surface tension

Untreated $\gamma_c = 78$ dynes/cm

Treated (hydrophobic) $\gamma_c = 31$ dynes/cm

Untreated 1×10^{12} ohms

Treated 1.2×10^{13} ohms

Untreated

Treated

coefficient of friction, static

(glass slide on glass slide)

Untreated 0.9-1.0

Treated 0.2-0.3

blood protein adsorption

comparative 100 hour adsorption values for whole human

blood on borosilicate glass surfaces

Untreated 0.13mg/mm²

Treated 0.01-0.02mg/mm²

These results are not meant to suggest "in vivo" application of Glassclad® 18. Glassclad® 18 should be used only in treatment of diagnostic apparatus for clinical analysis in outside the human body applications.

HYDROPHOBIC COATINGS

FOLLOWING PROPERTIES TO TREATED SURFACES

- Non-adherent, non-oily surfaces
- Greater scratch resistance
- Easier cleaning, improved appearance

GLASSCLAD® 6C

USES

Applications where Glassclad® 6C has been used successfully include:

- laboratory glassware—improves drainage, reduces breakage.
- fiber optics—reduces moisture adsorption and surface fracture.
- clinical analysis—reduces protein and lipid adsorption of diagnostic glassware. Glassclad® 6C is not for food or drug use.
- electronic glassware—reduces surface tracking in mercury switches, and optical displays.

PROPERTIES OF TREATED SURFACES

Values reported are for glass slides dipped in 1% solutions of Glassclad® 6C and cured at 100°C.

critical surface tension

Untreated $\gamma_c = 78$ dynes/cm

Treated (hydrophobic) $\gamma_c = 25$ dynes/cm

DESCRIPTION

Glassclad® 6C is a chlorine terminated polydimethylsiloxane telomer. The chlorines react with hydroxy and silanol groups of glass or other siliceous surfaces to form a chemically bound polydimethylsiloxane "siliconized" surface.

TYPICAL PROPERTIES OF GLASSCLAD® 6C

% active 100%

Flashpoint 5°C

Specific gravity 0.98-1.00

APPLICATION METHODS

Glassclad® 6C is a chlorinated polysiloxane and is corrosive. Avoid skin and eye contact. Use in a well ventilated area.

1. Glassclad® 6C is most frequently applied as a 2-10% solution in "dry" solvents such as hexane, methylene chloride, or 1,1,1-trichloroethane. Articles are dipped or wiped. The articles can be cured by air drying for 24 hours at conditions of less than 75% relative humidity. Heat curing at 110°C for 15-20 minutes in an exhausted oven provides the most effective surface treatment.
2. A master batch of Glassclad® 6C is isopropanol or ethanol is desirable when large surfaces are to be treated and the acidic byproducts are difficult to handle. A 0.5 to 2% solution of Glassclad® 6C in isopropanol is prepared in a well ventilated area. Hydrogen chloride fumes issue during this stage. Acidic character is reduced for subsequent surface treatment.

Over-treatment results in a cloudy surface. The concentration of Glassclad® 6C should be reduced to eliminate this effect.

PS216 GLASSCLAD® 6C

100ml/108,—
450ml/150,—

- Complete data sheet available.

- Reduces the number of surface polar sites

GLASSCLAD® MH

Glassclad® MH is a silicone polymer solution that reacts with many substrates to give a tightly bound hydrophobic film that also provides excellent release characteristics as well as a barrier against penetration of other polar materials.

USES

- Textile and Fabric Treatment—waterproofs fibers, reduces absorption of polar materials.
- Cellulotics—paper and other cellulotics become hydrophobic, making them useful for dielectric and membrane applications.

DESCRIPTION

Glassclad® MH is a mixture of hydride functional siloxane and catalyst system in 1,1,1-trichloroethane.

APPLICATION

Glassclad MH can be applied by spray or immersion. Exposure time in baths is 15-30 seconds. The surface cures in 30-85 minutes at room temperature.

CAUTION

Use only in well ventilated areas.

PS218 GLASSCLAD® MH

100ml/16,—
450ml/114,—

GLASSCLAD® MS

Glassclad® MS is an alkaline resinous silicone solution that reacts with siliceous substrates including stone and masonry.

USES

- Masonry—renders surfaces water repellent.
- Ceramics—increases green strength and green storage life.

DESCRIPTION

Glassclad® MS is a 30% sodium methyl silicate solution in water.

APPLICATION

Glassclad® MS is diluted 10:1 with water then sprayed or brushed onto surfaces. The solution should be air-dried 24 to 36 hours prior to immersion in water.

CAUTION

Avoid skin contact. Glassclad® MS is alkaline.

PR6772 GLASSCLAD® MS

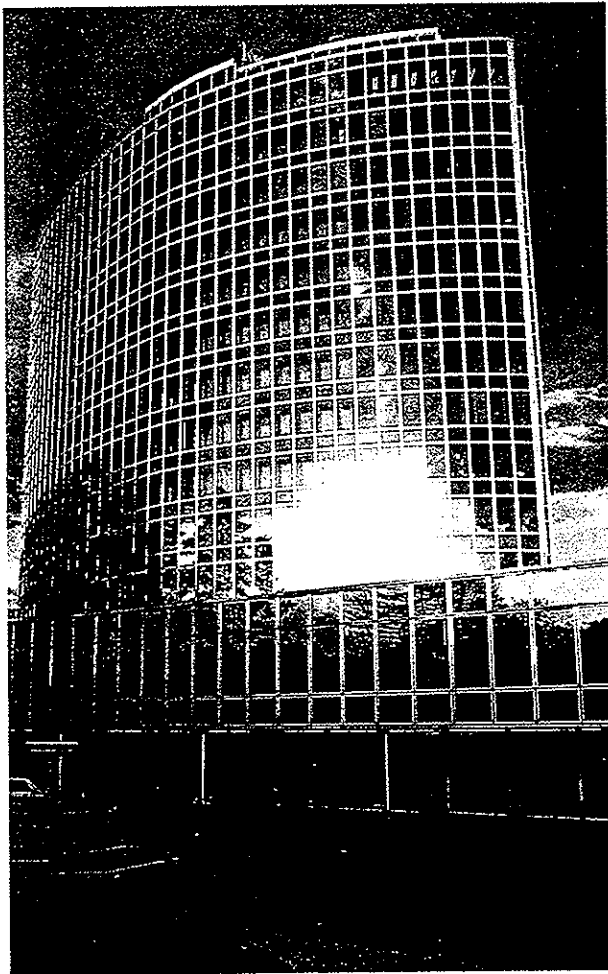
950ml/54,—
3600ml/162,—



«Clear-Shield, système pour nettoyage facile»

Le seul traitement anti-salissure des verres, à durée illimitée!

Une qualité de verre qui allie clarté avec protection contre la pollution, décoloration et contamination empêche l'adhérence des graffitis.



Bâtiment

■ Protection...

- Apparence prestigieuse qui garde le verre avec toute sa brillance d'origine.
- Améliore la visibilité et la sécurité.
- Economie d'énergie grâce à la diminution de dommages lors de:
 - Transport et stockage.
 - Enlèvement de peinture, dépôts de ciment, salissures dues aux travaux de construction.
 - Décoloration dues à la pollution atmosphérique et autres contaminants.
 - Verres dépolis au sable, protection des tâches dues aux trous et aux salissures d'eau.

■ Maintenance...

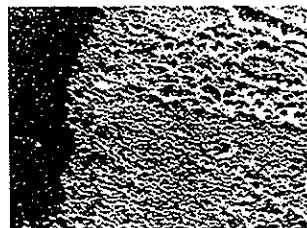
- Le Clear-Shield permet une réduction très importante des fréquences de nettoyages.
- Une grande économie de temps lors des nettoyages; la surface modifiée empêche tout accrochage de surface. Plus besoin de frotter ou gratter, réduction d'utilisation de produits de nettoyage.
- Grande facilité de maintenance dans les endroits difficilement accessibles, nécessitant échafaudages ou moyen de levage telles que grue, nacelle, etc...

■ Rénovation...

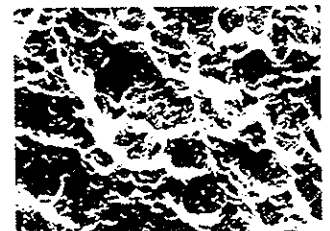
Economie de coût grâce à la non utilisation de produits de nettoyage abrasifs endommageant le verre, évitant la nécessité de remplacement des verres abîmés.

Clear-Shield peut traiter des verres neufs, ainsi que des verres existants même installés depuis de nombreuses années.

Des verres oxydés par le temps, par exemple: des vitraux peuvent être grâce au système Clear-Shield sauvés et nettoyés, ensuite protégés indéfiniment.



Surface du verre traité



Surface du verre non traité

A.V Résumé du rapport d'analyse de
surface, Dr Houriet, Département
des Matériaux LTP et LMCH,
EPFL,
pp. 101-104.

Rapport d'analyse

Objet de l'analyse:

Panneau en verre installé en gare de Morges (marquise).

Problématique:

Au cours de l'exposition, la surface supérieure du panneau s'est recouverte d'une pollution tenace qui diminue sensiblement la transmission optique du panneau

Buts de l'analyse:

Déterminer la nature de la pollution et analyse semi-quantitative de ses composantes. Obtenir des indications sur l'adhésion de la pollution sur le verre

Moyens d'analyse utilisés:

- Observation au microscope optique
- Analyse élémentaire par spectroscopie de fluorescence X (XRF)
- Analyse de la surface par spectroscopie des photoélectrons (ESCA/XPS)
- Analyse de la composition par spectroscopie infra-rouge (FTIR)

Résultats

1) Microscopie optique:

L'observation au microscope montre la présence de dépôts d'aspects différents sur les faces supérieure et inférieure. Cette dernière fait apparaître un dépôt relativement lisse et peu structuré alors que la pollution de la face supérieure contient en tout cas deux constituants, l'un en couche opaque et en gouttelettes faisant penser à une couche grasse et l'autre solide, constituée de particules dont la taille varie de 10 à 200 μm .

2) Spectroscopie XRF:

La méthode XRF permet la détection des éléments à partir du sodium, donc l'hydrogène, le carbone, l'azote et l'oxygène ne peuvent pas être détectés. L'épaisseur analysée est de 20 à 30 μm . Les résultats sont reportés en coups par seconde pour chaque élément. En l'absence de standards de calibration, aucune évaluation quantitative n'a été faite. Le spectre XRF du verre (BREFVERRE) indique que les éléments majoritaires du verre sont Si et Ca. On note également la présence des éléments mineurs K, Ti et Fe ainsi que des traces de Cr. On ne note aucune différence significative entre le spectre du verre mesuré sur la tranche de l'échantillon cassé (BREFVERRE) et la face inférieure "propre" (BVERREINF).

Par contre la face supérieure "sale" (BVERRESUP) montre un taux élevé de Fe qui passe de 0.9 à 35 coups par seconde.

Dans ces mesures, la zone analysée a un diamètre d'environ 400 μm et les résultats représentent donc une moyenne sur la surface observée. En utilisant un collimateur plus petit (zone analysée d'environ 100 μm) et en balayant la surface par incréments de 100 μm , les mesures font apparaître une structure dans l'intensité du Fe qui met en évidence la présence des particules contenant cet élément (résultats du PROFIL).

3) Spectroscopie ESCA/XPS:

Cette méthode utilise des photoélectrons émis et permet l'analyse élémentaire qualitative et quantitative en surface et en profondeur (par décapage ionique) avec une résolution en profondeur de quelques nm. Comme bonne approximation l'intensité des pics est proportionnelle à sa concentration en surface.

Les mesures notées asr (as received) ont été effectuées directement sur l'échantillon sur les faces supérieures et inférieures ainsi que sur la tranche. Un tableau avec les no. des fichiers (ma...) ainsi le type de mesure (survey, multiplex (=spectre détaillé) et le commentaire se trouve en annexe. Les mesures ont été effectuées tel quel (asr) et après nettoyage à ultrason dans alcool pur ou du Fréon.

Le spectre de la référence (ma3109) montre le spectre des éléments du verre Na, Si, Ca et O ainsi qu'un pic de C dû à la pollution ambiante. Sur la face inférieure (ma3104), les mêmes éléments sont présents avec en plus un intense pic de C. Pour la

face supérieure (ma3101), le spectre est qualitativement le même après nettoyage mais avec une augmentation sensible des pics caractéristiques du Fe. Pour la face inférieure, les spectres après nettoyage (ma3108, ma3106) révèlent également la présence des pics du Fe. Le carbon trouvé représente l'ensemble de CH_x , C-O et C=O.

Une analyse en profondeur réalisé par décapage ionique (sputtering) avec des ions d'argon (de 0 à 70 nm, spectre ma3110) a été réalisée à partir de la face supérieure suivi d'un spectre asp (after sputtering) de la nouvelle surface obtenue à -70nm (ma3111). En se basant sur la vitesse de décapage du standard $\text{Ta}_2\text{O}_5/\text{Ta}$ d'un épaisseur de 30 nm (ma3002) on constate que les profils ont une épaisseur de 35 nm de la couche de contamination avec une interface assez larges entre la couche de contamination et le substrat (verre). Les spectres (survey) montrent principalement la présence de fer sous forme de Fe_2O_3 et de Fe_3O_4 , de l'oxygène et de carbone, mais aussi de l'étain (SnO_2) sur la face supérieur. Sur la tranche on trouve les constituants de verre (Si, Ca, Na, O, etc...)

4) Spectroscopie infra-rouge (FTIR):

Après grattage, la pollution a été mélangée à un liant (KBr) et mise en pastille. Le spectre FTIR de cette dernière montre essentiellement les bandes analogues au spectre de la silice (SiO_2) et provenant du verre. Quelques bandes additionnelles peuvent être attribuées à des composés de type hydrocarbures. Des mesures FTIR en modes de réflexion directement à partir de la face polluée du verre ont été tentées. Elles n'ont montré la présence d'aucun composé autre que le verre, ceci étant probablement dû à la faible concentration de la pollution et à la sensibilité limitée des méthodes de réflexion.

Conclusions:

- (1) La pollution se compose principalement de deux constituants, l'un gras et l'autre constitué de fer, sous forme d'oxyde (Fe_2O_3 , FeO et Fe_3O_4 hydraté(OH)).
- (2) La partie gras contient des hydrocarbures, typiquement trouvé sur une surface couverte d'huile. Ces hydrocarbures se trouvent principalement en surface sur l'oxyde de fer.

(3) Sur la face supérieure, le taux de déposition est plus élevé et de plus le dépôt subit l'action directe des intempéries ce qui résulte en la formation d'un dépôt irrégulier comportant des amas alternés d'oxyde de fer et d'huile.

(4) Sur la face inférieure, la déposition se produit plus lentement, mais d'une manière continue ce qui résulte en une fine couche assez régulière.

Lausanne, le 2.6.1994

Dr. R. Houriet

Prof. H.J. Mathieu

A. VI Résumé du rapport de salissure,
 COPER Genève,
 pp. 107.

Installations photovoltaïques sur les marquises en gare de **MORGES**

Projet du LESO sous mandat de l'OFEN [EF-REN(92)096]

Rapport de COPER

Résumé [R.E. 24.01.95]

- Salissures -> Nettoyages

Le projet de marquises pour la nouvelle gare CFF de Morges prévoit une verrière dans la partie médiane du toit. C'est une innovation très attrayante, qui rendra les quais de gares plus avenants pour les voyageurs. Il en résulte toutefois un inconvénient considérable : ces verrières devront être nettoyées régulièrement, pour éliminer les salissures résultant du freinage des trains - une pollution spécifique aux gares.

Il a été prévu de remplacer les vitres des verrières par des modules photovoltaïques (PV) semi-transparents - qui se substituent donc aux vitres. Ceci constitue aussi une innovation, en accord avec l'intégration des installations PV dans les constructions.

Les problèmes de nettoyage prendront encore plus d'importance avec ces installations PV. Il faudra impérativement éviter que les salissures ne diminuent trop fortement la transparence des modules PV - et par conséquent leur rendement énergétique. Ceci implique des nettoyages réguliers, pour éliminer les poussières d'oxydes de fer qui forment une croûte compacte, très adhérente.

Les CFF devront s'astreindre à un nettoyage assez fréquent, ce qui constituera un certain surcroît de travail pour le personnel de la gare de Morges. Afin d'évaluer les implications de ces fréquents nettoyages, une enquête à ce sujet a été entreprise.

Certaines gares ont une verrière incorporée dans une marquise attenante au bâtiment de la gare : Vevey et Renens en particulier. Il était donc utile d'examiner ces verrières, très semblables à celles qui sont prévues pour Morges. Ceci a permis de prendre connaissance des expériences réalisées concernant les salissures et leur nettoyage.

Constatant que l'opération de nettoyage était particulièrement laborieuse, l'enquête s'est ensuite orientée vers l'évaluation de produits de nettoyage adéquats. Ceci a abouti à la découverte d'un nouveau produit, du nom de Transolv, qui s'est révélé être particulièrement efficace. Son emploi facilitera les fréquents nettoyages qui seront nécessaires en gare de Morges.

N.B. Le rapport complet est disponible auprès du LESO.

A. VII Caractéristiques du produit de nettoyage TRANSOLV®,
pp. 111-112.

TRANSOLV

CROUS CHEMICALS
TRANSPORT-REINIGUNGSPRODUKTE

BESCHREIBUNG

Konzentrierter, hochwirksamer Reiniger & Entfetter für alle **AUSSEN- & INNENFLÄCHEN** jeglicher Transportmittel und Signalisationszeichen auf den Strassen. Speziell entwickelt für Entfernung von Bremsstaub, Öle, Fette und Streifen.

Enthält **KEINE SÄUREN, LÖSUNGS- & ÄTZMITTEL ODER TREIBGASE. PHOSPHATFREI.** Wirkt **NICHT ROSTEND** auf Metallen oder Farben. Wasserlösliches Produkt, nicht entflammbar. **SPEZIELL** für Farbanstriche auf Wasserbasis, ersetzt Aussenreiniger auf Säurebasis.

EINSATZGEBIET

Für Problemzonen & exponierte Flächen, wie Kopfteil & Ende der Züge, Busse oder Strassenbahnwagen, Flugzeuge, Strassenzeichen und SOS-Säulen, sowie zwischen den einzelnen Wagenteilen. Für Diesel- & elektrisch betriebene Fahrzeuge.

TRANSOLV entfernt **ALTE SCHUTZSCHICHTEN (HIGHGLOW)** von der Aussenseite der Transportmittel.

TRANSOLV mit Zusatz von ACTISPOT entfernt Kalkbeläge, Bremsstaub & allgemein hartnäckiger Schmutz von Fenstern (1 Teil Transolv : 8 / 10 Teilen Wasser + 1 Teil ACTISPOT)

GEBRAUCHSANWEISUNG (Verlangen Sie unsere Beratung)

Die Angaben dieser Gebrauchsanweisung dienen als Empfehlung. Ermitteln Sie immer zuerst auf einer Testfläche am Objekt den Materialverbrauch sowie die ideale Applikation und Anwendungskonzentration. WICHTIG: Wetterbedingungen beachten. Bei Missachtung der Empfehlungen wird keine Haftung übernommen.

Manuelle und mechanische Reinigung. TRANSOLV kann in jeder Art von Maschine verwendet werden. Das Produkt wirkt **NICHT ROSTEND** und greift weder den Mechanismus noch die Maschine selber an.

WICHTIG: Bei manueller Anwendung von unten nach oben reinigen, mit weicher Bürste arbeiten. Mit viel Wasser gründlich abspülen.
(Besonders bei Kopf- & Zwischenteilen, sowie bei allen andern Problemzonen des Transportmittels)

STARKE VERSCHMUTZUNG

In der Verdünnung 10% - 12,5% für den Kopfteil & zwischen den Waggons (manuell)

In der Verdünnung 5% - 7,5% für die Seitenflächen

MITTELSTARKE VERSCHMUTZUNG

In der Verdünnung 5% für die Seitenflächen

LEICHTE VERSCHMUTZUNG

In der Verdünnung 2,5% - 5%

GEBINDE

- 25 L

- oder auf Anfrage

SICHERHEITSDATENBLATT

PRODUKTE-BESCHREIBUNG

NAME	TRANSOLV
AUSSEHEN	klar
ZUSTAND	flüssig
GERUCH	neutral
ANWENDUNG	Extrem wirksamer Reiniger & Entfetter für starke Verschmutzungen. Speziell entwickelt für Farbanstriche auf Wasserbasis. Ersetzt Reinigungsprodukte auf Säurebasis.
LAGERUNG	Normale Lagerbedingungen - Mindestens 12 Monate
ZUSAMMENSETZUNG	Anionische & nichtionische waschaktive Reinigungsmittel, 1,7% Metasilicate
VORSICHTSMASSNAHMEN	Bei Berührung mit der Haut oder den Augen, sofort gründlich mit viel Wasser abwaschen.

PHYSIKALISCHE SPEZIFIKATIONEN

DICHTE	1052 g/ml
VISKOSITÄT	< 50.0 (mPS)
LÖSLICHKEIT	in Wasser
PH-WERT	100% 13,75
ALUMINIUM-KORROSION	0,17 g/m ² /h
NICHT ENTFLAMMBAR	
SIEDEPUNKT	>100
BIOLOGISCHE ABBAUBARKEIT	mindestens 90%

KENNZEICHNUNG

GIFTKLASSE	4 <i>im Rahmen Lot</i>
BAG T Nr.	87197
WARNAUFSCHRIFTEN	Nicht einnehmen. Reizt die Augen & die Haut.
TEL. Nr. TOX-ZENTRUM	01 251 51 51
TRANSPORT ADR.-No.:	-

A. VIII Premier dimensionnement du verre
Eric Savoy, promotion du verre et
du miroir Préverenges (CH),
pp. 115-116.

E. Savoy Promotion du verre et du miroir

Eric Savoy
vente et représentation produits verriers

E.P.F.L.
A l'att. de Monsieur Muller
Bâtiment LESO
1024 ECUBLENS

Votre réf : Mr. Muller

Notre réf : E. Savoy

Préverenges, le 10 novembre 1993

Concerne : Gare de Morges, projet verres photovoltaïcs

Monsieur,

Nous avons l'avantage de vous communiquer ci-après les résultats des calculations des épaisseurs de verre pour une pose en toiture selon les données suivantes :

DIMENSIONS DES VERRES : 1801 MM X 1050 MM

- Verres tenus sur 3 côtés, sans charge sur le verre

Type 1 : verre trempé extra blanc, composé avec une couche PVC
épaisseur requise = 6.0 mm

Type 2 : verre extra blanc feuilleté avec verre trempé
épaisseur requise = 9,25 mm
proposition : verre extra-blanc de 6 mm
PVB 0,38 mm
trempé de 4 mm

- Verres tenus sur 4 côtés, avec charge concentrée de 80 kg

Type 1 : verre trempé extra blanc, composé avec une couche PVC
épaisseur requise = 15 mm
charge répartie : épaisseur requise = 10 mm

Type 2 : verre extra blanc feuilleté avec verre trempé
épaisseur requise = 18 mm
proposition : verre extra-blanc de 10 mm
PVB 0,38 mm
trempé de 8 mm
charge répartie : épaisseur requise = 14 mm
proposition : verre extra-blanc de 6 mm
PVB 0,38 mm
trempé de 6 mm

Ces caluls sont exécutés avec un verre tenu sur le pourtour, il est possible de prévoir des supports partiels sous le verre

Avec tous mes remerciements et cordiales salutations.

Eric SAVOY

E. Savoy Promotion du verre et du miroir

Eric Savoy
vente et représentation produits verriers

E P F L
A l'attention de Mr. MULLER
Bâtiment LESO
1024 ECUBLENS

Votre réf : Mr. Muller

Notre réf : E. Savoy

Préverenges, le 8 décembre 1993

Concerne : Gare de Morges, projet verres photovoltaïques

Messieurs,

Nous avons l'avantage de vous communiquer ci-après le résultat des calculations des épaisseurs de verres pour une pose en toiture selon les données suivantes :

DIMENSIONS DES VERRES : 1801 mm x 1050 mm

- Verres tenus sur 3 cotés avec charge concentrée de 80 kg sur le verre
1 longueur de 1812 mm libre

Type 1 : verre trempé extra blanc avec une couche de Tedlar

épaisseur requise : 15 mm

Type 2 : verre feuilleté composé d'un verre extra-blanc, 1 (PVP)
un verre trempé

épaisseur requise : 20 mm

soit : verre extra blanc de 10 mm
verre trempé de 10 mm

Avec tous mes remerciements et meilleures salutations.


Eric SAVOY

A. IX Second dimensionnement du verre
Dr. Rudolf Hess, Institut für
Hochbautechnik, ETHZ,
pp. 119-131.

Institut für Hochbautechnik
Dozent Dr. Ing. Rudolf Hess

ETH Hönggerberg
CH-8093 Zürich
Durchwahlnummer 01/ 633 28 49
Telefonzentrale 01/ 633 11 11
Telefax 01/ 633 10 41

EPFL / LESO

Marquises photovoltaïques en gare de Morges

Expertise Verglasungselemente

Inhalt

- 1. Ausgangslage**
 - 1.1 Allgemeines
 - 1.2 Möglicher Glasaufbau
- 2. Vorgesehene Glasstärken (tragendes Glas)**
- 3. Einwirkungen**
- 4. Statische Berechnungen**
- 5. Schlussfolgerungen**
 - 5.1 Allgemeines
 - 5.2 Empfohlene Glasstärken (tragendes Glas)
- 6. Referenzen**
- 7. Anhang**

1.12.1994

Rev. 11.12.1994

Rev. 4.1.1995

1. Ausgangslage

1.1 Allgemeines

Seit Februar 1994 besteht zwischen Herrn Egloff von der Fa. COPER in Genf und dem Unterzeichneten Kontakt in der Angelegenheit der Verglasung des Bahnhofs Morges. Mit Schreiben vom 17. Oktober 1994 erfolgte von Herrn J. Bonvin vom LESO (Laboratoire d'énergie solaire et de physique du bâtiment) der EPFL die Anfrage über die Bemessung der Glasstärken (Anhang 1).

Das Schema der Verglasung des Perrondachs des Bahnhofes Morges ist aus den Plänen in Anhang 2 und 3 ersichtlich und die Abmessungen aus den Skizzen der Firma Bernard Sottas SA (Anhang 4,5). Danach ergeben sich Verglasungen der Abmessungen 1810 x 1050 mm. Auf Grund der angegebenen Auflagerungen ergibt sich in statischer Hinsicht eine rechteckförmige vierseitig gelagerte Platte mit den Spannweiten von ca. 1800 x 1020 mm. Die Bedenken, dass die Auflagerungen in Längsrichtung zu weich sind, wurde von Herrn J. Bonvin vom LESO am 24.10.94 nach Rücksprache mit der Fa. Sottas SA telefonisch entkräftigt.

1.2 Möglicher Glasaufbau

Gemäss den Angaben von LESO sollten folgende Glasaufbauten untersucht werden (von oben nach unten gesehen) :

1. Optiwhite vorgespannt (ESG, Einscheibensicherheitsglas)
Photovoltaikzellen
Tetlar
2. Optiwhite 4 mm vorgespannt (ESG)
Photovoltaikzellen
Floatglas

Nebst den üblichen Einwirkungen, sollte eine Einzellast von 150 kg berücksichtigt werden. Diese Last kann als eine statische Ersatzlast für ein Last von 100 kg (z.B. Person) mit einem Stosszuschlag von 50 %, zur Berücksichtigung eines Aufpralls, beispielsweise infolge Sturz, interpretiert werden.

Es handelt sich im vorliegenden Fall um Überkopfverglasungen, wobei das Glas als Tragelement eingesetzt wird. Es wird empfohlen auf Variante 1 des oben genannten Aufbaus zu verzichten, da bei diesem Aufbau die Photovoltaikzellen und die Tetlarschicht infolge der Biegebeanspruchung durch Zugspannungen beansprucht werden, was sich auf diese Materialien sicherlich nachteilig auswirken würde.

Deshalb wird der Aufbau nach Variante 2 empfohlen, wobei grundsätzlich kein Einfachglas als tragendes Element eingesetzt werden darf, weder Floatglas noch ESG (Einscheibensicherheitsglas). Darauf wird auch in [1] hingewiesen, wonach eine Überkopfverglasung aus VSG oder Drahtglas bestehen muss.

Deshalb sollte im vorliegenden Fall für die tragende Scheibe unbedingt Verbundsicherheitsglas vorgesehen werden und zwar am besten aus Floatglas. Schlagversuche am Objekt Bahnhof Stadelhofen [2], [3] haben ergeben, dass bei VSG aus Floatglas, im Falle des Bruchs beider Scheiben, noch eine gute Stabilität vorhanden ist (Scheibe noch begehbar). Schlagversuche mit VSG aus ESG sowie VSG aus der Kombination ESG/Floatglas ergaben hingegen, dass beim Bruch beider Scheiben die Konstruktion jegliche Steifigkeit verloren hat, und wie ein Tuch innerhalb von ca. 80 sec. in sich zusammensackte und von der Tragkonstruktion stürzte. Ebenso Versuche für das Objekt Postautostation Chur [2], [4] zeigten eine gute Stabilität der Verbundsicherheitsglas-scheiben aus Floatglas nach dem Bruch beider Scheiben als Folge von Schlagversuchen mit einem 80 kg Sandsack.

2. Vorgesehene Glasstärken (tragendes Glas)

4 mm Optiwhite vorgespannt

Photovoltaik Elemente

VSG aus 2 x 8 mm Floatglas mit 0.76 mm PVB-Folie

Die Glasstärke von 2 x 8 mm resultiert aus ersten groben Abschätzungen.

3. Einwirkungen

Optiwhite 4 mm Eigengewicht : $\gamma = 25 \text{ kN/m}^3$, d= 4 mm	0.10 kN/m ²
Photovoltaik Elemente Annahme Eigengewicht	0.05 kN/m ²
VSG 2 x 8 mm Floatglas Eigengewicht $\gamma = 25 \text{ kN/m}^3$	0.40 kN/m ²
Schneelast 381 m. ü. M (min. nach SLA 160) [5]	0.90 kN/m ²
Windsog	1.20 kN/m ²
Einzellast in Plattenmitte statisch	1.00 kN
Einzellast in Plattenmitte dynamisch	
50 % Stosszuschlag auf stat. Einzellast	1.50 kN
Temperaturdifferenzen	-

Gemäss Angaben von Herrn Bonvin vom LESO müssen Temperaturunterschiede nicht berücksichtigt werden. Messungen haben offenbar ergeben, dass selbst bei hohen Temperaturen in den Photovoltaikzellen und tiefen Lufttemperaturen der Umgebung (Unterseite), über die Glasdicke nahezu eine konstante Temperaturverteilung vorherrscht. Dadurch treten keine zusätzlichen Biegespannungen auf.

4. Statische Berechnungen

Bei der Spannungsberechnung der Glasplatte konnte auf die Anwendung der Membrantheorie nach [6] verzichtet werden, da die zu erwartenden Durchbiegungen relativ klein sind. Die Berechnungen erfolgten demzufolge auf der Basis der Biegetheorie unter Anwendung des Programms CEDRUS3 (finite Elemente) der Fa. CUBUS AG.

Aus Erfahrung ist bekannt, dass bei liegenden Verbundsicherheitsgläsern davon auszugehen ist, dass der Verbund bei Langzeitbelastung abgebaut wird [3]. Verschiedene Versuche haben gezeigt, dass selbst bei relativ kurzer Belastungsdauer, in der Grössenordnung von 30 - 40 sec. die Tragfähigkeit bereits auf ca. 70 % abnimmt [7].

Eigengewicht sowie Schneelast wird als Langzeitbelastung angesehen. Für diese Einwirkungen wird die Tragkonstruktion als 2 x 8 mm Glas betrachtet (d. h. keine Verbundwirkung). Für die statische Berechnung wird aus den 2 x 8 mm Einzelscheiben eine fiktive Dicke einer Einzelscheibe ermittelt, die dieselbe Steifigkeit hat zu $h = 8\text{mm} \cdot \sqrt[3]{2} = 10.1\text{ mm}$. Die Tragfähigkeit der Deck-scheibe 4 mm Optiwhite wird vernachlässigt. Die Biegemomente und Durchbiegungen werden mit dieser fiktiven Scheibenstärke ermittelt (ohne Verbund).

Durchbiegungen und maximale Biegemomente

Einwirkung	Durchbiegung Mitte	Max. Biegemoment
Eigengewicht	0.70 mm	0.054 kNm/m
Eigengewicht + Schnee	1.80 mm	0.140 kNm/m
Eigengewicht + Einzellast (dyn.)	3.80 mm	0.600 kNm/m
Eigengewicht + Einzellast (stat.)	2.80 mm	0.414 kNm/m
Eigengewicht + Windsog	-2.10 mm	-0.070 kNm/m
Einzellast allein (dyn.)	3.10 mm	0.540 kNm/m
Einzellast allein (stat.)	2.10 mm	0.360 kNm/m

Ermittlung der Spannungen

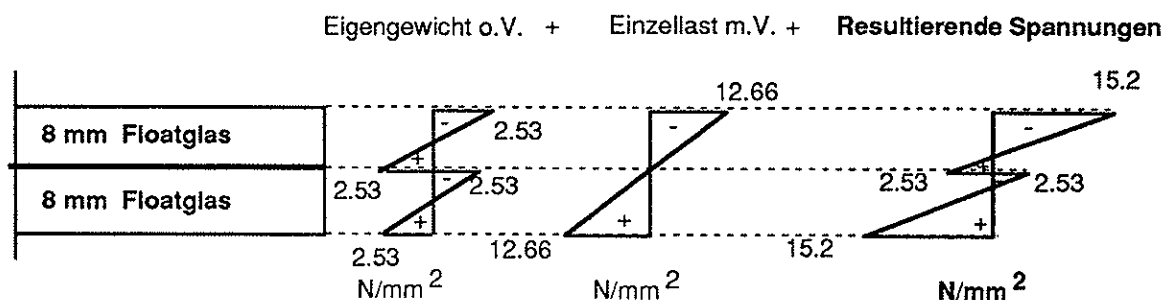
Die Spannungen für die Lastfälle Eigengewicht sowie Eigengewicht + Schnee werden am Querschnitt ohne jeglichen Verbund ermittelt. Für den Lastfall Schnee gibt es amerikanische Untersuchungen, die zeigen, dass bei tiefen Temperaturen der Verbund wesentlich stärker wirkt als bei hohen Temperaturen so dass es möglich wäre die Einwirkung Schnee mit vollem Verbund zu berücksichtigen. Da dem Unterzeichneten keine hiesigen Versuchsergebnisse zur Verfügung stehen, wird von diesen Überlegungen Abstand genommen.

Es werden lediglich die Lastfallkombinationen Eigengewicht + Schnee sowie Eigengewicht + Einzellast angenommen. Der Lastfall Eigengewicht + Schnee + Einzellast wird als unwahrscheinlich erachtet und deshalb vernachlässigt.

Für den Lastfall Einzellast stellt sich die Frage, ob die Lasteinwirkung eine Langzeit- oder Kurzzeitbeanspruchung ist. Beim Objekt Breite in Basel [2], [4] wurde davon ausgegangen, dass eine Einzellast von 100 kg nur als Kurzzzeitwirkung eintritt (z. B. Misstritt bei Reinigung). Die Spannungsermittlungen erfolgten deshalb am Verbundquerschnitt, ebenso für Windsogkräfte, Druck- und Sogbelastungen durch vorbeifahrende LKW's. Die Lastfallkombination Eigengewicht o.V. + Schnee o.V. + Einzellast m.V. ergab eine max. Zugspannung von 12.4 N/mm².

Für das vorliegende Objekt werden für den Fall der Einzellast vier Fälle untersucht :

- dynamische Einzellast von 150 kg ohne jeglichen Verbund, d.h. Langzeitbelastung.
- dynamische Einzellast von 150 kg mit vollem Verbund, d.h. Kurzzzeitwirkung 1 - 10 sec. (Figur).



- dynamische Einzellast von 150 kg mit 70 % Verbund, d.h. Belastungsdauer ca. 40 sec. aus [7].
- statische Einzellast von 100 kg ohne jeglichen Verbund, d.h. Langzeitbelastung.

Einwirkung	Max. Spannung o.V.	Max. Spannung m.V.
Eigengewicht	3.0 N/mm ²	-
Eigengewicht + Schnee	7.0 N/mm ²	-
Eigengewicht + Einzellast (dyn.)	28.1 N/mm ²	-
Eigengewicht + Einzellast (dyn.)	-	15.2 N/mm ² *
Eigengewicht + Einzellast (dyn.)	-	20.6 N/mm ² **
Eigengewicht + Einzellast (stat.)	19.4 N/mm ²	-

* Voller Verbund für Einwirkung Einzellast

** 70 % Verbund für Einwirkung Einzellast

Der Fall Eigengewicht o. V. + Windsog m. V. ergibt sehr geringe Spannungen und wird deshalb nicht weiterverfolgt.

Bei Floatglas ist mit Biegezugfestigkeiten (Kurzzeit) von ca. 30 - 90 N/mm² zu rechnen. Langzeitfestigkeiten können je nach Lastdauer auf einen Wert von ca. 58 % absinken [4]. Bei einer angenommenen mittleren Kurzzeit-Festigkeit von 60 N/mm², ergibt sich demnach eine Langzeitfestigkeit von 34.8 N/mm². In Deutschland wird in der Regel mit einer zulässigen Spannung von 30 N/mm² gerechnet. Wird diese auf Langzeitbeanspruchung umgerechnet so ergibt sich eine zulässige Spannung von 17.4 N/mm².

Nach neueren Richtlinien [1] sollte bei Horizontalverglasungen aus VSG Float die Spannungen für Langzeitbelastung unter 15 N/mm² liegen. Nach diesen Richtlinien darf bei VSG-Verglasungen die Verbundwirkung nicht berücksichtigt werden, wobei allerdings über die Einwirkung durch mögliche Einzellasten nichts ausgesagt wird. Die oben genannte zulässige Spannung ist im vorliegenden Fall für Eigengewicht + Schnee ohne weiteres eingehalten, ebenso für den Fall des Lastfalls Eigengewicht o. V. + Einzellast mit vollem Verbund.

Der Fall der Einwirkung der dynamischen Einzellast ohne Berücksichtigung der Verbundwirkung, mit einer max. Zugspannung von 28.1 N/mm², würde nach [7] einer Bruchwahrscheinlichkeit von 1.5 % entsprechen. Für den Fall des Verbundes von 70 % mit einer max. Zugspannung von 20.6 N/mm² ist die Bruchwahrscheinlichkeit ca. 0.41 %. Zu den Bruchwahrscheinlichkeiten ist zu bemerken, dass nach neueren Gesichtspunkten für die Bemessung von Überkopfglasungen in Deutschland [8] von sehr kleinen Bruchwahrscheinlichkeiten, je nach Sicherheitsklasse nach [9], in der Größenordnung von 0.15 bis 0.84 % ausgegangen wird. Für die Kombination Eigengewicht + Einzellast statisch (100 kg) o.V. liegt die max. Zugspannung mit 19.4 N/mm² leicht über den oben erwähnten zulässigen Spannungen. Würde die Einwirkung Schnee zusätzlich noch berücksichtigt, würde sich eine max. Zugspannung von 23.4 N/mm² ergeben.

5. Schlussfolgerungen

5.1 Allgemeines

Am 2.12.1994 fand durch den Unterzeichneten eine Besichtigung des Objektes Breite [2], [4] statt. Dabei wurde festgestellt, dass zeitweilig drei Personen auf der Verglasung giengen und auch stehen blieben, wobei zu bemerken ist, dass die oberste Lage des VSG aus Gussglas besteht, welches nicht voll transparent ist.

Die Tatsache, dass diese Verglasung nicht voll transparent ist, erleichtert allerdings das Stehen und Gehen über einer Höhe von ca 10 m mit unten vorbeirasenden Fahrzeugen sehr wesentlich. Bei voll transparentem Glas bestünde vermutlich die Tendenz auf der Tragkonstruktion aus Stahl zu gehen und zu stehen. Eine Schlussfolgerung aus dieser Erfahrung ist, aus Sicherheitsgründen VSG auch für Einzellasten ohne jeglichen Verbund zu rechnen, was dann ausserdem den Forderungen in [1] gerecht würde.

Falls nun im vorliegenden Objekt nicht garantiert werden kann, dass die Einzellast von 150 kg (dynamisch) nur in äusserst seltenen Fällen und wenn überhaupt, nur ganz kurzzeitig auftreten kann, kann der Vorschlag mit der Verglasung VSG 2 x 8 mm Float nicht aufrechterhalten werden. Ferner muss berücksichtigt werden, dass die Erwärmung der PVB-Folie, als Folge der relativ hohen Temperaturen durch die Photovoltaikzellen, dazu führt, dass jeglicher Verbund abgebaut wird. Somit könnten bei hohen Temperaturen auch im Fall der dynamischen Einzellast tatsächlich max. Zugspannungen von 28.1 N/mm² auftreten. Um den moderneren Betrachtungen über zulässige Spannungen und Bruchwahrscheinlichkeiten völlig gerecht zu werden, müsste die Stärke der Verbundsicherheitsverglasung auf 2 x 10 mm erhöht werden. Die max. Zugspannungen zusammen mit dem erhöhten Eigengewicht würden sich dann für den Zustand ohne Verbund von 28.1 N/mm² auf 18.3 N/mm² reduzieren, würden aber immer noch leicht über den Werten nach [1] liegen.

Anstelle von Floatglas wäre teilvorgespanntes Glas (TVG) sehr zu empfehlen. TVG hat den Vorteil, dass es höhere Festigkeit als Floatglas aufweist, aber beim Bruch trotzdem scherbenförmig und nicht krümelartig wie das ESG bricht. Deshalb bleibt bei einem VSG aus TVG die Stabilität auch beim Bruch beider Scheiben erhalten.

5.2 Empfohlene Glasstärken (tragendes Glas)

4 mm Optiwhite vorgespannt

Photovoltaik-elemente

VSG aus 2 x 10 mm Floatglas mit 0.76 mm PVB-Folie

oder VSG aus 2 x 8 mm teilvorgespanntem Glas (TVG) mit 0.76 mm PVB-Folie

Für TVG könnte von einer mittleren Bruchfestigkeit von ca. 90 N/mm² ausgegangen werden und nach [1] von einer zulässigen Spannung als Mittel zwischen Floatglas von 15 N/mm² und ESG von 50 N/mm², d.h. von ca. 33 N/mm². Damit würde im vorliegenden Fall mit VSG aus 2 x 8 mm TVG auch der Lastfall Einzellast ohne Verbund innerhalb der zulässigen Grenzen liegen.

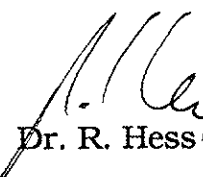
Die zulässigen Durchbiegungen werden mit 2 x 8 mm VSG durchwegs eingehalten, unabhängig davon ob Floatglas oder TVG zum Einsatz kommt.

6. Referenzen

- [1] Lukas H. G., Technische Regeln für die Verwendung von linienförmig gelagerten Überkopfverglasungen. Seminar Bautechnik 1994, Glas im Bauwesen. Landesstelle für Bautechnik Baden-Württemberg, Tübingen 2/94.
- [2] Hess R., Stahl und Glas, Berechnung und Anwendungsbeispiele. Beitrag in STAHLBAU, 63. Jahrgang, November 1994, Heft 11 (ISSN 0038-9145)
- [3] Hess R., Zürcher S-Bahn / Bahnhof Stadelhofen Teilprojekt 5, Glasüberdeckung Perrondach. Langzeitversuche, Schlagversuche, Festigkeitsprüfung der Scheibenbefestigung. Technischer Bericht 15. Dez. 1988.
- [4] Hess R., STAHL und GLAS Berechnung und Anwendungsbeispiele, Wissenschaft und Praxis, Band 70, Veröffentlichung der Fachhochschule Biberach/Riss 15. Stahlbauseminar 1993.
- [5] SIA Norm 160, Ausgabe 1989, Einwirkung auf Tragwerke
- [6] Hess R., Glasdickenbemessung (Bemessung von Einfach- und Isolierverglasungen unter Anwendung der Membranwirkung bei Rechteckplatten grosser Durchbiegung), Institut für Hochbautechnik ETH Zürich, Oktober 1986. ISBN 3 7281 1498 7
- [7] Hess R., Wälchli E., Festigkeitsprüfungen an Verbundsicherheitsglas für Verglasung Kunsthaus Bregenz, 12.10.94 an der HTL Burgdorf.
- [8] Blank H., Forschungsbericht Institut für konstruktiven Glasbau, Darmstadt. Dickenbemessung von vierseitig gelagerten rechteckförmigen Glasscheiben unter gleichförmiger Flächenlast.
- [9] Grundlagen zur Festlegung von Sicherheitsanforderungen für bauliche Anlagen (GRUSIBAU), DIN 1. Auflage 1981

7. Anhang

- 1) Schreiben EPFL / LESO vom 17. Oktober 1994
- 2) Skizze Plan Perrondach Quai 3 (Extremité coté Lausanne)
- 3) Gare de Morges Coupe 1-1 Quai 2
- 4) Plan 1:15 Bernard Sottas SA Croquis no. 3 11.10.94
- 5) Dimensions du verre Bernard Sottas SA P. Vonnart 11.10.94


Dr. R. Hess

DÉPARTEMENT D'ARCHITECTURE
INSTITUT DE TECHNIQUE DU BÂTIMENT
LABORATOIRE D'ÉNERGIE SOLAIRE ET DE PHYSIQUE DU BÂTIMENT

CH- 1015 LAUSANNE
TÉLÉPHONE: 021 - 693 4544 TÉLÉFAX: 021 - 693 2722 TÉLEX: 454 478



ÉCOLE POLYTECHNIQUE
FÉDÉRALE DE LAUSANNE

EINGEGANGEN 13. Okt. 1994

Jacques Bonvin
LESO EPFL
1015 Lausanne

Dr Rudolf Hess
Institut für Hochbautechnik
ETH-Hönggerberg
CH - 8093 Zuerich

Lausanne, le 17 octobre 1994

Concerne : Marquises photovoltaïques en gare de Morges.

Monsieur ,

Comme convenu lors de notre conversation téléphonique de ce jour, je vous fais parvenir les détails de fixation des verres sur la marquise de la gare de Morges. Cette installation, estimée à 20 kW est composée de plus de 200 modules photovoltaïques situés au centre du toit de la marquise et inclinés à 5°. Le système de fixation prévoit de soutenir les modules sur les deux longs côtés et de les fixer sur les deux autres. Etant donné la situation de cette installation, une attention particulière doit être portée à la sécurité. Sur ce point, les CFF n'ont pas de critères précis. Lors d'une discussion avec l'entreprise SOTTAS à Bulle il en est ressorti qu'un facteur multiplicatif de 1.6 - 2 de la charge statique doit suffire. Ce critère imposerait un calcul de résistance du verre en prenant une charge statique de 150 kg au centre du module.

Nous nous tournons vers vous afin d'obtenir votre avis sur le critère choisi, éventuellement une proposition d'un autre critère plus approprié au verre ainsi qu'un dimensionnement de l'épaisseur des verre des modules dans les deux configurations suivantes :

- modules composés de deux verres, le verre supérieur étant de l'Optiwhite trempé de 4mm, le verre inférieur étant un verre floatglass.
- modules composés d'un seul verre Optiwhite trempé, la partie inférieure étant un film de Tedlar (< 1mm).

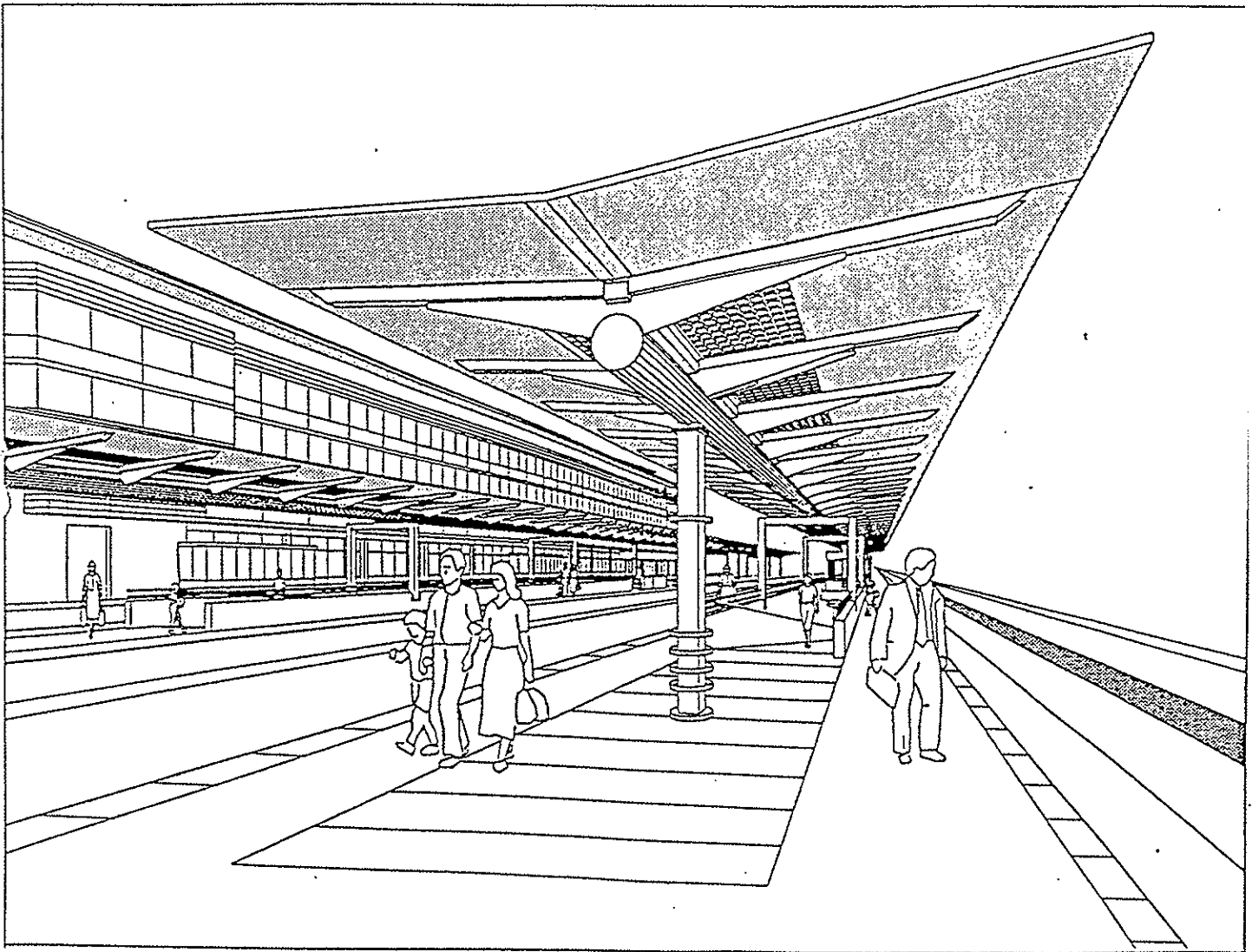
Dans votre rapport devra figurer clairement les hypothèses choisies pour l'établissement de l'épaisseur du verre en vue d'une approbation par la direction des CFF.

En avance je vous remercie de m'appeler afin de me communiquer un estimatif du coût de vos calculs ainsi que votre avis concernant le critère de sécurité.

En attente de vos nouvelles, je vous présente, Monsieur, mes salutations les meilleures.

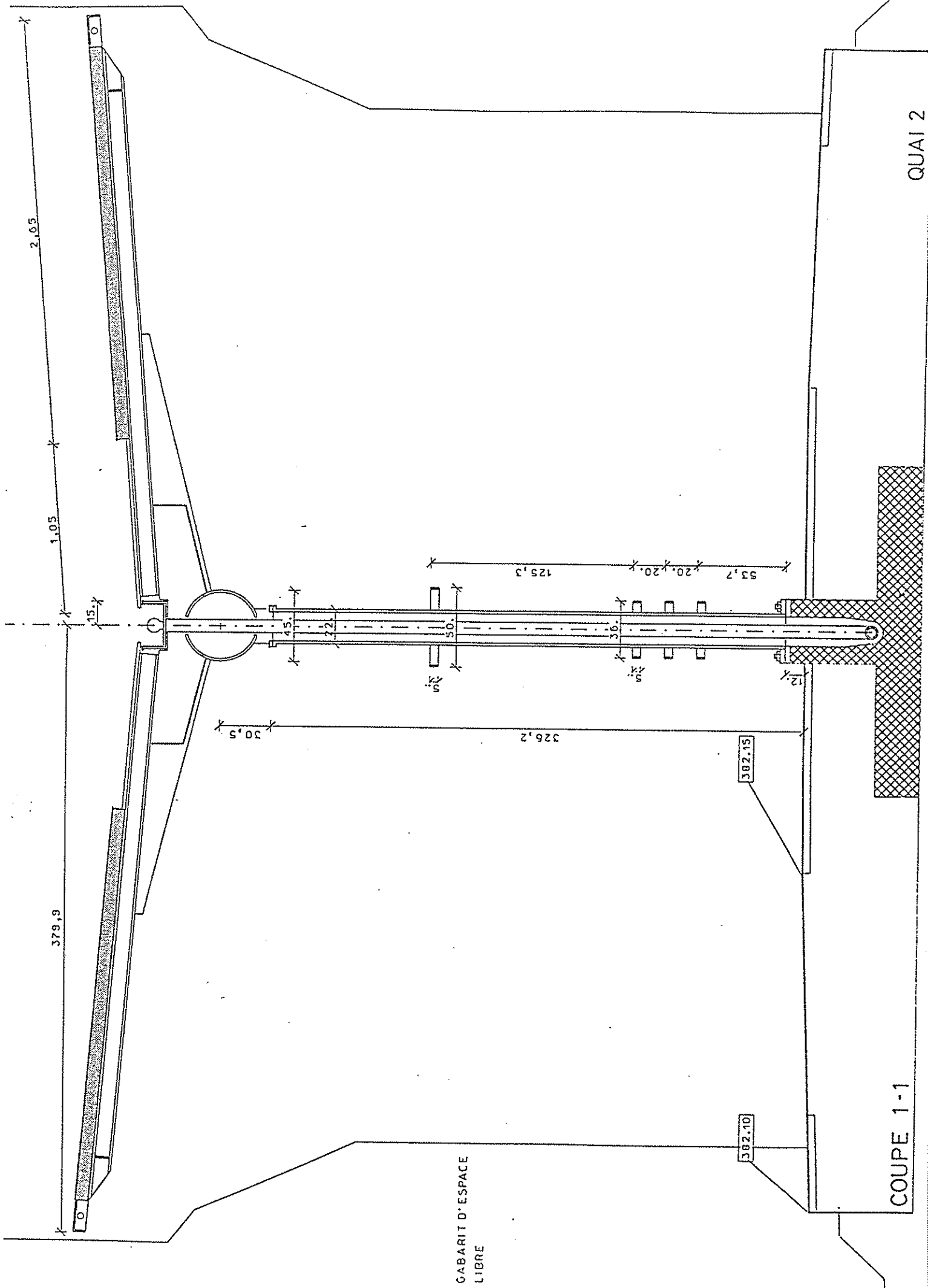
J. Bonvin

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'J. Bonvin', written over a thin horizontal line.



QUAI 3

EXTREMITÉ CÔTE LAUSANNE





CFE Morges

94-4211

Tôle SP27 galva

Pliage galva h=60mm

Lattog. en bois

Tôle Alu. 9A.100

entraxe
1833

Verre: 1810 mm

Croquis n°3

P.V.

le 11.10.94

Détail de fixation des verres

1050

Klemset

Verre (18 mm)

joint

220

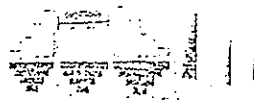
280

320

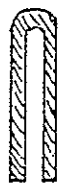


BERNARD SOTTAS SA
Constructions métalliques
Rue de l'industrie 30
1630 BULLE
Tél. 029/222 23

Echelle: 1/15ème



Dimensions du verre: 1810 x (1050) mm
↳ selon soumission (à confirmer par M. Genoud)



Joint sur cheneau : Dureté : 65° Shore

Joint sur panne : Dureté : 60° Shore

Joint sur tubes et sous klemset : Dureté : 60° Shore

CFF Morges
94-4211

P. Vonnart
le 11.10.94

A. X Schémas électriques,
pp. 135-142.

1500

TABLEAU MARQUISE
QUAI II
schéma 002b

2200

600

1500

TABLEAU MARQUISE
QUAI III
schéma 002a

2200

600

ECOLE POLYTECHNIQUE FEDERALE DE LAUSANNE (EPFL)
LABORATOIRE D'ENERGIE SOLAIRE ET DE PHYSIQUE DU BATIMENT (LESO-PB)
Bâtiment LESO
EPFL-Ecublens
1015 LAUSANNE
tél +41 21 693 45 45 fax +41 21 693 27 22

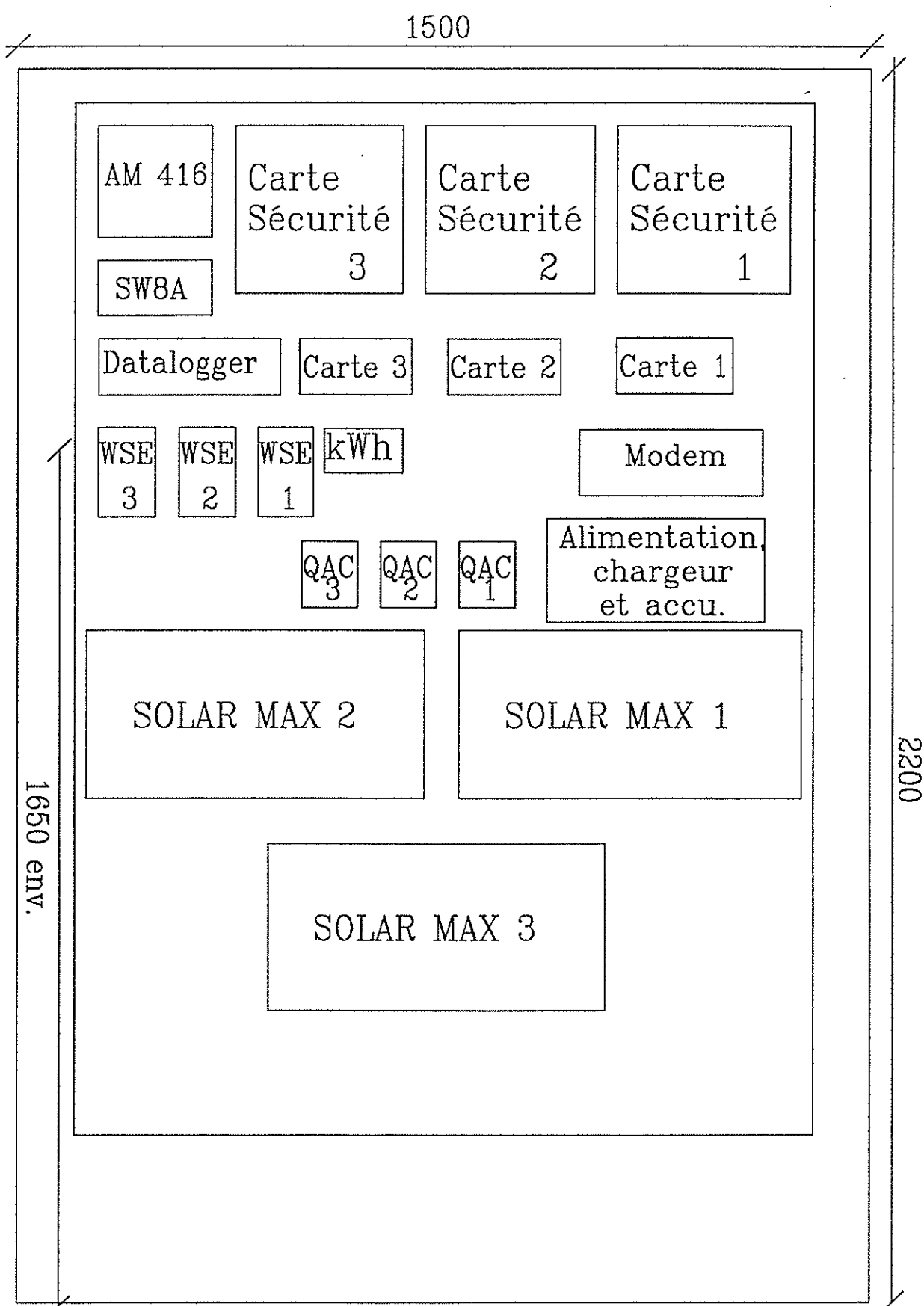
INSTALLATIONS PILOTES D'INTEGRATION
DU PHOTOVOLTAÏQUE A L'ARCHITECTURE
MARQUISES EN GARE DE MORGES
QUAI III

No 001

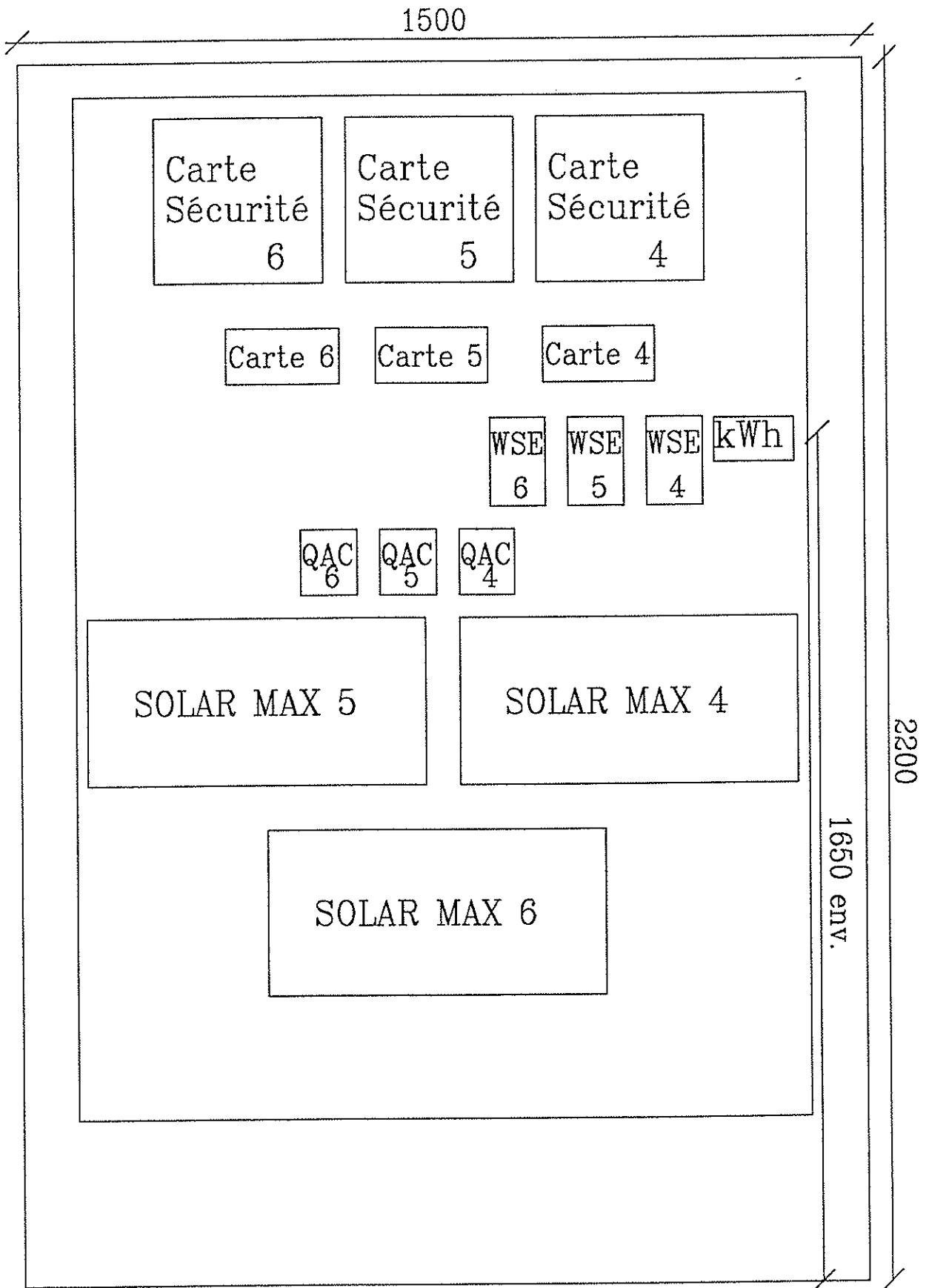
schéma électrique

Tableaux électriques Quai II et Quai III

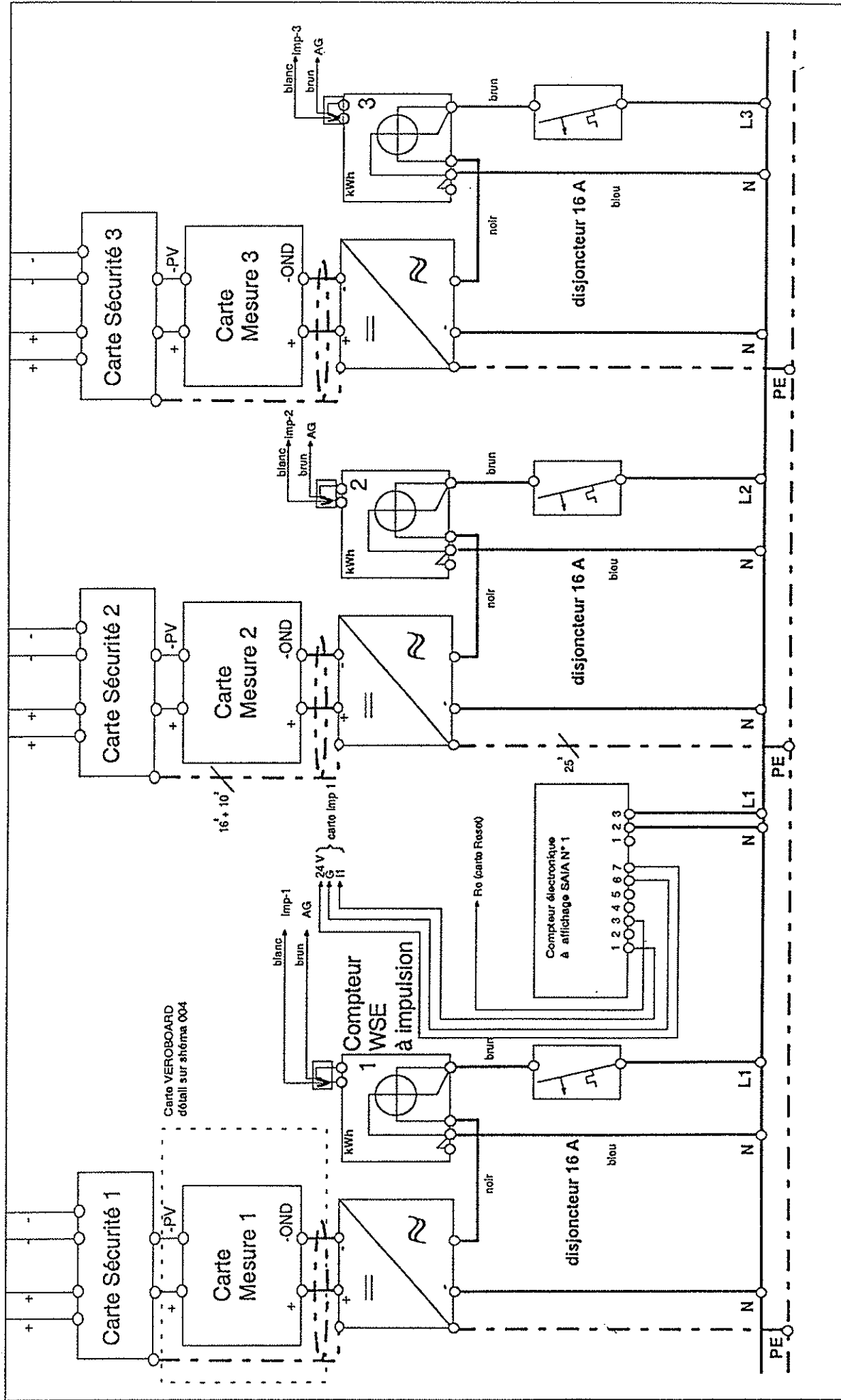
dessiné JB 16.01.95
modifié



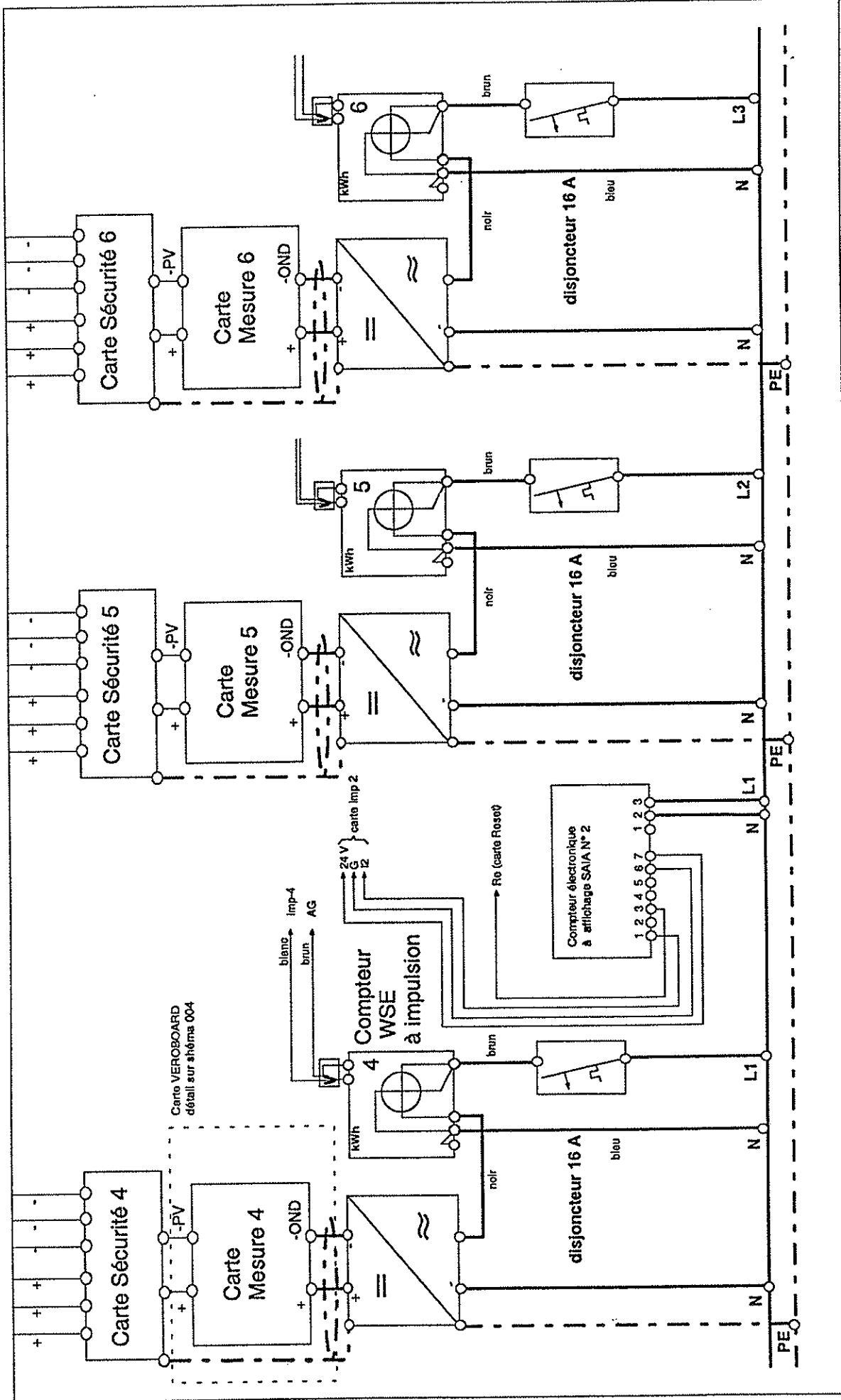
ECOLE POLYTECHNIQUE FEDERALE DE LAUSANNE (EPFL) LABORATOIRE D'ENERGIE SOLAIRE ET DE PHYSIQUE DU BATIMENT (LESO-PB) Bâtiment LESO EPFL-Ecublens 1015 LAUSANNE	INSTALLATIONS PILOTES D'INTEGRATION DU PHOTOVOLTAÏQUE A L'ARCHITECTURE MARQUISES EN GARE DE MORGES QUAI III	No 002a	schéma électrique
		Tableau quai III	
		dessiné JB	16.01.95
tél +41 21 693 45 45	fax +41 21 693 27 22		



ECOLE POLYTECHNIQUE FEDERALE DE LAUSANNE (EPFL) LABORATOIRE D'ENERGIE SOLAIRE ET DE PHYSIQUE DU BATIMENT (LESO-PB) Bâtiment LESO EPFL-Ecublens 1015 LAUSANNE tél +41 21 693 45 45 fax +41 21 693 27 22	INSTALLATIONS PILOTES D'INTEGRATION DU PHOTOVOLTAÏQUE A L'ARCHITECTURE MARQUISES EN GARE DE MORGES QUAI II	No 002b	schéma électrique
		Tableau quai II	
		dessiné JB	16.01.95
		modifié	



ECOLE POLYTECHNIQUE FEDERALE DE LAUSANNE (EPFL) LABORATOIRE D'ENERGIE SOLAIRE ET DE PHYSIQUE DU BATIMENT (LESO-PB) Bâtiment LESO EPFL-Ecublens 1015 LAUSANNE		INSTALLATIONS PILOTES D'INTEGRATION DU PHOTOVOLTAÏQUE A L'ARCHITECTURE MARQUISES EN GARE DE MORGES QUAI III		No 003a		schéma électrique	
		Carte de mesure et convertisseur					
		dessiné JB modifié				16.01.95	
		tél +41 21 693 45 45 fax +41 21 693 27 22					



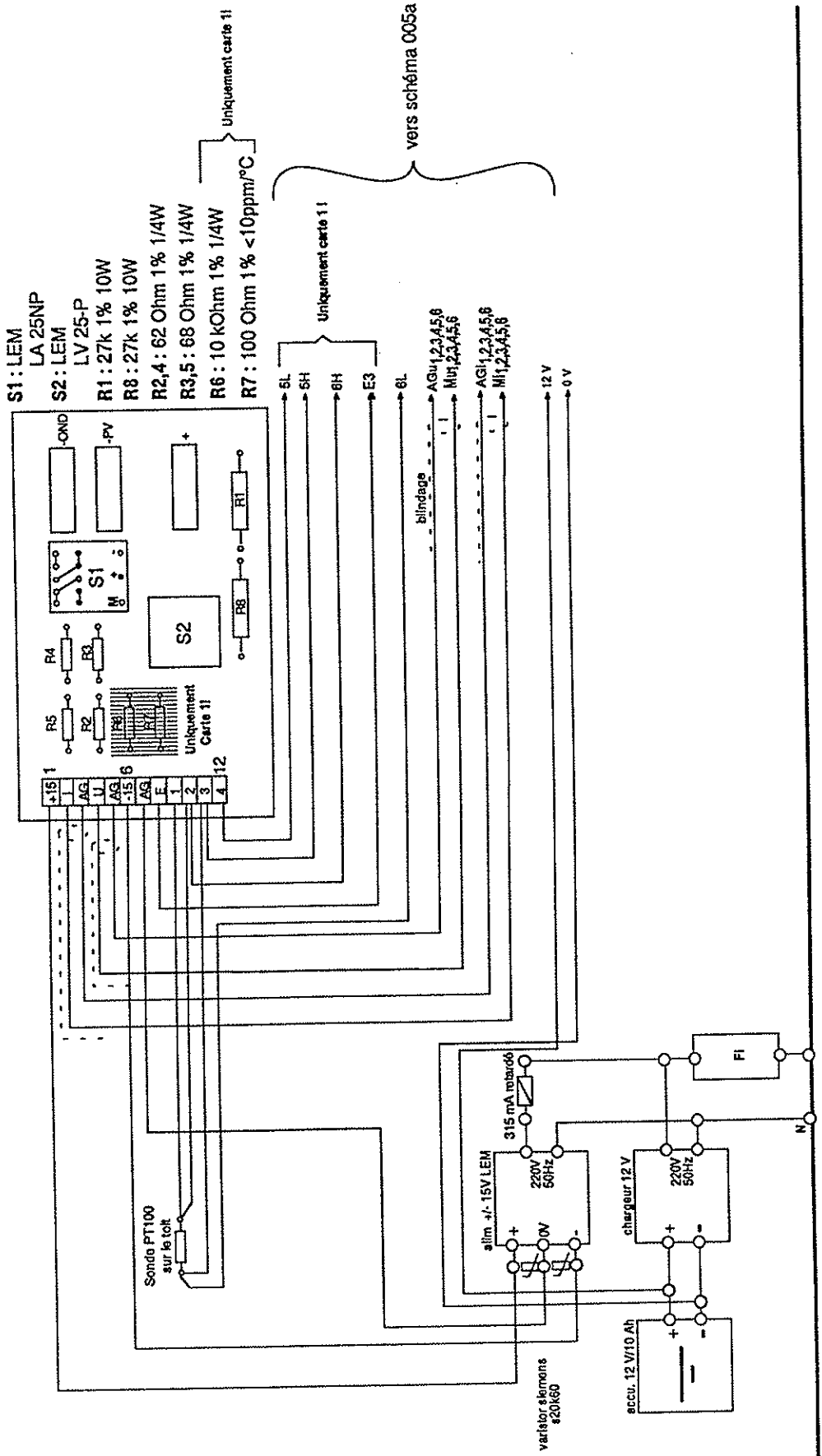
Carte VEROBOARD
détail sur schéma 004

<p>No 003b</p>	<p>schéma électrique</p>
<p>Carte de mesure et convertisseur</p>	
<p>dessiné JB</p>	<p>16.01.95</p>

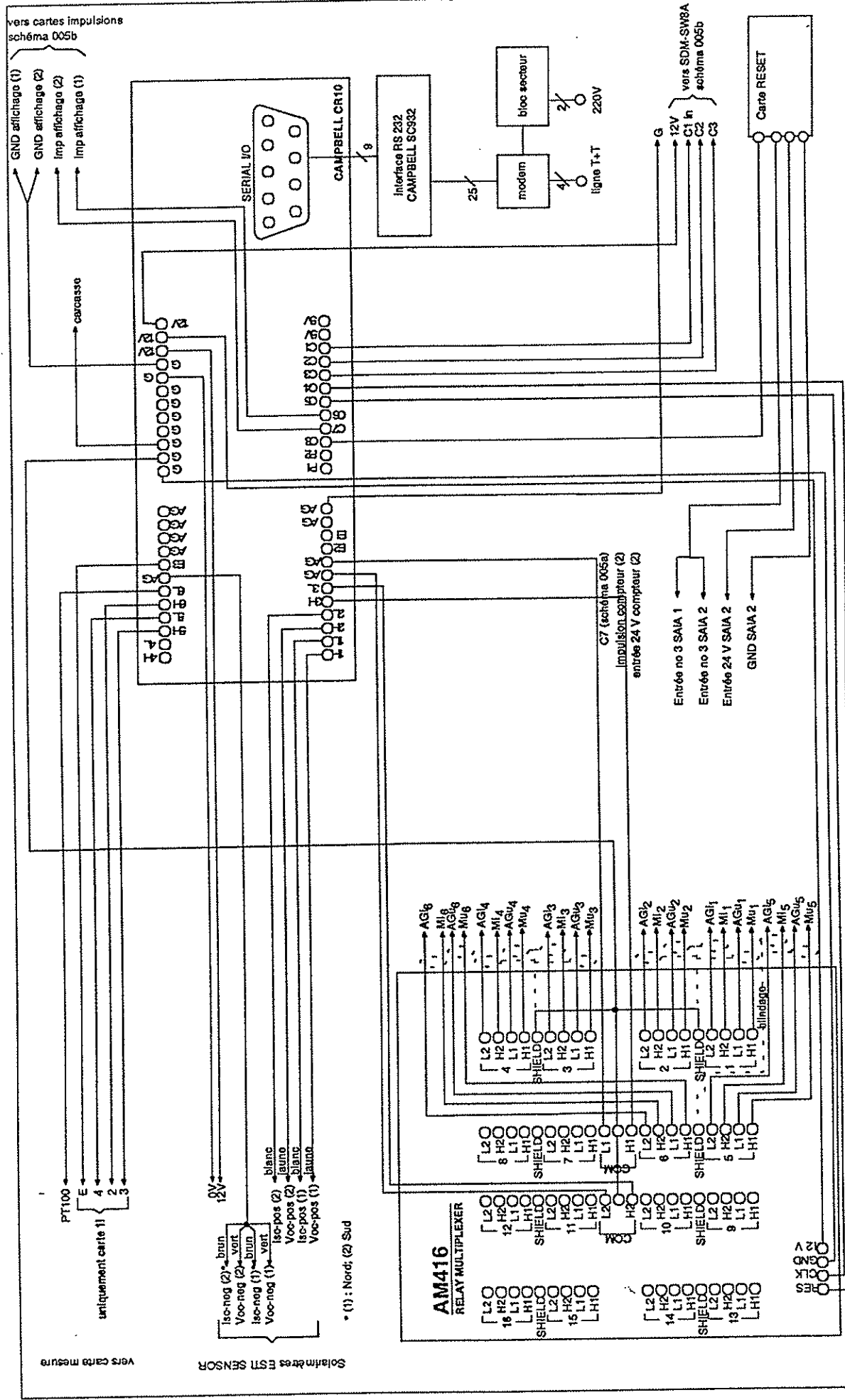
<p>INSTALLATIONS PILOTES D'INTEGRATION DU PHOTOVOLTAÏQUE A L'ARCHITECTURE</p>	<p>MARQUISES EN GARE DE MORGES QUAI II</p>
---	--

<p>ECOLE POLYTECHNIQUE FEDERALE DE LAUSANNE (EPFL)</p>	<p>LABORATOIRE D'ENERGIE SOLAIRE ET DE PHYSIQUE DU BATIMENT (LESO-PB)</p>
<p>Bâtiment L.ESO</p>	<p>EPFL - Ecublens</p>

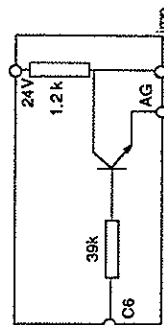
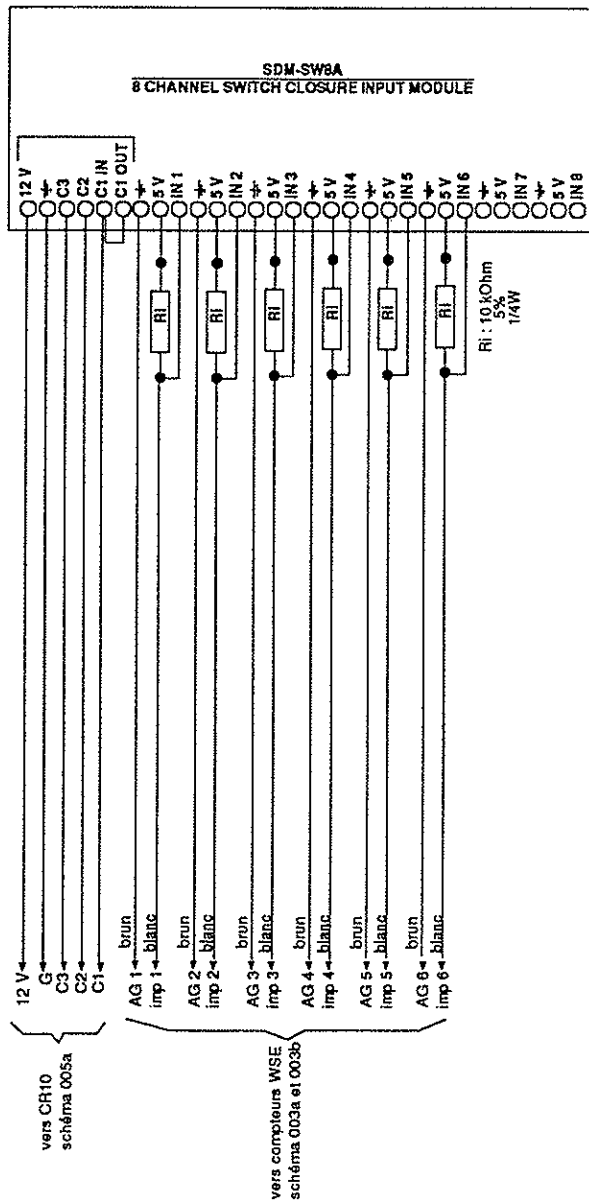
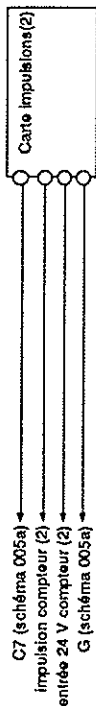
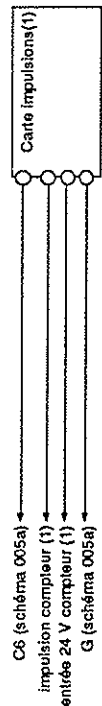
DETAIL : Bornier sur carte VEROBOARD - CARTES DE MESURE 1,2,3,4,5 et 6



INSTALLATIONS PILOTES D'INTEGRATION DU PHOTOVOLTAIQUE A L'ARCHITECTURE MARQUISES EN GARE DE MORGES QUAI II et III		No 004 Cartes de mesure et alimentation	schéma électrique
ECOLE POLYTECHNIQUE FEDERALE DE LAUSANNE (EPFL) LABORATOIRE D'ENERGIE SOLAIRE ET DE PHYSIQUE DU BATIMENT (LESO-PB) Bâtiment LESO EPFL-Ecublens 1015 LAUSANNE		dessiné JB modifié	16.01.95
tel +41 21 693 45 45 fax +41 21 693 27 22			



INSTALLATIONS PILOTES D'INTEGRATION DU PIPTOVOLTAIQUE A L'ARCHITECTURE		No 005a acquisiteur de données	schéma électrique
MARQUISES EN GARE DE MORGES QUAI II et III			
ECOLE POLYTECHNIQUE FEDERALE DE LAUSANNE (EPFL) LABORATOIRE D'ENERGIE SOLAIRE ET DE PHYSIQUE DU BATIMENT (LESO-PB) Bâtiment LESO EPFL-Ecublens		dessiné JB modifié	06.02.95



ECOLE POLYTECHNIQUE FEDERALE DE LAUSANNE (EPFL)
 LABORATOIRE D'ENERGIE SOLAIRE ET DE PHYSIQUE DU BATIMENT (LESO-PB)
 Bâtiment LESO
 EPFL-Ecublens
 1015 LAUSANNE

tél +41 21 693 45 44 fax +41 21 693 27 22

INSTALLATIONS PILOTES D'INTEGRATION
 DU PHOTVOLTAÏQUE A L'ARCHITECTURE

MARQUISES EN GARE DE MORGES
 QUAI II et III

No 005b

schéma électrique

acquisiteur de données

dessiné JB 06.02.95
 modifié