



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programm

Aktive Sonnenenergienutzung, Photovoltaik

Monitoring PV-Anlage UBS Suglio/Lugano

ausgearbeitet durch

Robert Kröni

Enecolo AG

Lindhofstrasse 52

CH-8617 Mönchaltorf

Enrico Burà

SUP-SI LEEE-TISO

CH-6952 Canobbio

im Auftrag des

Bundesamtes für Energie

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	3
2	Einleitung	4
2.1	Ziele	4
3	Anlagen- und Projektbeschreibung	5
3.1	Anlagenbeschrieb	5
3.2	Arbeiten im Projekt, Projektbeschrieb	7
4	Betriebserfahrungen 1999	8
4.1	Kommentar zu den Wechselrichter	8
4.2	Symmetrie der Anlage	10
4.3	Anmerkungen zum Modulverhalten	12
5	Vergleich der Wechselrichterkonzepte	16
5.1	Einleitung	16
5.2	Technisches Konzept und Kenndaten	16
5.3	Betriebserfahrungen	17
5.4	Produktionsvergleich Strang-Wechselrichter - Zentral-WR	18
6	Vergleich der verschiedenen Neigungen	22
6.1	Einleitung	22
6.2	Verschmutzung	22
6.3	Unterschied in der Produktion	23
6.4	Spannungsverhältnisse	24
7	Beschattungsanalyse	26
7.1	Einleitung	26
7.2	EAST façade, PV-plant 20 kW, central inverter 15 kW	26
7.3	EAST roof, PV-plant 74,2 kW, central inverter 50kW	30
7.4	WEST roof, PV-plant 74,2 kW, central inverter 50kW	35
7.5	WEST façade, PV-plant 15,4 kW, 11 string inverters	38
7.6	Hourly meteorological data	44
7.7	Messtechnische Analyse der Beschattungen Fassade Westflügel	45
7.8	Zusammenfassung und Bemerkungen	50
8	SOFREL	51
8.1	Einleitung	51
8.2	Erste Erfahrungen	51
9	DC-Anbindung der USV-Anlage	53
9.1	Einleitung	53
9.2	Technische Beschreibung	54
9.3	Betriebserfahrung	54
10	Thermographic analysis	60
10.1	Deutsche Zusammenfassung	60
10.2	General Introduction	60
10.3	Example of hot spots on the façade modules	61
10.4	Example of high temperature hot spot on modules	62
10.5	Periodic analysis of a module containing hot spots	63
10.6	Utility of a "Thermographic analysis"	64
10.7	Temperature vs. cooling	65
10.8	Dirt on the modules	66
10.9	Influence of Sofrel supports on modules	66
11	Darstellung der Produktion	68
11.1	Einleitung	68
11.2	Dach West und Ost	68
11.3	Fassade Ostflügel	69
11.4	Fassade Westflügel	69
11.5	Graphische Übersichtsdarstellungen	70
12	Aussichten und Lehren	73
13	Verdankungen	75

Projektdaten

Projektname	Photovoltaikanlage UBS Suglio/Lugano Monitoring
Auftraggeber	Bundesamt für Energie c/o NET Nowak Energie & Technologie AG Waldweg 8 1717 St. Ursen Tel. 026 494 00 30
Auftragnehmer	ENECOLO AG Lindhofstr. 52 CH-8617 Mönchaltorf Tel. 01 994 90 01 Fax 01 994 90 05 LEEE-TISO SUPSI 6952 Canobio Tel. 091 935 13 55 Fax. 091 935 13 49
Verfasser	Robert Kröni email : kroeni@enecolo.ch Enrico Burà email : enrico.bura@dct.supsi.ch

112\r002_bericht.doc

1 Zusammenfassung

In den Jahren 1998 – 2000 wurde die Photovoltaikanlage UBS Suglio/Lugano einem Messprogramm unterzogen. Folgende Projektziele wurden angestrebt:

- Beobachtung und messtechnische Überwachung der technischen Spezialitäten dieser Anlage (Wechselrichterkonzepte, Neigung der Module, USV-Nachspeisung etc.).
- Durchführung von Versuchen mit der USV-Nachspeisung, mit der Verschmutzung und mit der unterschiedlichen Neigung.
- Durchführung einer detaillierten Beschattungsanalyse unter besonderer Berücksichtigung der Fassaden mit vielfältiger Beschattung (Bäume, gegenüberliegende Gebäude, Fahnenmasten, Vordächer).
- Beobachtung der Anlage und Versuch der optimalen Produktionserhaltung der Anlage.

Die Projektziele wurden alle erreicht. Die Anlage arbeitet heute mit guten Resultaten. Verschiedene einmalige Eigenheiten der Anlage, insbesondere in der Verbindung zur USV-Anlage konnten messtechnisch überprüft werden.

English abstract

During the years 1998 – 2001 the PV-installation UBS Suglio/Lugano has been measured thoroughly. There were the following aims:

- Measurement of the special features of the installation, eg. inverter concepts, module inclination, UPS-connection etc.
- Experiments with the Uninterruptible Power Supply, which is being fed with photovoltaics.
- A detailed analyse of shadows
- optimised exploration of the PV-installation

The project goals have all been fulfilled. The special features have been measured and the installation is now working very well and brings good results.

Online-Information: <http://www.suglio.ch/pv/>

2 Einleitung

Zum Zeitpunkt der Inbetriebsetzung war die vorliegende Anlage die grösste gebäudeintegrierte Anlage der Schweiz. Deshalb war es rasch klar, dass in einem Nachfolgeprogramm diese Anlage im laufenden Betrieb noch genauer überwacht werden sollte. Dazu kommen einige technische Eigenheiten dieser Anlage, welche eine Auswertung interessant machen.

Betriebsüberwachung grosser Anlage

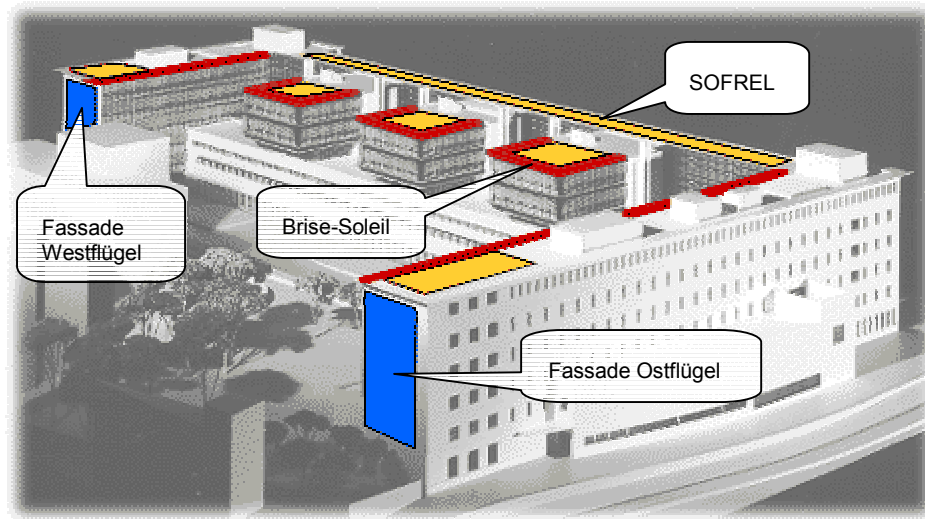
2.1 Ziele

Es wurden folgende Ziele definiert:

- Beobachtung und messtechnische Überwachung der technischen Spezialitäten dieser Anlage (Wechselrichterkonzepte, Neigung der Module, USV-Nachspeisung etc.).
- Durchführung von Versuchen mit der USV-Nachspeisung, mit der Verschmutzung und mit der unterschiedlichen Neigung.
- Durchführung einer detaillierten Beschattungsanalyse unter besonderer Berücksichtigung der Fassaden mit vielfältiger Beschattung (Bäume, gegenüberliegende Gebäude, Fahnenmasten, Vordächer).
- Beobachtung der Anlage und Versuch der optimalen Produktionserhaltung der Anlage.

3 Anlagen- und Projektbeschreibung

3.1 Anlagenbeschreibung



. Abb 1 : Übersicht

Die Photovoltaikanlage besteht aus drei verschiedenen Anlageteilen:

Drei Teile

- Fassadenanlagen (Südfassade West- und Ostflügel), Spezialmodule, vorgehängte Vorhangfassade
- Dach Hauptfläche, SOFREL-Unterkonstruktion
- Beschattungsanlage Fassade, fast horizontale Spezialmodule auf Fassadenkonstruktion

Die Highlights der Anlage sind:

- Kosten von weniger als 10 Fr./Watt für den Anlagenteil Dach
- war beim Bau die grösste in ein Gebäude integrierte Photovoltaikanlage der Schweiz
- grösste Anlage mit SOFREL-Dachbausystem
- DC-Direkteinspeisung in USV-Anlage bei einem Netzausfall zur Verlängerung der Autonomiezeit

Spezielle Fakten

Die verschiedenen Anlageteile repräsentieren unterschiedliche Technologien und Schwerpunkte. Bei den Fassadenanlagen (Südfassaden und Beschattungsanlage) wurde das Schwergewicht auf eine gute architektonische Integration gelegt, beim Dach Hauptfläche auf ein möglichst optimales Kosten-Nutzenverhältnis und eine gute technische Lösung. Gemeinsam ist allen Anlageteilen die Nutzung von monokristallinen Solarzellen mit hohem Wirkungsgrad. Ausschlaggebend

gutes Preis-Leistungs-Verhältnis

für deren Auswahl war aber nicht die Technologie an sich, sondern das beste Preis-/Leistungsverhältnis.

Aus räumlichen und technischen Gründen wurden die Wechselrichter auf mehrere Einheiten aufgeteilt. Es arbeiten drei grosse Zentralwechselrichter und 11 Strangwechselrichter in der Anlage. Der Wechselstrom fliesst über die Hauptverteilung in das Gebäudenetz.

mehrere WR

Bei einem Netzausfall wird der von den Zellen erzeugte Gleichstrom zur Speisung der USV-Anlage verwendet. Damit werden, sofern Sonne vorhanden ist, die Batterien der USV-Anlage gespeist. Die Autonomiezeit wird verlängert, was den Nutzern, (vor allem Börsenhändler) im Falle eines länger dauernden Netzausfalles zugutekommt.

USV-Anbindung



Die wichtigsten Kennzahlen :

Kennzahlen

	Fläche	DC Leist.	Wechselrichter	Stromproduktion (Prognose)
Dach SOFREL	753 m ²	100 kW	WR 1+2, 60 kW	112'000 kWh/a
Brise soleil	468 m ²	46 kW	WR 1+2, 60 kW	50'000 kWh/a
Fassade Ostflügel	167 m ²	20 kW	WR 3, 15 kW	16'000 kWh/a
Fassade Westflügel	136 m ²	16 kW	11 Strang-WR 0.85 kW	12'000 kWh/a
Total	1'524 m²	182 kW		190'000 kWh/a

Wichtige Projektbeteiligte und Lieferanten:

Planung: Amstein+Walthert AG
 Qualitätssicherung: Enecolo AG
 Installateur: Holinger Solar AG
 Module Dach: BP Solar
 Module Fassade: Atlantis Energy Systems
 Hauptwechselrichter: IMEL Energy

Projektbeteiligte

3.2 Arbeiten im Projekt, Projektbeschreibung

Was	Wer
Messung und Vergleich der Fassaden, insbesondere Wechselrichterkonzept Es wurde festgestellt, dass der zentrale Wechselrichter dank des guten Wirkungsgrades einen besseren Ertrag erreicht als die Strangwechselrichter. Die bessere Anpassung an die Beschattungen tritt in den Hintergrund.	Enecolo AG
Vergleich der verschiedenen Ausrichtungen Das Zusammenschalten der geneigten und horizontalen Module auf dem Dach hat keine negativen Folgen auf den Ertrag. Die Messung der Erträge der verschiedenen Ausrichtungen zeigt keine wesentlichen Abweichungen von der Berechnung.	LEEE-TISO
Verschmutzung und Beschattung Die Beschattungsberechnung zeigt eine gute Übereinstimmung mit den gemessenen Werten. Die Verschmutzung konnte messtechnisch nicht nachgewiesen werden. Es ist aber trotzdem absehbar, dass die horizontalen Module etwa alle zwei Jahre gereinigt werden müssen.	LEEE-TISO
SOFREL, Betriebserfahrungen, Besonderheiten Es konnten thermische Effekte der Unterkonstruktion nachgewiesen werden, die aber ohne grossen Einfluss blieben.	Enecolo
DC-Verbindung zur USV Die Messungen haben interessante Ergebnisse bezüglich Lastmanagement erbracht. Im Winter ist der Nutzen dieser Verbindung nur bescheiden.	UBS/Enecolo
Infrarot-Aufnahmen der Modulfelder Die Infrarotaufnahmen haben sich als sehr wirksames Mittel zur Fehlerdetektion erwiesen.	LEEE-TISO
Erfassung der Verfügbarkeit der Wechselrichter Insbesondere die Leistungsüberwachung in 15-Minutenschritten hat sich als wirksames Instrument zur Kontrolle der Wechselrichter erwiesen. Ansonsten haben die Wechselrichter nach Behebung der Kinderkrankheiten eine 100%-Verfügbarkeit gezeigt.	Enecolo
Normierte Darstellung der Produktion	Enecolo
Vergleich von effektivem Ertrag und Meteonorm-Prognose	Enecolo (IMIPP)

4 Betriebserfahrungen 1999

4.1 Kommentar zu den Wechselrichter

Die Wechselrichter hatten in diesem Betriebsjahr keine Ausfälle. Es scheint, dass die Kinderkrankheiten überwunden sind. Im ersten Betriebsjahr waren mehrere Ausfälle zu beklagen :

WR zuverlässig

- Panne an einem Dachwechselrichter Dach West (Defekt an einer Platine)
- Ausfälle am Wechselrichter Dach Ost (Fehler in der Steuerung)
- Ausfall eines der 11 Strang-Wechselrichter

Probleme verursachte 1999 nur noch die Übererwärmung in der Nische des Wechselrichters Dach Ost. Dies ist auf die zu dichte Konstruktion der Nische zurückzuführen. Abhilfe schaffte, wie schon bei der Nische des WR Dach West, ein thermostatisch gesteuerter Ventilator.

Wärmeprobleme

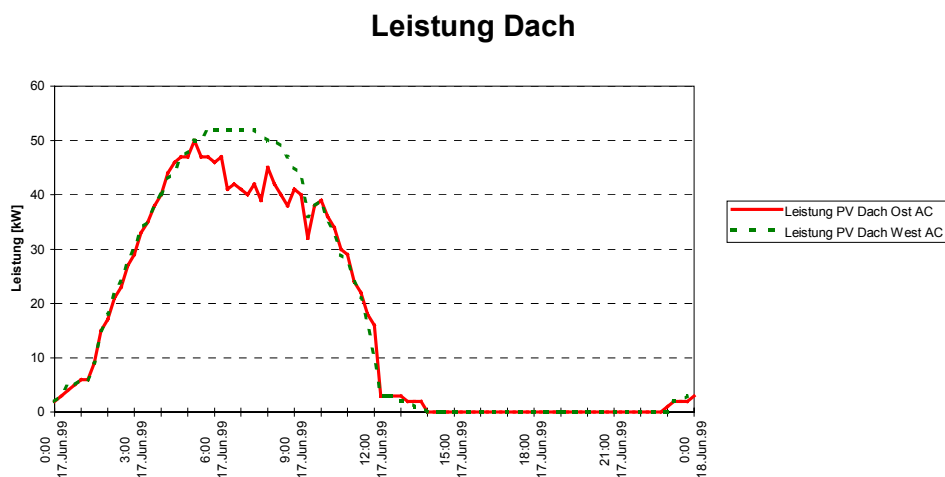


Abb. 2 : Leistungsverlauf vor Einbau des Ventilators

Deutlich sichtbar ist die Leistungsbegrenzung Dach Ost infolge der Übererwärmung. Der globale Ertragsausfall aus dieser Begrenzung kann auf ca. 3% beziffert werden.

Kommentar

Sichtbar ist die Reduktion auch in den Viertelstundenwerten, die auf die Globalstrahlung in Feldebene bezogen sind.

Leistungen im Juli

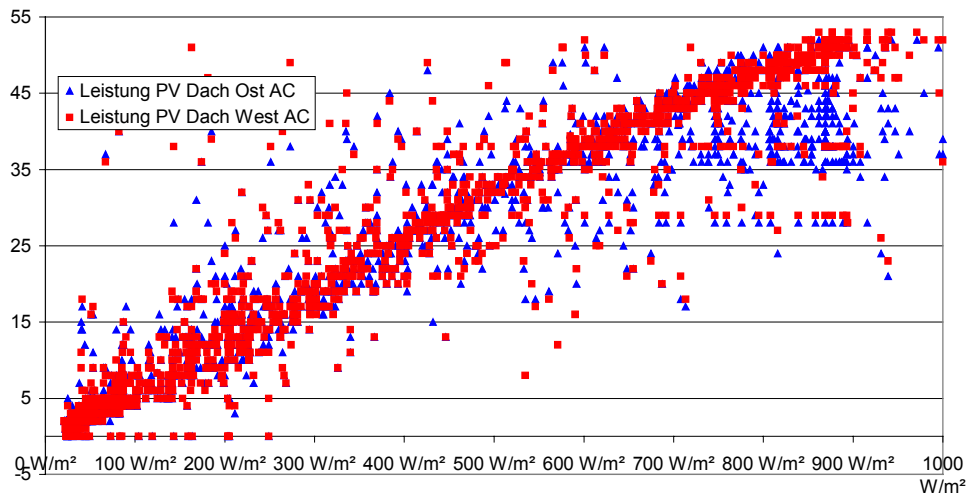


Abb. 3 : Leistung und Globalstrahlung

In den oberen Leistungsbereichen ist die Leistung generell tiefer als beim Wechselrichter Dach West.

Kommentar

Der Wirkungsgrad der Wechselrichter kann als gut bezeichnet werden.

guter
Wirkungsgrad

Wirkungsgrad der Wechselrichter

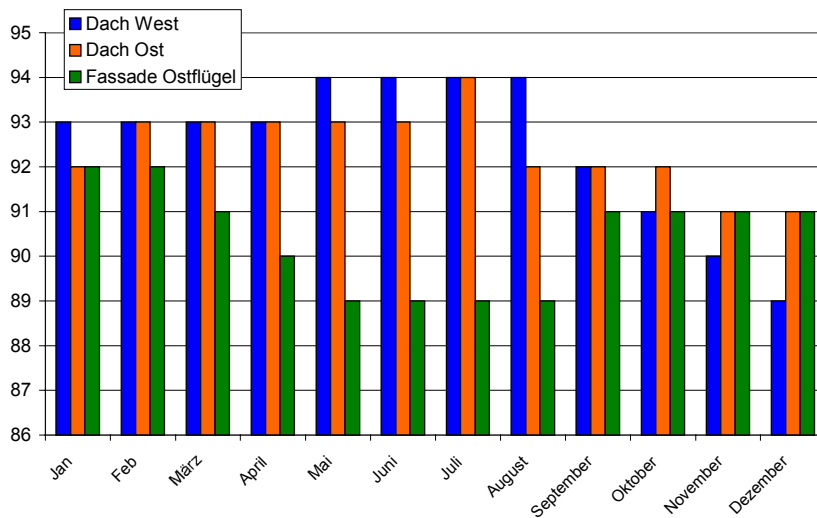


Abb. 4 : Wirkungsgrad der Wechselrichter

Die Wirkungsgrade sind generell gut. Mit steigender Auslastung erhöht sich auch der mittlere Wirkungsgrad, was sich bei der Fassade im Winter und auf dem Dach im Sommer bemerkbar macht.

Kommentar

Wirkungsgrade der Dachwechselrichter

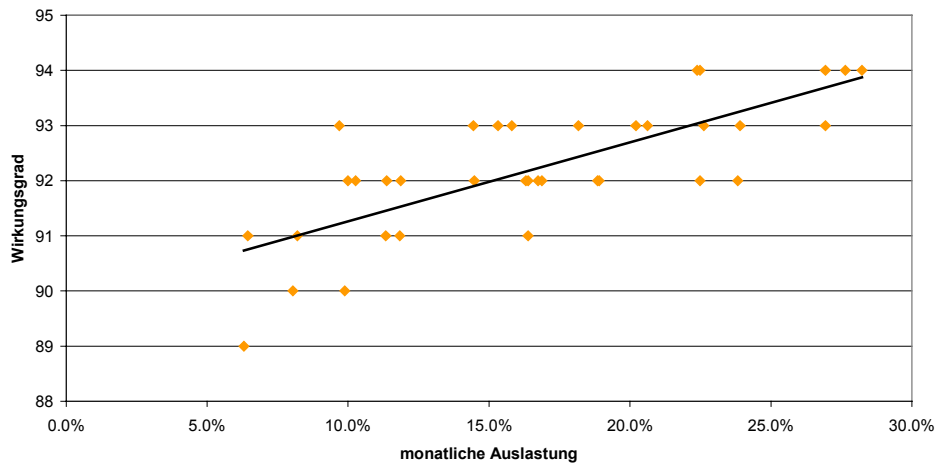


Abb. 5 : Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Auslastung

Etwa 40% der Energie wird während Zeiten mit weniger als 50% Auslastung des Wechselrichters produziert. Würde eine Master-Slave-Anordnung gewählt, stiege der Ertrag um knapp weniger als 1%. Dies dürfte den erhöhten Aufwand kaum rechtfertigen.

Master-Slave lohnt sich nicht

4.2 Symmetrie der Anlage

Es werden auch die Ströme in der Anlage gemessen. Dadurch kann festgestellt werden, ob die Anlage nicht nur planerisch, sondern auch real symmetrisch ist.

Strommessung

Ströme Dach Ost

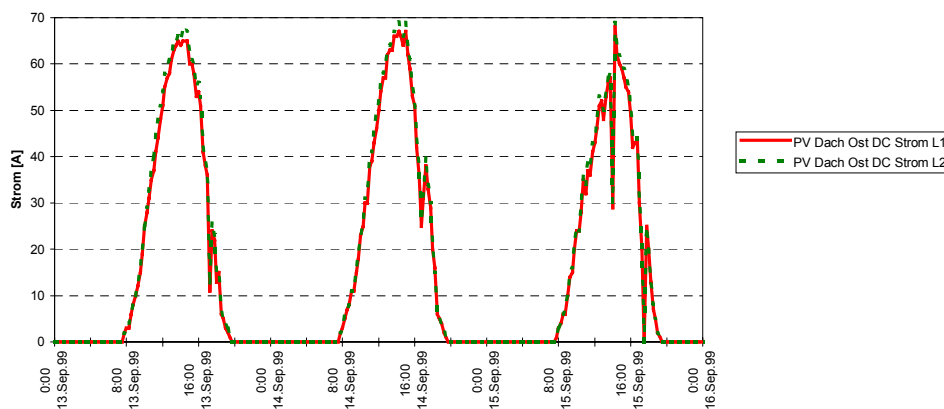


Abb. 6 : Ströme Dach Ost

Ströme Dach West

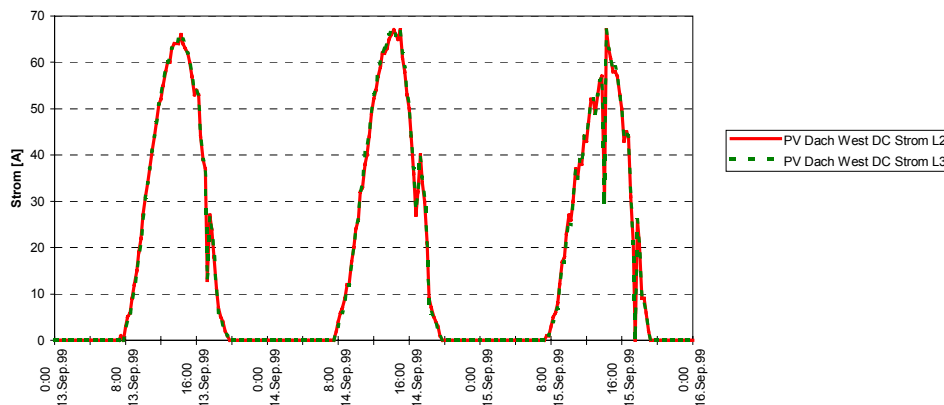


Abb. 7 : Ströme Dach West

Die Symmetrie ist sehr gut, obwohl es nicht ganz logisch ist :

gute Symmetrie

- im Dach West (mit praktisch perfekter Symmetrie) ist ein ausgefallener Strang zu verzeichnen (ca. 2.5% für WR)
- im Dach Ost (mit leichter Asymmetrie) ohne Strangausfall ist nichts derartiges zu verzeichnen.
- Die Beschattung wirkt sich im Dach Ost praktisch nur am Vormittag aus. Die Asymmetrie kommt aber vor allem am Mittag zum Vorschein

Stromsymmetrie in der Fassade

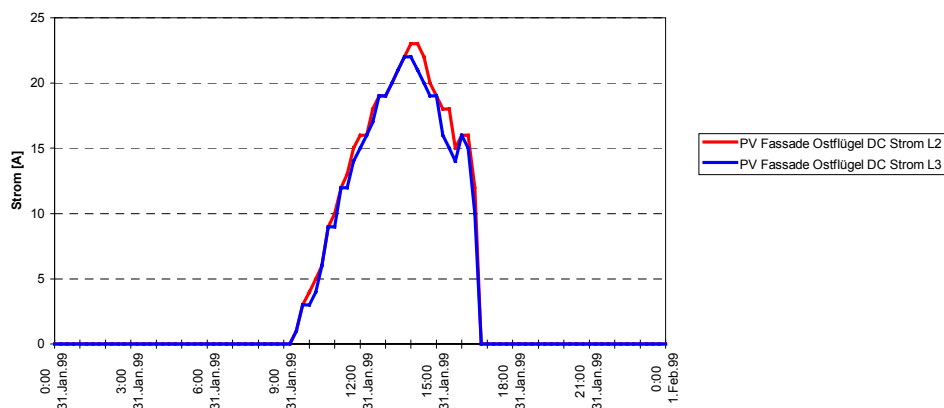


Abb.8 : Ströme Fassade Westflügel im Januar

In der zweiten Tageshälfte tritt, vermutlich wegen einer Beschattung, eine erhebliche Asymmetrie auf. Die Differenz entspricht ungefähr einem Strang. Der unterste Strang erhält Schatten.

Schatten Gelände/Gebäude

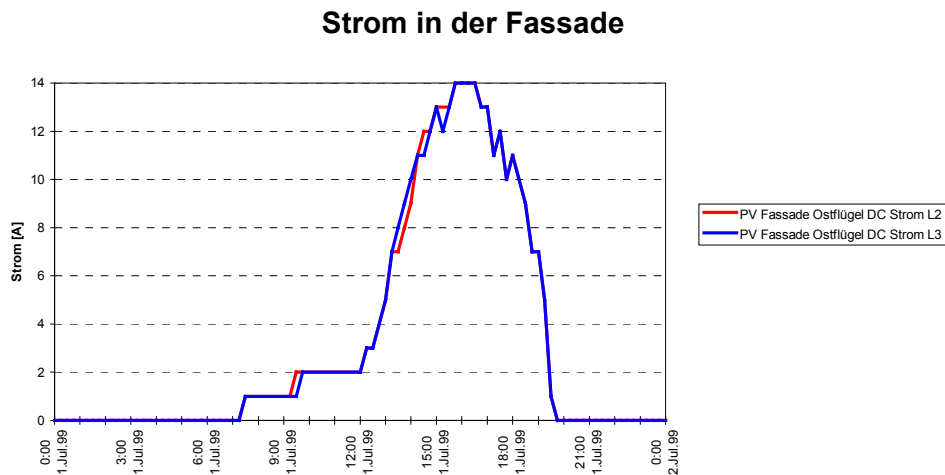


Abb. 9 : Ströme Fassade Westflügel im Juni

Die hier zu konstatierende Asymmetrie ist auf die Beschattung des obersten Stranges durch das Vordach zurückzuführen.

Schatten Vordach

4.3 Anmerkungen zum Modulverhalten

Es wurde versucht, experimentell die Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Temperatur zu ermitteln. Die Daten wurden in Funktion der Temperatur in Kategorien gruppiert. Dann wurde pro Gruppe die Leistung oder der Strom in Funktion der Globalstrahlung aufgetragen und eine Korrelationsgerade eingelegt.

Temperaturverhalten

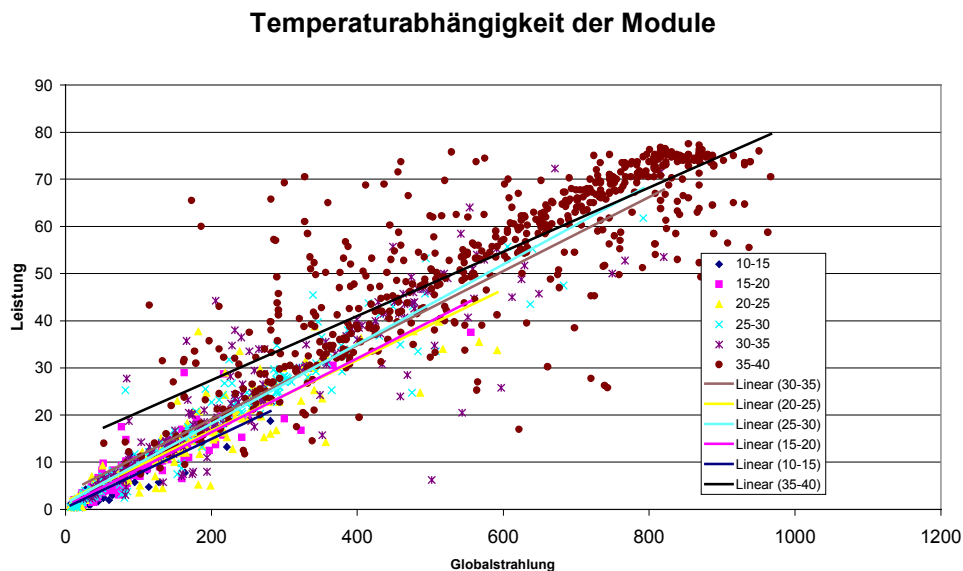


Abb. 10 : Leistung Fassade Westflügel im Juni

Das Verhalten erscheint aufgrund der Regressionsgeraden atypisch, ist doch die Kurve der höchsten Temperatur am weitesten oben. Eigentlich sollte der Wirkungsgrad sinken. Allerdings ist die Streuung der Punkte sehr gross. Dies dürfte wahrscheinlich auf die Trägheit des Systems zurückzuführen sein.

atypische Resultate

Temperaturabhängigkeit der Module

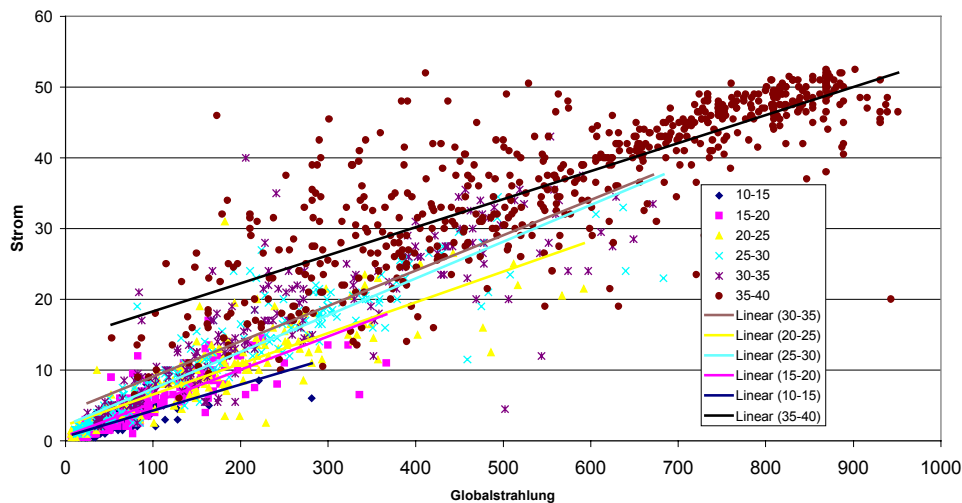


Abb. 11 : Ströme Fassade Westflügel im Juni

Für die Ströme ist das Resultat korrekt, je höher die Temperatur, desto grösser der spezifische Strom. Allerdings ist auch hier die Wissenschaftlichkeit der Aussage aufgrund der grossen Streuung nicht gewährleistet.

Kommentar

Zusätzlich zeigt die Graphik, dass es praktisch keine Momente mit tiefer Modultemperatur ($<15^{\circ}$) und hoher Einstrahlung gibt.

Temperaturerhöhung der Module

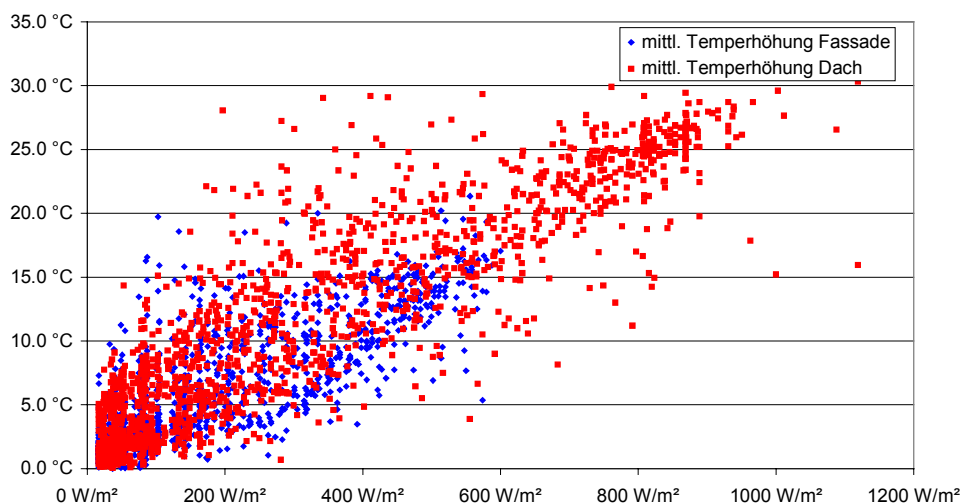


Abb. 12 : Temperaturabhängigkeit der Module

Das Temperaturverhalten der Module auf dem Dach und in der Fassade ist praktisch identisch. Dies spricht für die thermisch gute Konstruktion der Fassade. Allerdings ist dies ein Ausnahmefall, da ein so grosser, freier Abstand von der Fassade eher selten ist.

Kommentar

Temp-Erhöhung in Funktion der AT

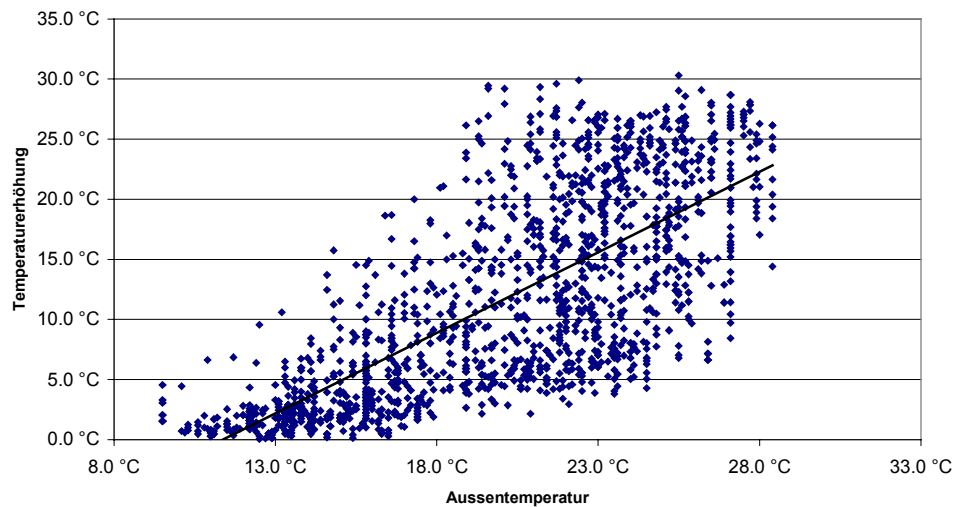


Abb. 13: Modultemperatur und Aussentemperatur auf dem Dach

Diese Graphik dokumentiert, dass die Überhöhung der Temperatur nur maximal 30K beträgt. Dieser Wert kann als gering bezeichnet werden. **Kommentar**

Fassade oben und unten

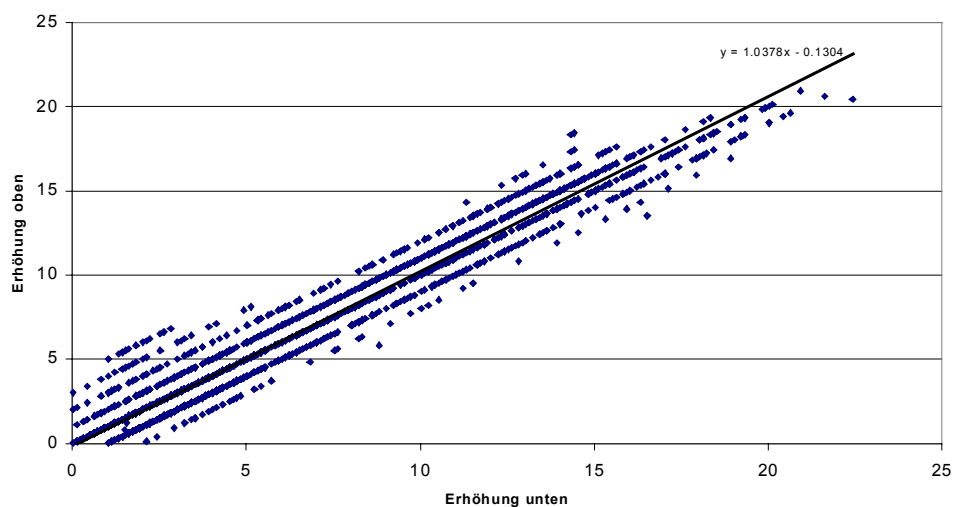


Abb. 14: Temperaturen in der Fassade

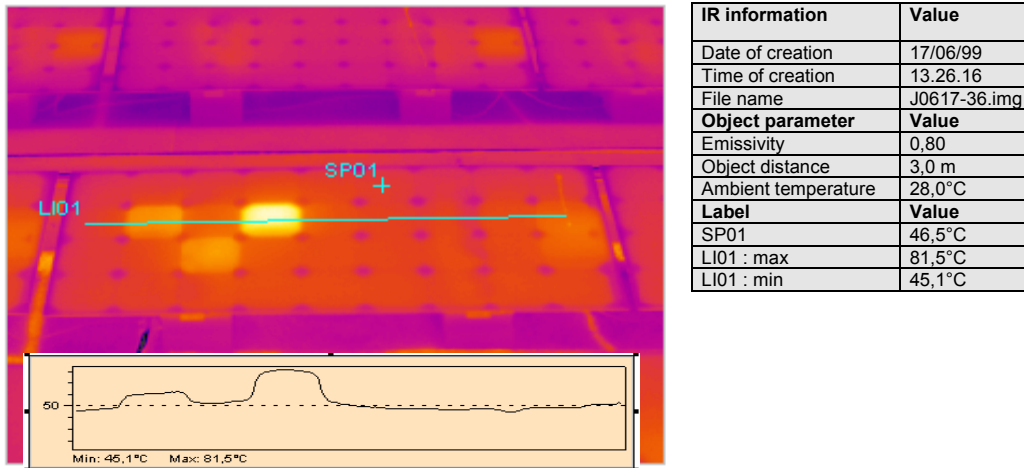
Es zeigt sich, dass zwischen der Fassade oben und unten nur ein sehr geringer Temperaturunterschied besteht. Die Steigung der Trendlinie beträgt praktisch 1. Dies dürfte die gute Hinterlüftung dokumentieren, welche für ein gleichmässiges Klima sorgt. **Kommentar**

Module mit Hort-Spot

Es sind einige Module mit Hot-Spot aufgetreten, die dank der Infrarotaufnahmen entdeckt werden konnten. Wir haben die Gelegenheit genutzt, um Kennlinien von Modulen mit und ohne Hot-Spot aufzunehmen.

Hot-Spot

Abb. 15 : Thermographie-Aufnahme von Modul mit dreifachem Hot-Spot



Kennlinie Modul mit oder ohne Hot-Spot

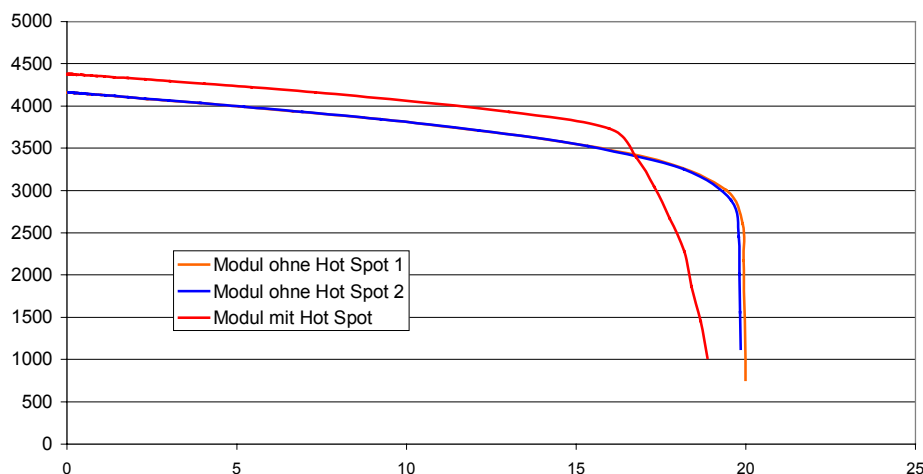


Abb. 16. : Kennlinienvergleich

Der Unterschied ist nicht sehr gross. Lediglich der Füllfaktor ist etwas geringer. Der Unterschied im Anfangswert liegt in der höheren Einstrahlung während der Messung begründet.

geringerer Füllfaktor

Die Module mit Hot-Spot werden ersetzt.

5 Vergleich der Wechselrichterkonzepte

5.1 Einleitung

Die beiden Fassaden wurden mit unterschiedlichen Wechselrichterkonzepten ausgerüstet. Diese Entscheidung wurde aufgrund der Tatsache gefällt, dass die Fassade des Westflügels unter Beschattungsproblemen leidet. Im Weiteren wurde angenommen, dass mit einem Strangwechselrichterkonzept mit dieser Situation besser umgegangen werden könne, als mit einem Zentralwechselrichter. Ob diese Vermutung zutrifft, wird nachfolgend erläutert.

verschiedene
WR-Konzepte

5.2 Technisches Konzept und Kenndaten

Anzahl Module	110, in 22 Strängen	Fassade Westflügel
Gesamtleistung	15.25 kW 21 Stränge zu 0.7 kW, 1 Strang zu 0.55 kW	
Wechselrichter	11 SMA Sunny Boy 850 W	
Anzahl Module	144, in 12 Strängen	Fassade Ostflügel
Gesamtleistung	20.5 kW	
Wechselrichter	1 Wechselrichter IMEL Ecopower 15 kW	

Es ist auf den ersten Blick erkennbar, dass die Wechselrichter relativ stark unterdimensioniert sind, was aber aufgrund der Situation in der Fassade vertretbar erschien.

unterdimensionierte
WR

Die Verschaltung der Stränge erfolgte horizontal.

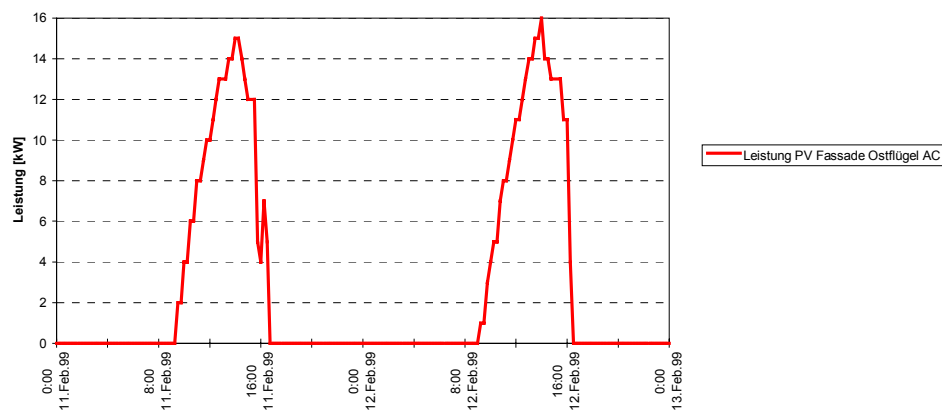
5.3 Betriebserfahrungen

Maximal aufgetretene Leistungen 1999

	Westflügel	Ostflügel
Jan	8 kW	15 kW
Feb	8 kW	16 kW
März	9 kW	14 kW
April	9 kW	13 kW
Mai	7 kW	11 kW
Juni	6 kW	10 kW
Juli	7 kW	11 kW
Aug	7 kW	11 kW
Sept	8 kW	14 kW
Okt	9 kW	14 kW
Nov	8 kW	14 kW
Dez	8 kW	14 kW

Abb. 17 : Leistung Fass. Ostflügel

Maximale Leistung Fassade Ostflügel



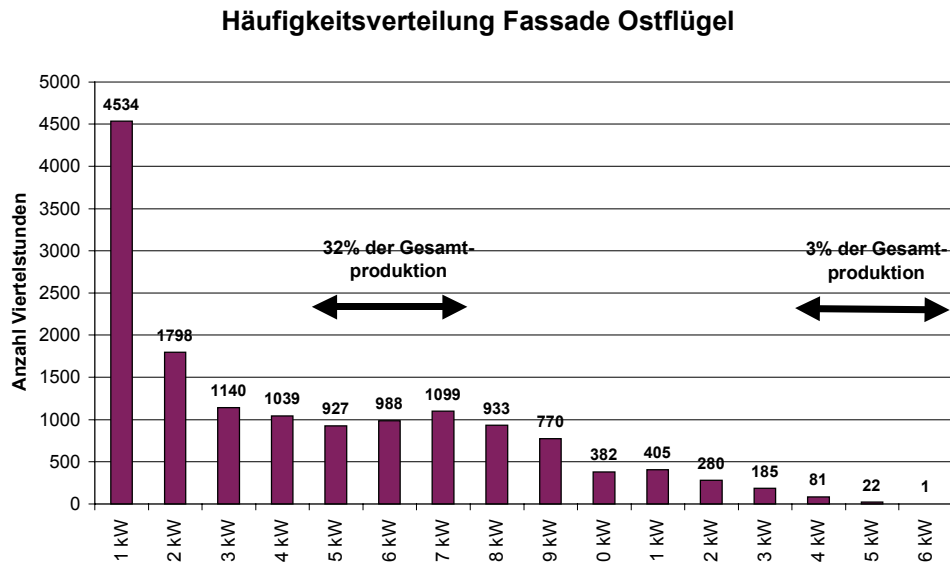


Abb. 18 : Summenhäufigkeit Fassade Ostflügel

Die Spitze von 16 kW, notabene über dem Nominalwert des Wechselrichters, kommt im ganzen Jahr nur einmal während 15 Minuten vor. Die 15-kW-Spitze kommt ab und zu vor. Es ist aber kein „Plateau“ festzustellen, welches auf ein Abschneiden der Spitzenlast zurückzuführen wäre. Damit hat sich für die Fassade des Westflügels die Unterdimensionierung bewährt.

Kein Minderertrag durch Unterdimensionierung

Eine Auswertung der Daten mit der Häufigkeitsverteilung und den gemessenen Wirkungsgraden hat hingegen, dank des besseren Wirkungsgrades, einen Mehrertrag von 2% für die Fassade des Ostflügels ergeben.

2% Mehrertrag

5.4 Produktionsvergleich Strang-Wechselrichter - Zentral-WR

Durch den Vergleich der Produktion zu verschiedenen Zeiten und mit unterschiedlichen Beschattungen soll ermittelt werden, welches Wechselrichterkonzept die besseren Resultate erbringt.

In der folgenden Graphik wurde der spezifische Ertrag der mittleren Module (Strang 9) der Westfassade mit dem spezifischen Ertrag der gesamten Ostfassade verglichen.

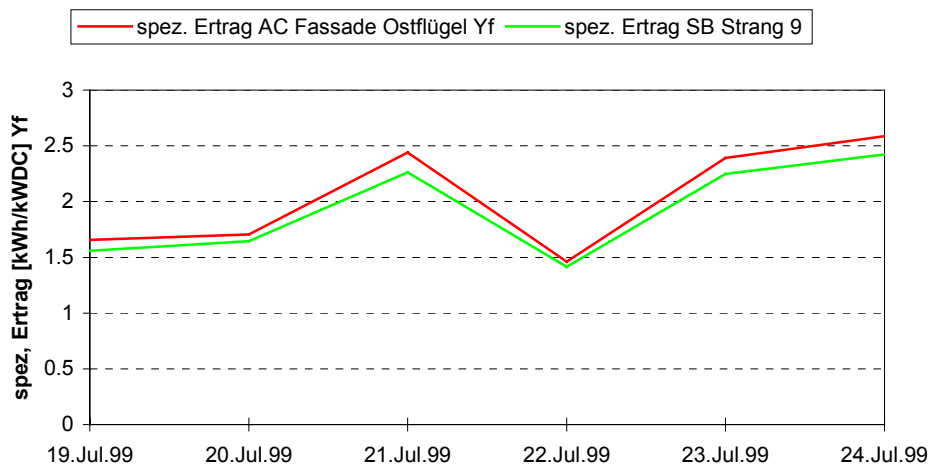


Abb.19 : Vergleich im Sommer

Obwohl im Zeitraum um den 21. Juni (höchster Sonnenstand) die mittleren Module der Westfassade unbeschattet sind, der oberste Teil der Ostfassade aber durch das Vordach beschattet wird, ist der spezifische Ertrag der Ostfassade deutlich höher. Dies deutet darauf hin, dass der zentrale Wechselrichter eine Teilbeschattung gut verarbeiten kann und auch dessen Wirkungsgrad höher ist.

zentraler WR im Sommer besser

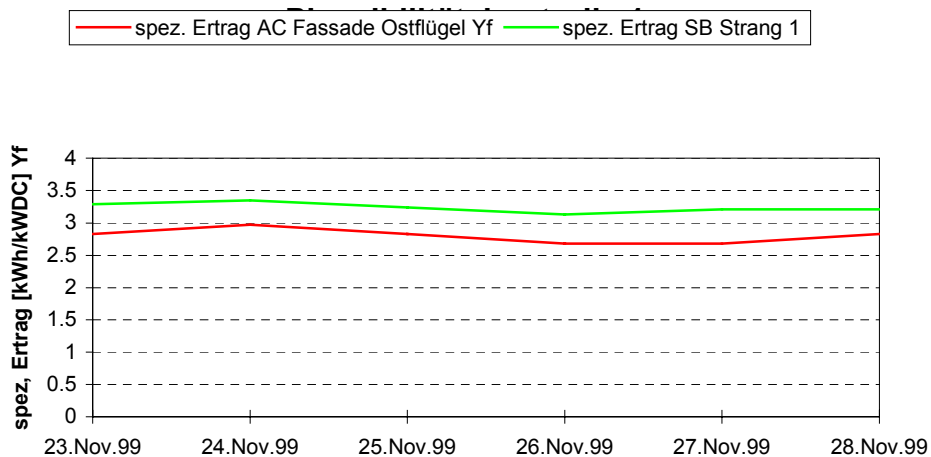


Abb.20 : Vergleich im Winter, Strang oben

Die spezifische Erträge der Module der Westfassade, oben, unten oder Mitte sind immer tiefer als der spezifische Ertrag der gesamten Ostfassade. Einzig bei sehr tiefem Sonnenstand (ab ca. 1. November bis 15. Februar) sind die spezifischen Erträge der obersten Module der Westfassade (Strang 1) höher, als der spezifische Ertrag der gesamten Ostfassade. Dies könnte auf die Fahnenmasten zurückzuführen sein, da diese bei tiefem Sonnenstand Schatten auf die Module werfen.

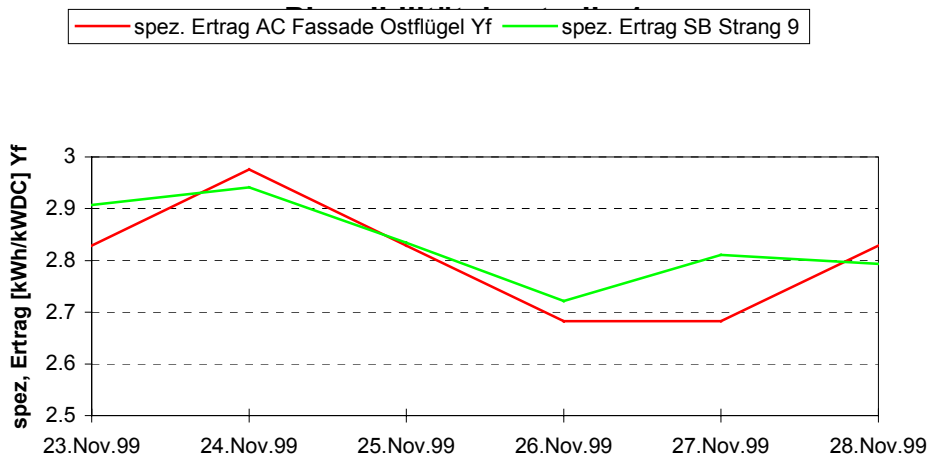


Abb. 21: Vergleich im Winter, mittl. Strang

Bei tiefem Sonnenstand entspricht der spezifische Ertrag der Ostfassade in etwa dem spezifischen Ertrag der mittleren Module (Strang 9) der Westfassade. Dies obwohl die Ostfassade im unteren Bereich von den Fahnenmasten beschattet wird.

Beispiel

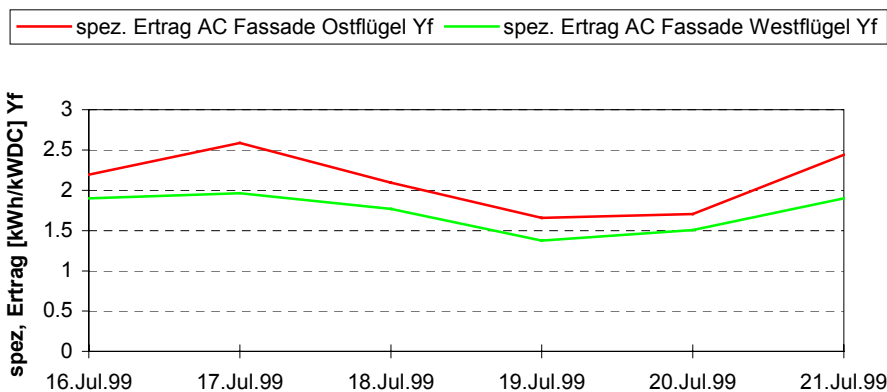


Abb. 22: Vergleich der Fassaden im Sommer

Bei hohem Sonnenstand werden beide Fassaden gleich stark durch das Vordach beschattet.

Kommentar

In der Periode vom 16.-21. Juli 99 hatte die Westfassade verglichen mit der Ostfassade einen spezifischen Minderertrag von 1.26kWh/kWDC. Die Differenz beträgt rund 10%.

Eine weitere Methode zum Vergleich der Qualität des WR-Konzeptes ist der Vergleich der Performance Ratio von verschiedenen Strängen und der Fassade Ostflügel. Die Fassade Ostflügel ist auf 100% normiert.

Vergleich mit PR

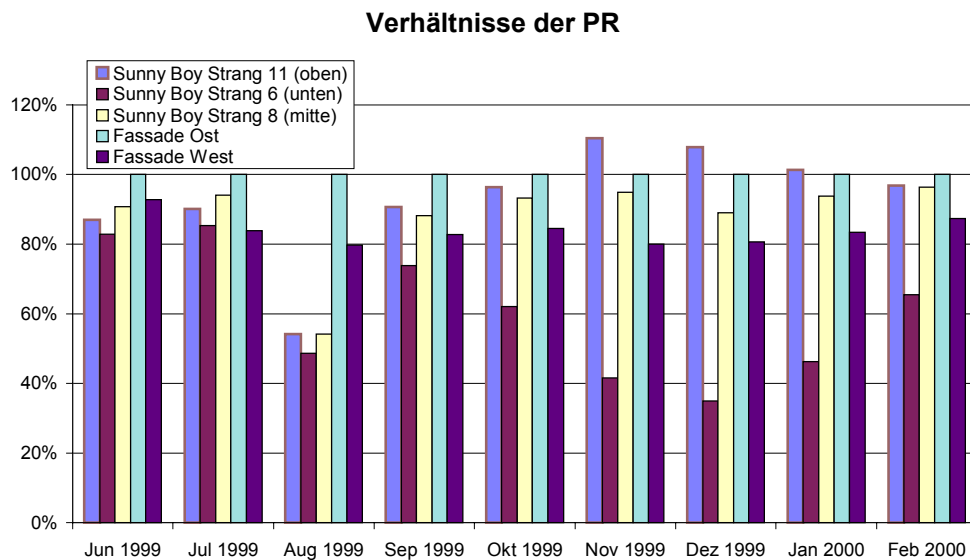


Abb. 23: normierte PR verschiedener Anlageteile

Mit Ausnahme der Monate November und Dezember liegen die PR-Werte der Stränge, auch wenn sie unbeschattet sind, immer tiefer als bei der Fassade Ostflügel. Der Grund für die etwas tieferen Werte im November und Dezember dürfte bei der Beschattung durch die Fahnenmasten und das gegenüberliegende Gebäude sein.

Kommentar

Schlussfolgerungen:

Die Interpretation der Resultate ist nicht ganz einfach. Da beide Fassaden ganz unterschiedlichen Bedingungen ausgesetzt sind, sind nur selten Bedingungen vorhanden, welche einen direkten Vergleich ermöglichen. Konkret ist dies nur im Hochsommer der Fall, wo keine Bodenhindernisse massgebend sind. Trotz allem lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Die Annahme, dass sich Strangwechselrichter für Situationen mit Beschattungen à Priori besser eignen, ist nicht zulässig.
- Ein Zentralwechselrichter wird nur schwach beeinflusst, wenn einer oder mehrere aus einer Reihe von Strängen beschattet wird.
- Entscheidender sind wechselrichterspezifische Faktoren wie z.B. die Wirkungsgradkurve oder die Einschaltsschwelle. In diesem Punkt ist der verwendete Zentralwechselrichter den Strangwechselrichter überlegen.

6 Vergleich der verschiedenen Neigungen

6.1 Einleitung

Ein Teil der Module wurde mehr oder weniger horizontal montiert (Neigung ca. 4°). Es war interessant zu sehen, wie sich diese etwas spezielle Anordnung im Vergleich zu den normal montierten Modulen verhalten würde. Von Interesse waren:

**horizontale
Module**

- Verschmutzung
- Produktion
- Spannungsverhalten

6.2 Verschmutzung

Es gibt optische Beobachtungen über die Verschmutzung. Je nach Wetter präsentiert sich die Verschmutzung sehr unterschiedlich. Nach einer längeren Schönwetterperiode baute sich ein starker Schmutzrand auf, der sogar einen Teil der Solarzellen bedeckte.

Schmutzrand



Abb .24 : Schmutzrand an horizontalem Modul und SOFREL-Modul

Diese erheblichen Schmutzränder sind aber nach Regenfällen wieder weitgehend verschwunden. Lediglich einzelne kleine Schmutzpunkte, verteilt auf die Fläche, bauen sich auf und sehen aus, als ob sie nicht verschwinden würden.

**gute Reinigung
durch Regen**

Wir haben die Brise-Soleil-Module der Westhälfte am 19. Juli gereinigt.

	Dach West	Dach Ost
Mittelwert vor Reinigung	4.22 kWh/(kW*d) 99.34%	4.25 kWh/(kW*d) 100.00%
Mittelwert nach Reinigung	4.10 kWh/(kW*d) 100.69%	4.07 kWh/(kW*d) 100.00%

Es ist eine leichte Verbesserung feststellbar. Der Unterschied ist aber sehr gering und liegt beinahe im Bereich der Messungenauigkeit. Trotzdem empfehlen wir eine Reinigung der horizontalen Module alle zwei Jahre, damit sich die Schmutzpunkte nicht vergrössern.

**geringe
Verbesserung
durch Reinigung**

6.3 Unterschied in der Produktion

Da die Anlagenteile Brise-Soleil und SOFREL zusammengeschlossen sind, ist es nicht einfach, die unterschiedliche Produktion festzustellen. Dank des symmetrischen Aufbaus der Anlage haben wir eine Lösung gefunden. Wir haben für eine Woche bei einer Anlagenhälfte alle Stränge mit SOFREL und bei der anderen Anlagenhälfte alle Stränge mit Brise-Soleil abgeschaltet. Die spezifische Produktion gab uns Auskunft darüber, wie gross der Produktionsunterschied ist.

**Produktionsunter-
schiede mit
Versuch**

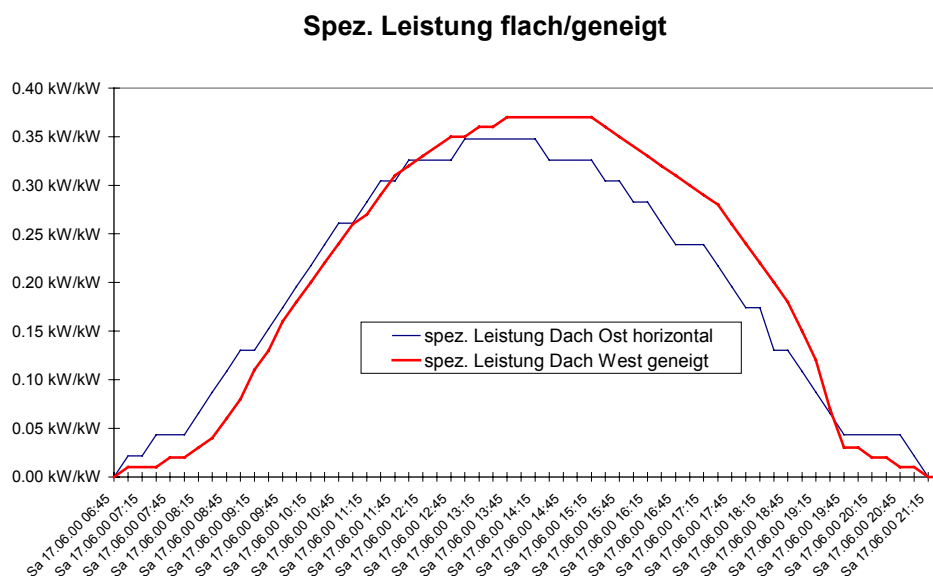


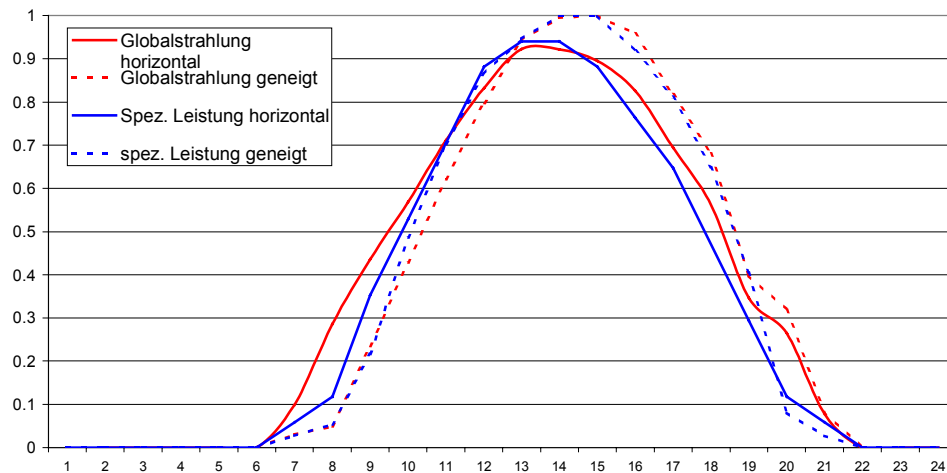
Abb. 25 : spez. Produktion an schönem Tag im Juni bei höchstem Sonnenstand

Die Produktionsunterschiede sind erheblich. Gut sichtbar ist der Effekt der Verdrehung nach Westen bei den geneigten Modulen. Die Spitze wird erst später erreicht.

**erhebliche
Unterschiede im
Sommer**

Die gemessenen Werte können mit berechneten Werten aus der Meteonorm verglichen werden.

Vergleich Meteonorm-Berechnung und Versuchsmessung



Die obige Graphik zeigt eine schöne Übereinstimmung der gemessenen Werte mit den berechneten Werten aus der Meteonorm. Abweichungen sind lediglich gegen Abend feststellbar, dann spielen aber lokale Einflüsse wie z.B. Beschattungen eine grössere Rolle.

**gute
Übereinstimmung
Messung-
Simulation**

Eine analoge Messung muss noch im Winter durchgeführt werden.

6.4 Spannungsverhältnisse

Durch die unterschiedliche Lage sind auch die Spannungen etwas unterschiedlich. Die Brise-Soleil-Module werden etwas schlechter belüftet und gekühlt. Damit erreichen sie eine kleinere Spannung. Dies wurde dadurch kompensiert, dass pro Strang vier Zellen mehr angeordnet sind als bei den SOFREL-Modulen. Dies würde theoretisch eine Mehrspannung von 6V ausmachen. Die Messung bot die Gelegenheit, auch die unterschiedlichen Spannungen zu vergleichen.

**Unterschied-
liche MPP**

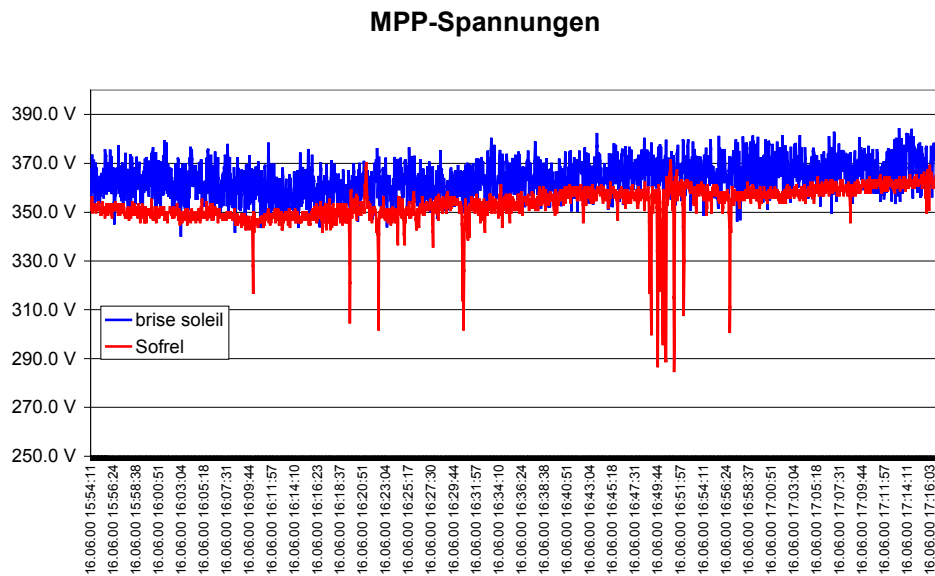


Abb. 26 : MPP-Spannungen der verschiedenen Ausrichtungen

Die Messungen wurden an einem sonnigen Tag durchgeführt. Es hat sich gezeigt, dass der Spannungsausgleich gar nicht notwendig gewesen wäre. Allerdings ist die Differenz gering. Aufgrund der nicht ganz optimalen MPP-Spannung kann auf eine Reduktion der Produktion von 0.5 % geschlossen werden.

7 Beschattungsanalyse

7.1 Einleitung

Die Anlage ist verschiedenen Beschattungen ausgesetzt. Der Grund dafür liegt vor allem auf mangelnder Koordination während des Baues und fehlender Rücksicht nach der Fertigstellung.

diverse
Beschattungen

Beschattung	Entstehung	Ursache
Beschattung Fassade durch Bäume	nach Fertigstellung PV	fehlende Rücksicht und mangelnde Koordination
Beschattung Fassade durch Fahnenmasten	nachträglicher Bau	mangelnde Kenntnis über die Wirkungen
Beschattung Fassade Westfl. durch gegenüberliegendes Gebäude	war schon da	wurde bei der Planung berücksichtigt
Beschattung Fassade durch Vordach	während des Baues	wurde bei der Planung berücksichtigt
Beschattung durch Meteostation	während des Baues	fehlende Rücksicht und mangelnde Koordination
Beschattung durch Aufbau	während des Baues	Sachzwang

Während der Planungs- und Ausführungsphase war die Beschattung oft das Thema von vielfach kontrovers geführten Diskussionen, da die verschiedensten Interessen angemeldet wurden.

kontroverses
Thema

Es wurde in diesem Projekt eine detaillierte Beschattungsanalyse durchgeführt. Das wesentlichste Hilfsmittel war das Programm PVSyst. Die Resultate zeigen eine gute Übereinstimmung von Messung und Berechnung.

Analyse mit
PVSyst

Glücklicherweise zeigt sich aber, dass bis auf die Fassade des Westflügels der Einfluss der Beschattung relativ bescheiden ist.

7.2 EAST façade, PV-plant 20 kW, central inverter 15 kW

7.2.1 Deutsche Zusammenfassung

Die Fassade des Ostflügels wird hauptsächlich durch die Fahnenmasten und das Vordach beschattet. Für den schlechtesten Strang beträgt die jährliche Minderproduktion 2.5%, für die ganze Fassade 1%. Damit ist der Einfluss verhältnismässig gering.

geringe
Beschattungs-
verluste

7.2.2 Description

The PV-plant on the EAST façade is composed of 12 horizontal strings of 12 modules connected in series. This façade has an orientation of 34° West and the module's field is tilted by 90° (vertical position) and in front of it there are three flag supports and a building as shading obstacles. One of the simulation aims is to find out the difference between a shaded and a

non shaded field and to locate the strings which are affected by the front shading obstacles (trees, flag supports and buildings) .



Figure 1 : East façade, (9th March 1999).



Figure 2 : East façade, flag supports shading influence (11th October 1999).

1x1

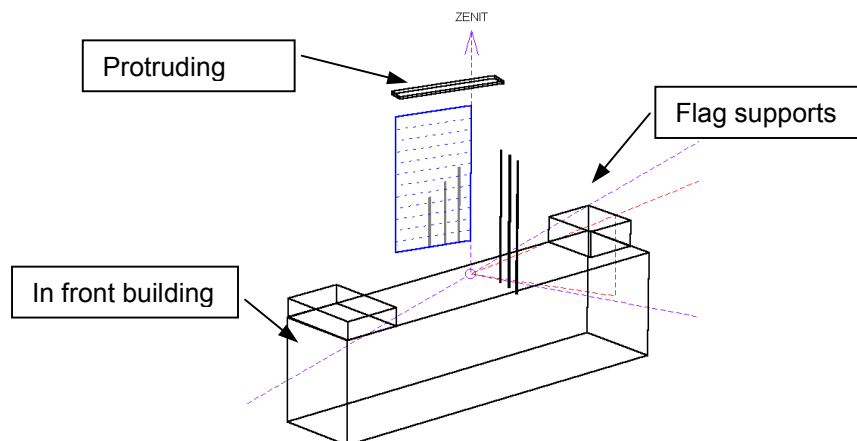


Figure 4 : 3D representation of plant and shading obstacles for the EAST façade.

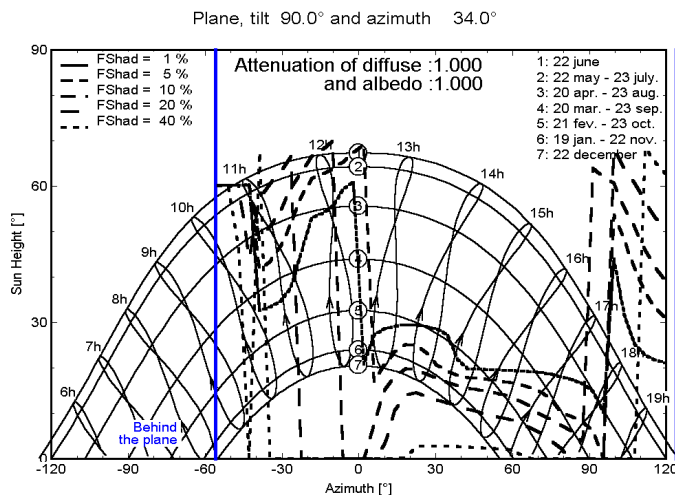


Figure 5 : representation of isoshading curves for the EAST façade.

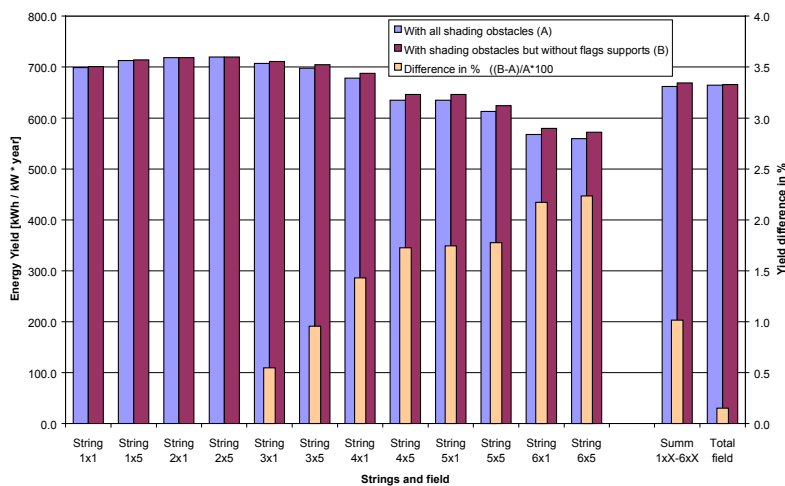


Figure 6 : simulation results of the EAST-Wing façade . Energy yield /year with and without shading effect of the flag supports. (See also Table 1).

7.2.3 Shadings obstacles

Flag supports :

From *Figure 3* and *Figure 6* it is possible to see that the upper part of the field is not affected by the flags supports; the lower part, instead, is affected in terms of about from 1% to 2% in average. For the whole field we found two different results :

- sum of each string simulation difference is at the most 1%
- entire field simulation difference is at the most 0,15% !!

Protruding roof :

The little protruding roof (see *Figure 4*), placed above the photovoltaic field, reduces the energy yield of the first string 1x1 of about 2,6% with respect to the most producing string 2x5.

Building :

From string 4x1 to string 6x5 the energy production decreases because of the presence of a building that covers the field mainly when the sun has low elevation (winter period).

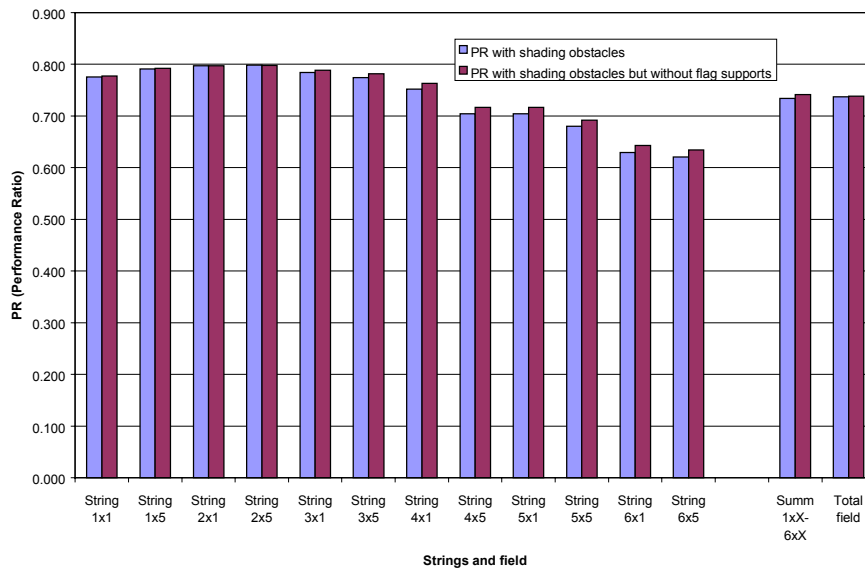


Figure 7 : EAST-Wing façade, performance ratio (PR) of each string ;
 $PR = \text{Produced Energy} / (\text{Glob. irradi.} \times P_{nom})$.
 (See also Table 2)

Wiring losses

The total wiring length between strings and connection boxes is about 500 m of 2.5 mm² wire. The wiring length between connection boxes and the inverter is about 50 m of 16mm² wire.

According to one year simulations the wiring resistance of the field produces a yield loss of about 0.5% .

7.2.4 Meteorological data

Simulations from FE99_01 to _28 have been computed using meteorological data of the year 1999 for the Lugano area (see enclosed page).

Simulations	Strings	Energy Yield with shading obstacles	Energy Yield without flags supports	Difference without flags supports	Difference in %
		[kWh / year]	[kWh / year]	[kWh / year]	
FE99_01 and 14	String 1x1	1174.9	1177.2	0	0.0
FE99_02 and 15	String 1x5	1197.6	1200.0	0	0.0
FE99_03 and 16	String 2x1	1207.6	1207.6	0	0.0
FE99_04 and 17	String 2x5	1209.0	1208.7	0	0.0
FE99_05 and 18	String 3x1	1187.9	1194.4	7	0.5
FE99_06 and 19	String 3x5	1172.6	1183.8	11	1.0
FE99_07 and 20	String 4x1	1139.4	1155.7	16	1.4
FE99_08 and 21	String 4x5	1067.0	1085.4	18	1.7
FE99_09 and 22	String 5x1	1067.0	1085.6	19	1.7
FE99_10 and 23	String 5x5	1030.0	1048.3	18	1.8
FE99_11 and 24	String 6x1	953.4	974.1	21	2.2
FE99_12 and 25	String 6x5	940.1	961.1	21	2.2

Total of 12 strings		13346.5	13481.9	135	1.0
FE99_13 and _26	Total field	13399.0	13419.0	20	0.15
FE99_27 *	Total field	13477.0			
FE99_28 **	Total field		14506.0		

* Sim without wiring resistance

** Sim without shading obstacles , with wiring resistance

Table 1 : simulation results of the EAST-Wing façade.

Simulation	Strings	Incid. Global irradiation on collector plane	Nominal Power	Energy Yield with shading obstacles	Energy Yield without flags supports	PR with shading obstacles	PR with sh. obs. but without flag supports
		[kWh/m²]	[kW]	[kWh/year]	[kWh/year]		
FE99_01 and 14	String 1x1	901.8	1.68	1174.9	1177.2	0.78	0.78
FE99_02 and 15	String 1x5	901.8	1.68	1197.6	1200.0	0.79	0.79
FE99_03 and 16	String 2x1	901.8	1.68	1207.6	1207.6	0.80	0.80
FE99_04 and 17	String 2x5	901.8	1.68	1209.0	1208.7	0.80	0.80
FE99_05 and 18	String 3x1	901.8	1.68	1187.9	1194.4	0.78	0.79
FE99_06 and 19	String 3x5	901.8	1.68	1172.6	1183.8	0.77	0.78
FE99_07 and 20	String 4x1	901.8	1.68	1139.4	1155.7	0.75	0.76
FE99_08 and 21	String 4x5	901.8	1.68	1067.0	1085.4	0.70	0.72
FE99_09 and 22	String 5x1	901.8	1.68	1067.0	1085.6	0.70	0.72
FE99_10 and 23	String 5x5	901.8	1.68	1030.0	1048.3	0.68	0.69
FE99_11 and 24	String 6x1	901.8	1.68	953.4	974.1	0.63	0.64
FE99_12 and 25	String 6x5	901.8	1.68	940.1	961.1	0.62	0.63
Total of 12 strings		901.8	20.16	13346.5	13481.9	0.73	0.74
FE99_13 and _26	Total field	901.8	20.16	13399.0	13419.0	0.737	0.738
FE99_27 *	Total field	901.8	20.16	13477.0	--	0.741	--
FE99_28 **	Total field	901.8	20.16	--	14506.0	--	--

* Sim without wiring resistance

** Sim without shading obstacles , with wiring resistance

Table 2 : EAST-Wing façade, performance ratio (PR) of each string ;
PR = Produced Energy / (Glob. irradi. x Pnom).

7.3 EAST roof, PV-plant 74,2 kW, central inverter 50kW

7.3.1 Deutsche Zusammenfassung

Die westliche Dachhälfte weist verschiedene Beschattungen auf:

- Dachaufbauten
- Meteostation
- thermische Solaranlage

**geringer
Beschattungs-
einfluss**

Die Beschattungen der Osthälfte verursachen gegenüber der Westhälfte eine Minderproduktion von 0.3%. Währenddem der Brise Soleil-Teil doch spürbar weniger produziert, hat der SOFREL-Teil gegenüber der Westhälfte einen Vorteil. Die Differenz ist verhältnismässig gering. Die Kabelverluste betragen im Vergleich dazu 0.7%.

7.3.2 Description

The PV plant on East roof is composed by 38 strings of modules. This field is heterogeneous because it presents two different tilts. The biggest part of

this field is made of 26 strings of 23 modules in series (50,8 kW) and has a tilt of 20°. The other part of the field is made of 12 strings of 6½ 300W modules named "Brise Soleil" (23,4 kW) and the tilt of these modules is 4°. The nominal power of each string is 1955 W and the central inverter has a nominal power of 50 kW.

In other terms the 68,5% of the field has 20° of tilt whilst the 31,5% has 4°. The orientation of the 20° tilted modules is 34° West (azimuth of 34°).

This part of plant has many shading obstacles, particularly on the East wing of the building.



Figure 8 : part of the EAST roof , (5th October 1999).



Figure 9 : part of the EAST roof , (5th October 1999).

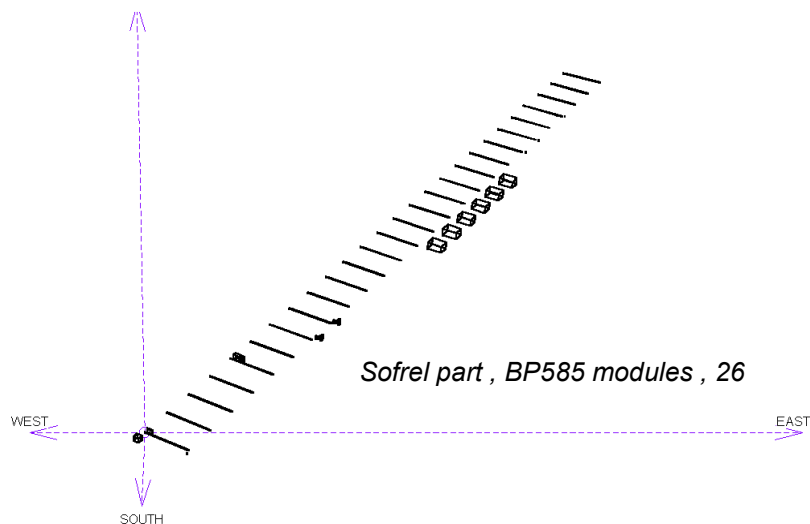


Figure 10 : 3D representation of BP585 part and shading obstacles for the EAST roof.
The strings layout is different from reality in order to simplify simulations.

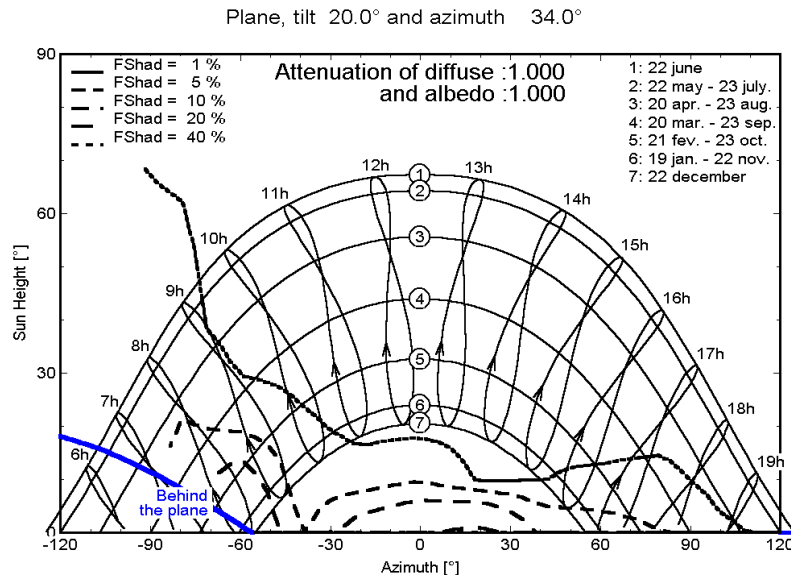


Figure 11 : representation of isoshading curves on BP585 part for the EAST roof.

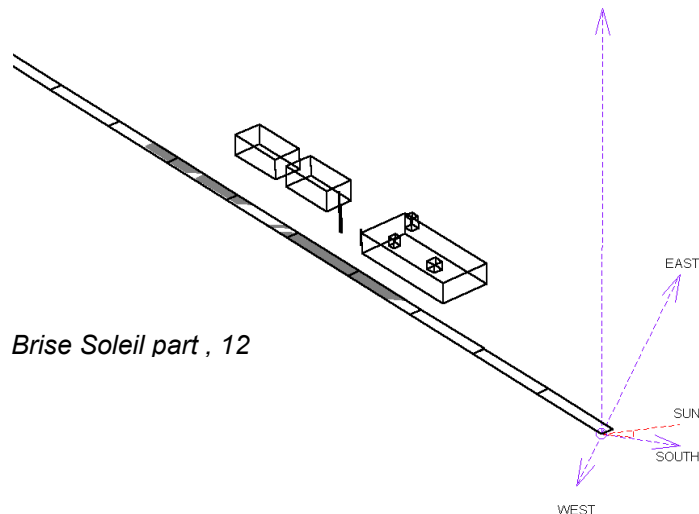


Figure 12 : 3D representation of Brise Soleil part and shading obstacles for the EAST roof.
The strings layout is different from reality in order to simplify simulations.

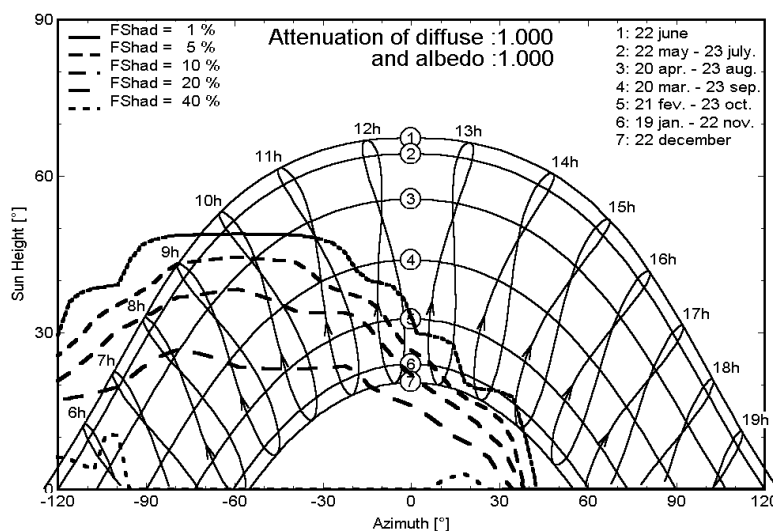


Figure 13 : representation of isoshading curves on Brise Soleil part for the EAST roof.

Comparison between WEST and EAST roof

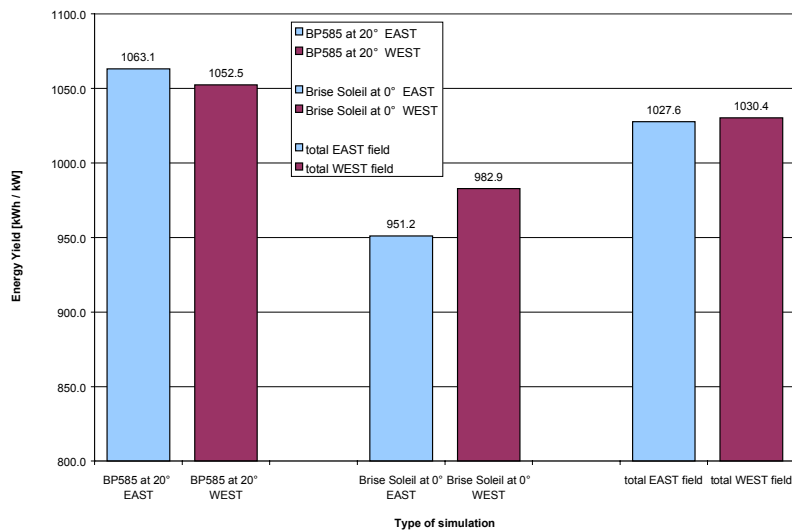


Figure 14 : comparison of simulated yield between roof EAST and WEST.

Sim. TE99_04	EAST (BP585 20°)	54'037 kWh	→ difference of 1,0%	Remarks
Sim. TO99_03	WEST (BP585 20°)	53'497 kWh		
Sim. TE99_08	EAST (Brise Soleil 0°)	22'315 kWh	→ difference of 3,3%	
Sim. TO99_09	WEST (Brise Soleil 0°)	23'060 kWh		
Sim. TE99_04+TE99_08	EAST (tot. field)	76'352 kWh	→ difference of 0,3%	
Sim. TO99_03+TO99_09	WEST (tot. field)	76'557 kWh		

Small differences are due to different efficiency of the inverter, different horizon and different wiring also. For example the BP585 modules (Sofrel system) produce better on EAST roof than WEST (1,0%). On the contrary Brise Soleil modules have lower production on EAST roof than WEST because of the larger number of shading obstacles sited in front of the EAST wing (3,3% difference). Altogether, the WEST roof has a little advantage with respect to the EAST one (0,3%).

From *Table 3* arises that the energy production of the whole field should be of 76'352 kWh (TE99_04+TE99_08). Simulations TE99_01+TE99_05 don't include shading obstacles and wiring resistance parameters and give a total amount of produced energy of 77'964 kWh; therefore, the difference in energy production is around **2%**.

From *Table 4* arises that the PR values are pretty good and almost the same for each simulation. Only Sim TE99_06. and TE99_08 have little low value than other simulations.

Simulation	Modules , Field , Inverters	Shading obstacles	Wire resistance	Energy Yield
				[kWh]
TE99_01	BP585 at 20°, (68,5%)	no	no	54752
TE99_02	BP585 at 20°, (68,5%)	yes	no	54461
TE99_03	BP585 at 20°, (68,5%)	no	yes	54325
TE99_04	BP585 at 20°, (68,5%)	yes	yes	54037
TE99_05	Brise Soleil at 0°, (31,5%)	no	no	23212
TE99_06	Brise Soleil at 0°, (31,5%)	yes	no	22411
TE99_07	Brise Soleil at 0°, (31,5%)	no	yes	23108
TE99_08	Brise Soleil at 0°, (31,5%)	yes	yes	22315
TE99_09	Heter. fields (68,5% at 20° and 31,5% at 0°)	no*	no	77489

Table 3 : simulation results of the EAST roof

* Limitation of simulation program : *it is not possible to simulate heterogeneous fields having shading obstacles. In order to overcome such difficulty the heterogeneous field has been shared in two fields and simulated separately (sim. TE99_01 + TE99_05 and sim. TE99_04 + TE99_08). The sum of simulations TE99_01 + TE99_05 , without shading obstacles , gives a little difference with respect to the entire field simulation TE99_09 . Because of that it is better to use the result of TE99_01 + TE99_05 to compare to the sum of sim. TE99_04 + TE99_08 that are as well separately calculated .*

Simulation	Modules , Field , Inverters	Incid. Globalirrad. on collectors plane	Nominal Power	Energy Yield	PR
		[kWh / m2]	[kW]	[kWh]	
TE99_01	BP585 at 20°, (68,5%)	1294.9	50.83	54752	0.83
TE99_02	BP585 at 20°, (68,5%) ,	1294.9	50.83	54461	0.83
TE99_03	BP585 at 20°, (68,5%)	1294.9	50.83	54325	0.83
TE99_04	BP585 at 20°, (68,5%)	1294.9	50.83	54037	0.82
TE99_05	Brise Soleil at 0°, (31,5%)	1191.5	23.46	23212	0.83
TE99_06	Brise Soleil at 0°, (31,5%)	1191.5	23.46	22411	0.80
TE99_07	Brise Soleil at 0°, (31,5%)	1191.5	23.46	23108	0.83
TE99_08	Brise Soleil at 0°, (31,5%)	1191.5	23.46	22315	0.80
TE99_09	Heter. fields (68,5% at 20° and 31,5% at 0°)	1260.9	74.30	77489	0.83

Table 4 : EAST roof performance ratio (PR) resulting from simulations ;
PR = Produced Energy / (Glob. irradi. x Pnom)

Wiring losses

The total wiring length between strings and connection boxes is about 2760 m of 2.5mm² wire . The wiring length between connection boxes and the inverter is about 10 m of 10mm² wire and 130 m of 25mm² wire. According to simulations the wiring resistance of the field produces an energy loss of about **0,7%** .

Meteorological data

Simulations from TE99_01 to _09 have been computed using meteorological data of the year 1999 for the Lugano area (see enclosed page).

7.4 WEST roof , PV-plant 74,2 kW , central inverter 50kW

7.4.1 Deutsche Zusammenfassung

Die Westhälfte des Daches weist praktisch keine Beschattungen auf. Im Fall der Westhälfte wurden auch die unterschiedlichen Produktionen der geneigten SOFREL-Stränge und der praktisch horizontalen Brise-Soleil-Stränge untersucht. Brise-Soleil produziert infolge nicht optimaler Ausrichtung 9% weniger als die SOFREL-Anlageteile.

**praktisch keine
Beschattung
West**

7.4.2 General Description

See Description roof east.

The orientation of the 20° tilted modules is 34° West (azimuth of 34°). Interesting here is to simulate the influence of the different module tilting. This part of plant has very few shading obstacles.

Orientating the whole field to South (azimuth of 0°) the energy production of course increases. This increase in energy production is however only of **2,6%** with respect to the normal Suglio plant orientation (azimuth of 34°). See Sim. TO99_14 and TO99_15.



Figure 15 : part of WEST roof,
(5th October 1999).



Figure 16 : part of WEST roof ,
(5th October 1999).

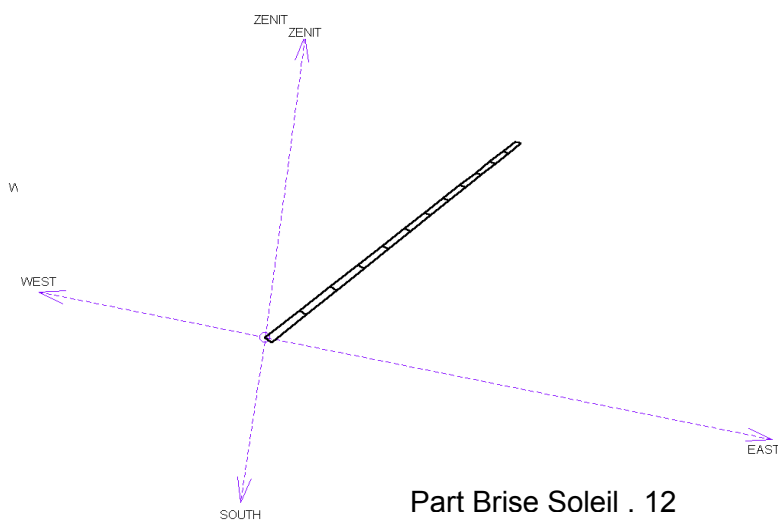


Figure 17 : 3D representation of plant and shading obstacles for the WEST roof.
The strings layout is different from reality in order to simplify simulations.

7.4.3 Comparison of different tilts simulations on roof WEST

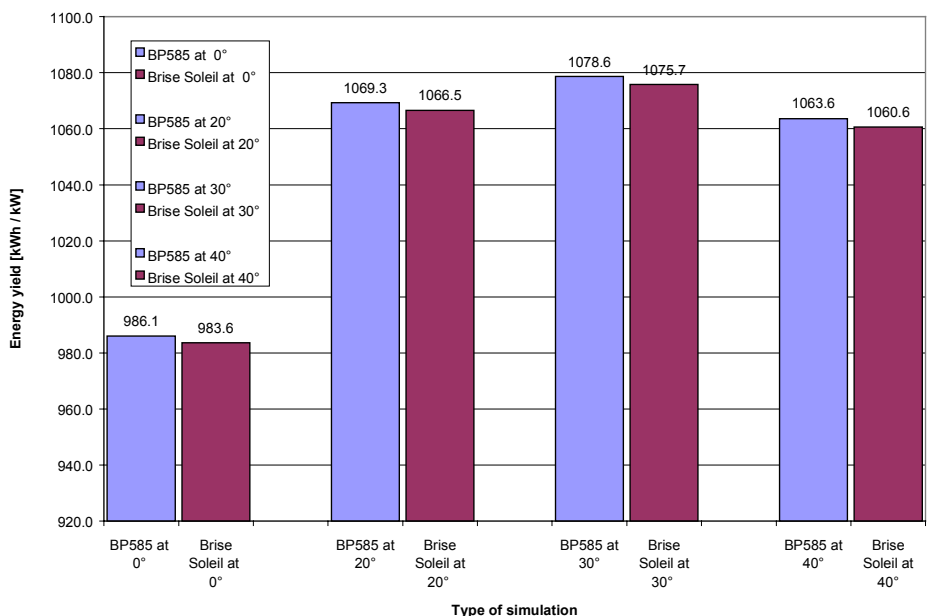


Figure 18 : comparison of simulated yield of different tilts on roof WEST.
(See also Table 5 and 6)

7.4.4 Analysis of different tilts

Simulations of what would have been the energy yield depending on different tilts; (the simulations listed below have been computed without shading obstacles), (see also Table 5)

TO99_06	Sim. BP585 at 0°	50'121 kWh	
TO99_01**	Sim. BP585 at 20°	54'350 kWh	+8,4 % (ref. to TO99_06)

TO99_04	Sim. BP585 at 30°	54'827 kWh	+9,4 % (ref. to TO99_06) and +0,9 % (ref. to TO99_01)
TO99_05	Sim. BP585 at 40°	54'063 kWh	+7,8 % (ref. to TO99_06)
TO99_07**	Brise soleil at 0°	23'075 kWh	
TO99_10	Brise soleil at 20°	25'020 kWh	+8,4 % (ref. to TO99_07)
TO99_11	Brise soleil at 30°	25'237 kWh	+9,4 % (ref. to TO99_07) and +0,9 % (ref. to TO99_10)
TO99_12	Brise soleil at 40°	24'881 kWh	+7,8 % (ref. to TO99_07)

** actual tilt angle

Referring to the results shown in the *Table 5* the total plant should have an energy production of about 76'557 kWh (sim. TO99_03 + TO99_09 , with actual tilt angle). Simulations TO99_01 + TO99_07 don't include shading obstacles and wiring resistance parameters and give a total amount of produced energy of 77'425 kWh. **The yield difference due to shading obstacles and wiring resistance parameters is about 1,1%.**

Remarks

Simulation	Modules , Field , Inverters	Shading obstacles	Wire resistance	Energy Yield [kWh]
TO99_01	BP585 at 20° , (68,5%) **	no	no	54350
TO99_02	BP585 at 20° , (68,5%) **	yes	no	53728
TO99_03	BP585 at 20° , (68,5%) **	yes	yes	53497
TO99_04	BP585 at 30° , (68,5%)	no	no	54827
TO99_05	BP585 at 40° , (68,5%)	no	no	54063
TO99_06	BP585 at 0° , (68,5%)	no	no	50121
TO99_07	Brise Soleil at 0° , (31,5%) **	no	no	23075
TO99_08	Brise Soleil at 0° , (31,5%) **	no	yes	23068
TO99_09	Brise Soleil at 0° , (31,5%) **	yes	yes	23060
TO99_10	Brise Soleil at 20° , (31,5%)	no	no	25020
TO99_11	Brise Soleil at 30° , (31,5%)	no	no	25237
TO99_12	Brise Soleil at 40° , (31,5%)	no	no	24881
TO99_13	Heter. fields (68,5% at 20° and 31,5% at 0°) **	no*	no	76070
TO99_14	Heter. fields (68,5% at 20° and 31,5% at 0°) **	no*	yes	77020
TO99_15	Heter. fields (68,5% at 20° and 31,5% at 0°) **	no* , azimuth 0°	yes	79005
TO99_16	Heter. fields (68,5% at 30° and 31,5% at 0°)	no*	no	76704
TO99_17	BP585 + Brise Soleil modif. all at 20°	yes	no	78593

Table 5 : simulation results of the WEST roof

* Limitation of simulation program : *it is not possible to simulate heterogeneous fields having shading obstacles. In order to overcome such difficulty the heterogeneous field has been shared in two fields and simulated separately (sim. TO99_01+TO99_07 and sim. TO99_03+TO99_09). The sum of simulations TO99_01 + TO99_07 , without shading obstacles , gives a little difference with respect to the entire field simulation TO99_13 . Because of that it is better to use the result of TO99_01 + TO99_07 to compare to the sum of sim. TO99_03 + TO99_09 that are as well separately calculated .*

** actual tilt angle

Simulation	Modules , Field , Inverters	Incid. Global irradi. on collectors plane [kWh / m2]	Nominal Power [kW]	Energy Yield [kWh]	PR
TO99_01	BP585 at 20° , (68,5%) **	1286.0	50.83	54350	0.83
TO99_02	BP585 at 20° , (68,5%) **	1286.0	50.83	53728	0.82
TO99_03	BP585 at 20° , (68,5%) **	1286.0	50.83	53497	0.82
TO99_04	BP585 at 30° , (68,5%)	1299.3	50.83	54827	0.83
TO99_05	BP585 at 40° , (68,5%)	1285.7	50.83	54063	0.83
TO99_06	BP585 at 0° , (68,5%)	1187.4	50.83	50121	0.83
TO99_07	Brise Soleil at 0° , (31,5%) **	1187.4	23.46	23075	0.83
TO99_08	Brise Soleil at 0° , (31,5%) **	1187.4	23.46	23068	0.83

TO99_09	Brise Soleil at 0°, (31,5%) **	1187.4	23.46	23060	0.83
TO99_10	Brise Soleil at 20°, (31,5%)	1286.0	23.46	25020	0.83
TO99_11	Brise Soleil at 30°, (31,5%)	1299.3	23.46	25237	0.83
TO99_12	Brise Soleil at 40°, (31,5%)	1285.7	23.46	24881	0.82
TO99_13	Heter. fields (68,5% at 20° and 31,5% at 0°) **	1253.3	74.30	76070	0.82
TO99_14	Heter. fields (68,5% at 20° and 31,5% at 0°) **	1253.3	74.30	77020	0.83
TO99_15	Heter. fields (68,5% at 20° and 31,5% at 0°) **	1282.8	74.30	79005	0.83
TO99_16	Heter. fields (68,5% at 30° and 31,5% at 0°)	1262.4	74.30	76704	0.82
TO99_17	BP585 + Brise Soleil modif. all at 20°	1286.0	74.30	78593	0.82

** actual tilt angle

Table 6 : performance ratio (PR) resulting from simulations ;
PR = Produced Energy / (Glob. irradi. x P_{nom})

7.4.5 PR values

The PR values shown in *Table 6* are pretty good and almost the same for each simulation.

7.4.6 Wiring

The total wiring length between strings and connection boxes is about 2600 m of 2.5mm² wire . The wiring length between connection boxes and the inverter is about 45 m of 10mm² wire , 42 m of 16 mm² and 74 m of 25mm² wire. According to simulations the wiring resistance of the field produces an energy loss of about **0,7%** .

7.4.7 Meteorological data

Simulations from TO99_01 to _17 have been computed using meteorological data of the year 1999 for the Lugano area (see enclosed page).

7.5 WEST façade , PV-plant 15,4 kW, 11 string inverters

7.5.1 Deutsche Zusammenfassung

Die Fassade des Westflügels ist erheblich beschattet. Diese Beschattungen waren z.T. seit Anfang bekannt (Vordach, Gebäude) und sind bei der Planung berücksichtigt worden, andere erhebliche Beschattungen (Bäume) sind erst nachträglich dazugekommen.

**Erhebliche
Beschattungen**

Die untersten Stränge produzieren dieser Beschattungen zufolge mehr als 40% weniger als unbeschattete. Diese Tatsache wurde insofern berücksichtigt, indem die schlechtesten Module in diesem Bereich angeordnet wurden.

Insgesamt produziert die Fassade 8% weniger als eine unbeschattete Fassade.

**8%
Minderproduk-
tion**

7.5.2 General Description

The WEST façade is composed by 11 strings Inverters connected to grid. Two strings of five modules in series (nominal power of 1,4 kW) are connected to one inverter which has a nominal power of 850 W.

The façade has an orientation of 34° West and the modules' field is tilted at 90° (vertical position). It is interesting to compare the energy production (normalised to nominal Watt) of West façade whit respect to the EAST façade that, instead, is connected to a unique central inverter.

One of the simulations' aims is to find out the difference between a shaded and a non-shaded field. As shading obstacles there are three trees in front of the lower part of the PV plant.



Figure 19 : WEST façade ,
(6th October 1999)

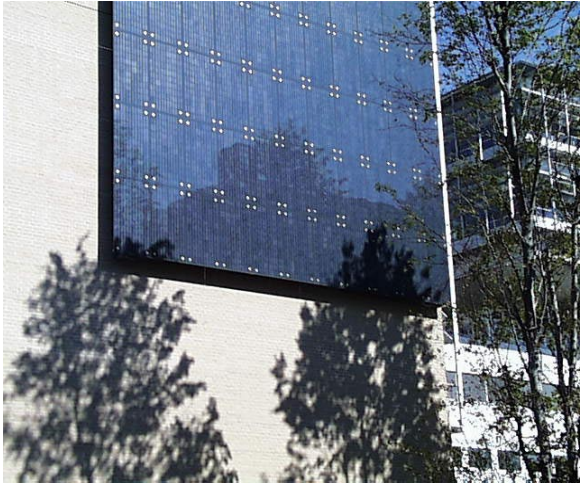


Figure 20 : WEST façade , trees shading influence ,
(11th October 1999)

11a	11b				11b	1a				1a
			11a	10b		1b				1b
		10a	10b			2a				2a
	10a	9b				2b				2b
9a				9a	9b	3a				3a
8b				8b	8a	3b				3b
	7b	8a				4a				4a
		7b	7a			4b				4b
			6b	7a		5a				5a
6b	6a				6a	5b				5b

Figure 21 : strings wiring and
layout for the WEST façade.

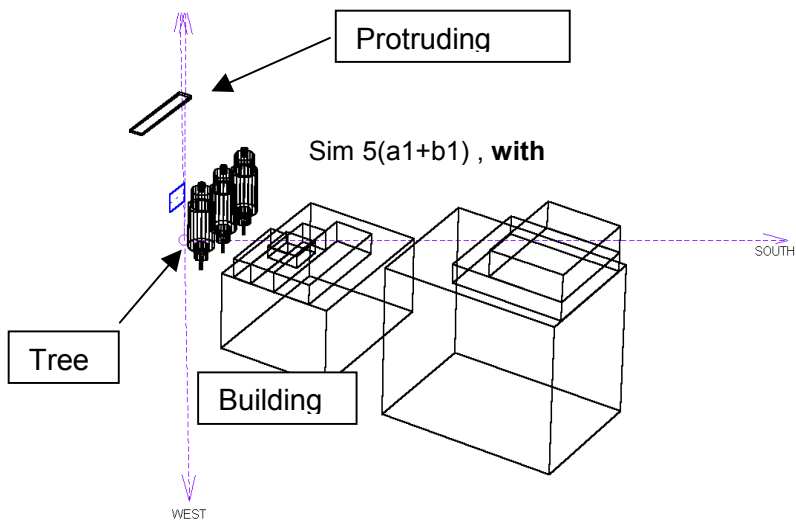


Figure 22 : 3D representation of shading obstacles for the WEST façade.

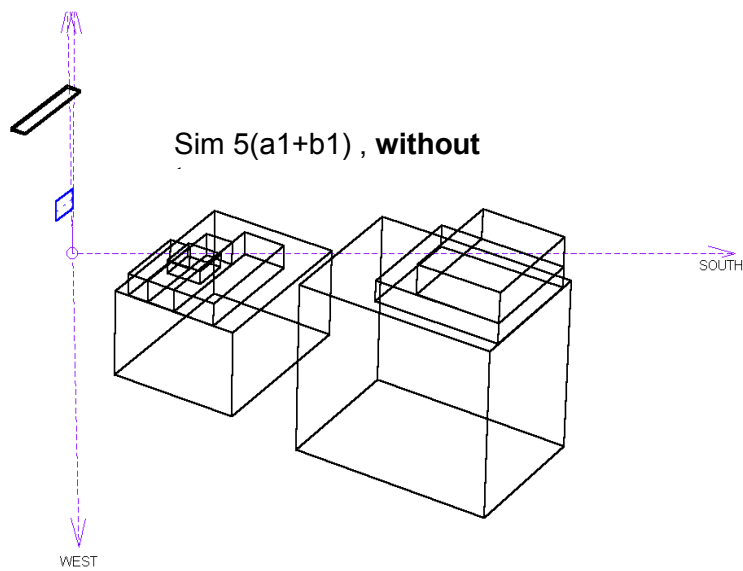


Figure 23 : 3D representation of shading obstacles **without trees** for the WEST façade.

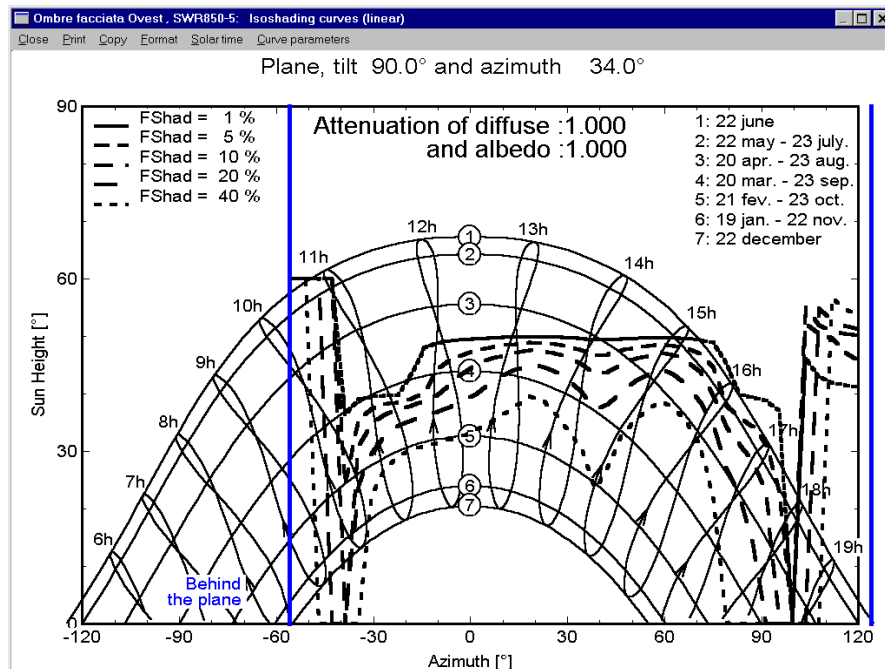


Figure 24 : isoshading curves of all shading obstacles for the 5a+5b strings of the WEST façade.

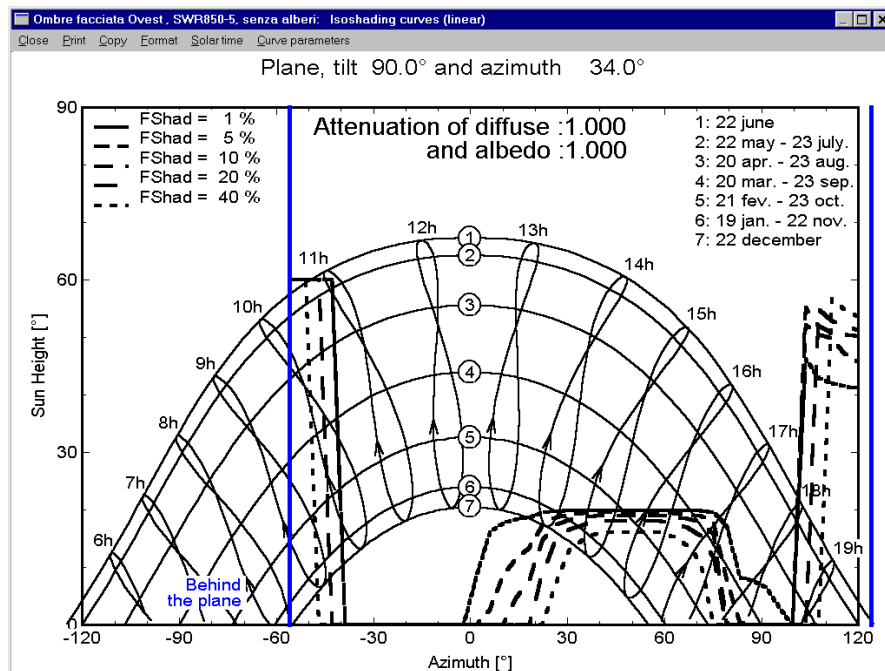


Figure 25 : isoshading curves of shading obstacles **without trees** for the 5a+5b strings of the WEST façade.

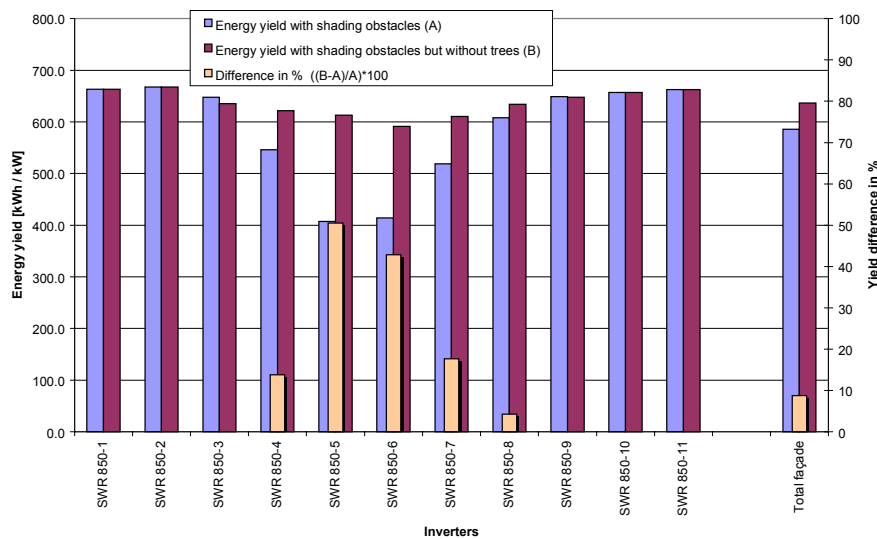


Figure 26 : simulation results of the WEST façade.

(See also *Table 7*)

From *Figure 21* and *Figure 26* it is possible to see that the lowest strings (5a+5b and 6a+6b strings) produce less energy.

Remarks

There are differences in energy production up to 40% referring to the most producing inverter (Sim 2 and sim 5).

For the whole field with all shading obstacles (sum of all inverters), the difference due to shading effects of the trees is around 9 % which is quite significant.

Other shading obstacles are present but unfortunately not removable at all such as the building standing in front of the West façade; this building is higher with respect to the one of East façade and practically affects the energy production of the whole façade.

Without trees shading effects the difference in energy production between the most producing inverter and the less one is around 11 % (referring to the most producing inverter , Sim 2 and Sim 6).

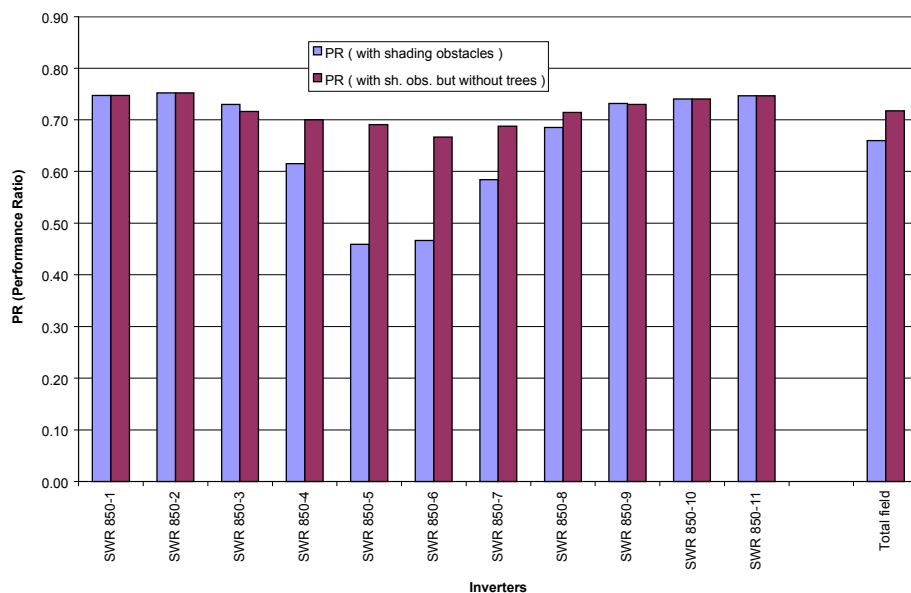


Figure 27 : PR values of each field (inverter) of the WEST façade.
(See also *Table 8*)

The PR values for Inverters SWR850-4 to –7 are very low. The efficiency of these parts of West façade is very low and could be improved removing the trees.

Remarks

7.5.3 Wiring

The total wiring length between strings and inverters is about 350 m of 2.5 mm² wire.

7.5.4 Meteorological data

Simulations from Sim 1 to Sim 11 have been computed using meteorological data of the year 1999 for the Lugano area (see enclosed page).

Simulation	Inverter	Energy Yield with shading obstacles	Energy Yield with shading obstacles but without trees	Difference without trees	Difference in %
		[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Sim 1(a1+b1)	SWR 850-1	928	928	0	0
Sim 2(a1+b1)	SWR 850-2	934	934	0	0
Sim 3(a1+b1)	SWR 850-3	907	889	-17*	-2*
Sim 4(a1+b1)	SWR 850-4	765	870	105	14
Sim 5(a1+b1)	SWR 850-5	570	858	288	51
Sim 6a2+6b2	SWR 850-6	580	828	248	43
Sim 7a2+7b2	SWR 850-7	726	855	129	18
Sim 8a2+8b2	SWR 850-8	852	888	36	4
Sim 9a2+9b2	SWR 850-9	909	907	-2*	0
Sim 10a2+10b2	SWR 850-10	920	920	0	0
Sim 11a2+11b2	SWR 850-11	928	928	0	0
TOTALE		9017	9805	787	9

* these values are due to approximation of the calculation of PVSYST

Table 7 : simulation results of the WEST façade.

Simulation	Inverter	Incid. Global irrad. on collector plane	Nominal Power	Energy Yield with shading obstacles	Energy Yield without trees	PR (with shading obstacles)	PR (with sh. obs. but without trees)
		[kWh / m2]	[kW]	[kWh]	[kWh]		
Sim 1(a1+b1)	SWR 850-1	887.3	1.40	928.1	928.1	0.75	0.75
Sim 2(a1+b1)	SWR 850-2	887.3	1.40	934.1	934.1	0.75	0.75
Sim 3(a1+b1)	SWR 850-3	887.3	1.40	906.7	889.3	0.73	0.72
Sim 4(a1+b1)	SWR 850-4	887.3	1.40	764.7	870.0	0.62	0.70
Sim 5(a1+b1)	SWR 850-5	887.3	1.40	570.2	858.4	0.46	0.69
Sim 6a2+6b2	SWR 850-6	887.3	1.40	579.6	828.0	0.47	0.67
Sim 7a2+7b2	SWR 850-7	887.3	1.40	726.0	854.5	0.58	0.69
Sim 8a2+8b2	SWR 850-8	887.3	1.40	851.6	887.6	0.69	0.71
Sim 9a2+9b2	SWR 850-9	887.3	1.40	908.8	907.2	0.73	0.73
Sim 10a2+10b2	SWR 850-10	887.3	1.40	919.6	919.6	0.74	0.74
Sim 11a2+11b2	SWR 850-11	887.3	1.40	927.9	927.9	0.75	0.75
TOTALE		887.3	15.40	9017.3	9804.7	0.66	0.72

Table 8 : performance ratio (PR) of each single field ; PR = Produced Energy / (Glob. irrad. x Pnom) .

7.6 Hourly meteorological data

Meteo data : **Dati Suglio 1999**
File UBS1999.MET

Geographical site : **UBS Suglio 1999**

Situation : **Latitude 46.02° North** **Longitude 8.93° East**
Altitude 321 m **Time zone 1**

Time defined in : **Solar time** **Albedo 0.25**

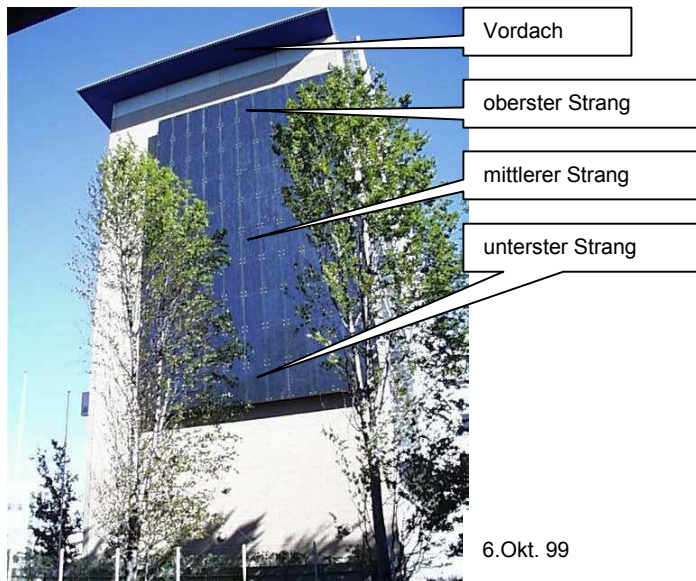
Ren. synt. data : **Beginning 01/01/1999** **End 31/12/1999**

Interval beginning	GlobHor	DiffHor	T Amb	WindVel
	[kWh/m2]	[kWh/m2]	[°C]	[m/s]
January	48.0	25.98	3.9	0.0
February	74.5	29.36	3.8	0.0
March	100.2	54.12	8.4	0.0
April	120.6	70.97	12.0	0.0
May	139.0	77.72	17.1	0.0
June	169.3	88.17	19.1	0.0
July	180.7	83.09	22.3	0.0
August	137.7	73.52	21.1	0.0
September	95.2	51.54	18.5	0.0
October	64.6	41.65	13.0	0.0
November	41.9	26.19	7.5	0.0
December	33.6	20.67	3.5	0.0
Year 1999	1205.3	642.98	12.5	0.0

Table 9 : 1999 meteorological data for the Lugano area

7.7 Messtechnische Analyse der Beschattungen Fassade Westflügel

Mittels der Leistungskurven von Strang11, Strang8 und Strang6 kann der Einfluss der Beschattung auf die Westfassade deutlich veranschaulicht werden. Strang11 enthält die obersten Module, Strang8 die mittleren Module und Strang6 die untersten Module der Fassade.



Situation im Sommer:

Wie aus der nachfolgenden Grafik ersichtlich, ist im Sommer ab ca. 7.00 Uhr genügend diffuses Sonnenlicht verfügbar, so dass die Module mit geringer Leistung zu arbeiten beginnen.

Die Fassade ist nach Südwesten ausgerichtet. Das hat zur Folge, dass bei hohem Sonnenstand (um den 21. Juni) das erste direkte Sonnenlicht erst um 11 Uhr auf die Fassade fällt. Ab diesem Zeitpunkt steigt die Leistung markant an.

Bis ca. 13.30 Uhr werden die obersten Module durch das Vordach beschattet. Danach ist die Leistung der drei Stränge fast identisch. Bis zum Sonnenuntergang wird keines der Module mehr beschattet.

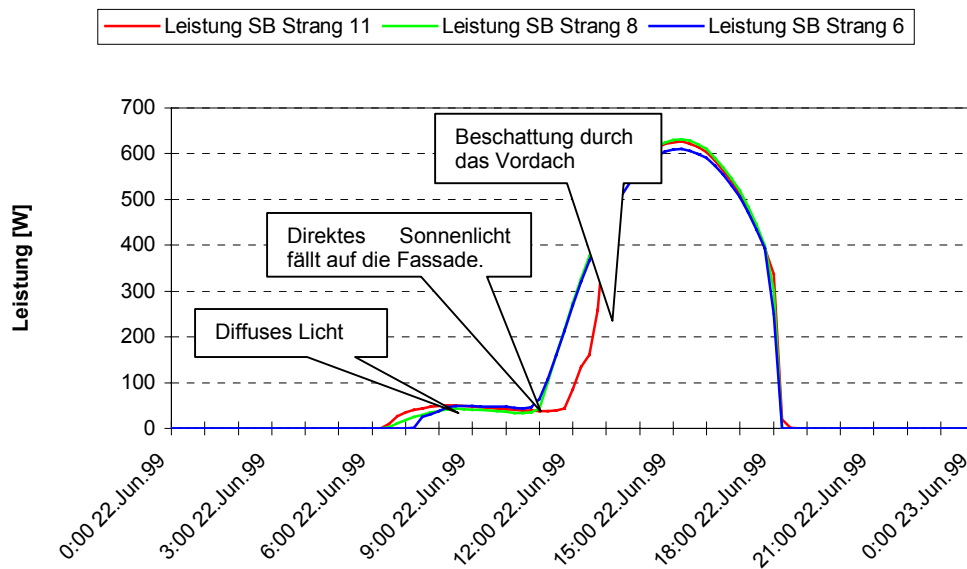


Abb. 27: Leistung im Juni

Situation im Herbst und Frühling:

Je tiefer der Sonnenstand, desto geringer wird die Beschattung, welche das Vordach und die Ausrichtung der Fassade nach Südwesten verursachen. Jedoch nimmt die Beschattung durch die Bäume und die gegenüberliegenden Gebäude zu. Ab Mitte September werden die untersten Module durch die Bäume beschattet.

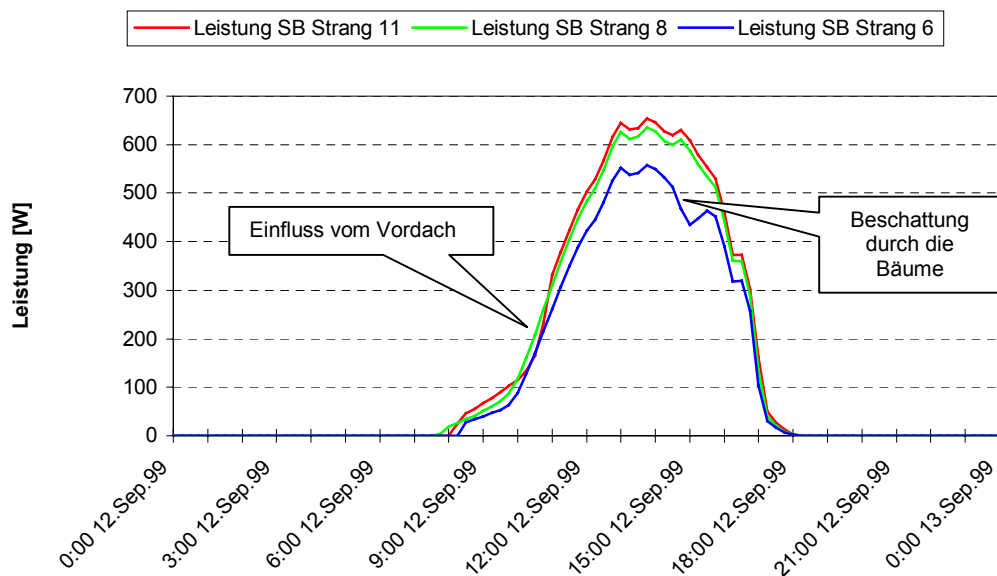
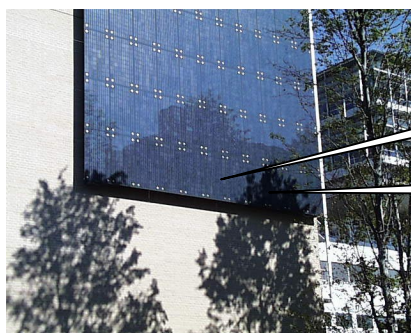
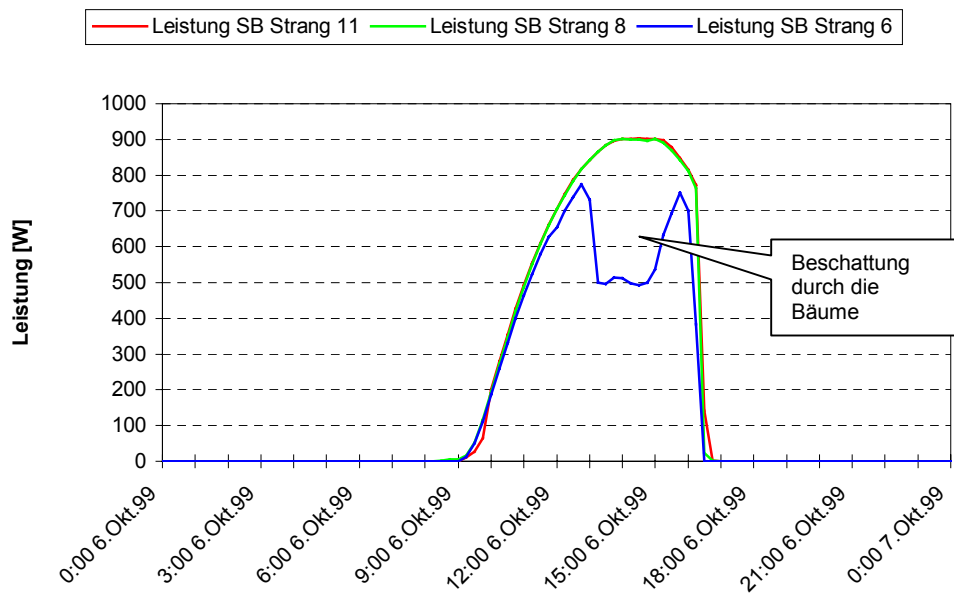
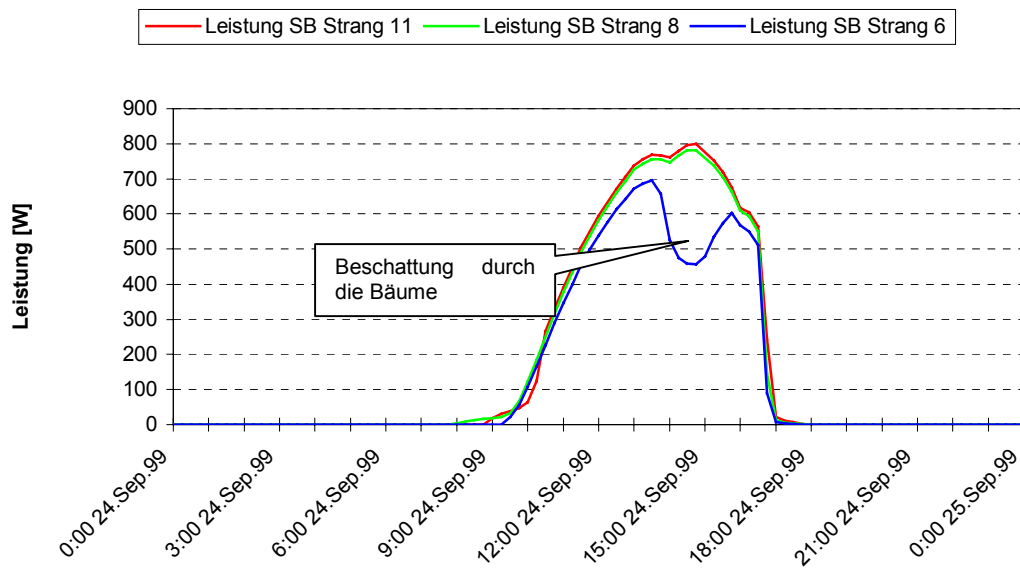


Abb. 28 : Leistung im September

Mit abnehmender Höhe des Sonnenstandes, nimmt die Beschattung durch die Bäume zu.



Module unten

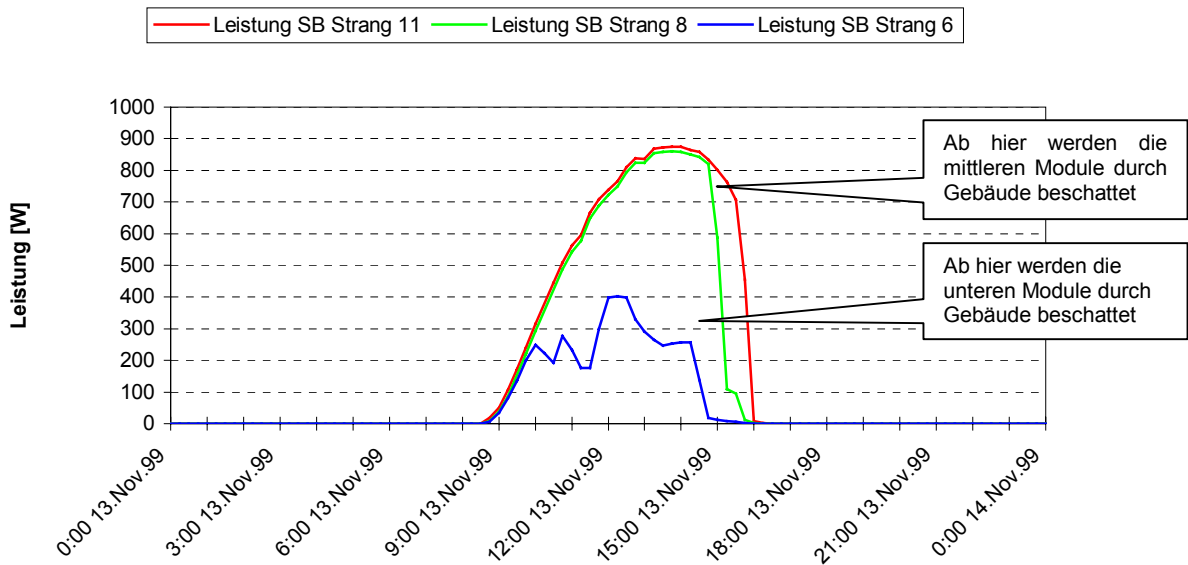
Schattenwurf der Bäume

11.Okt. 99

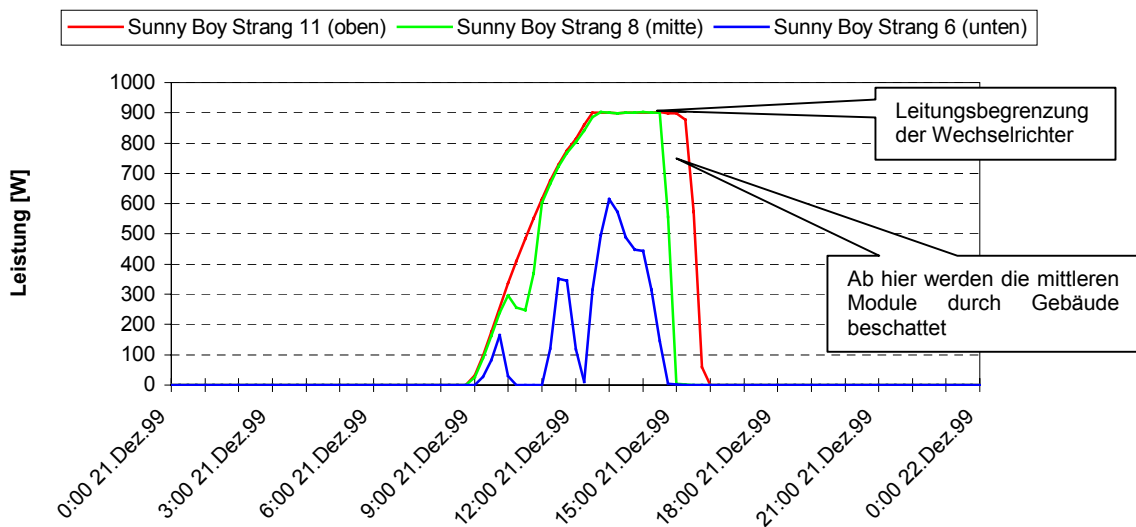
Situation im Winter:

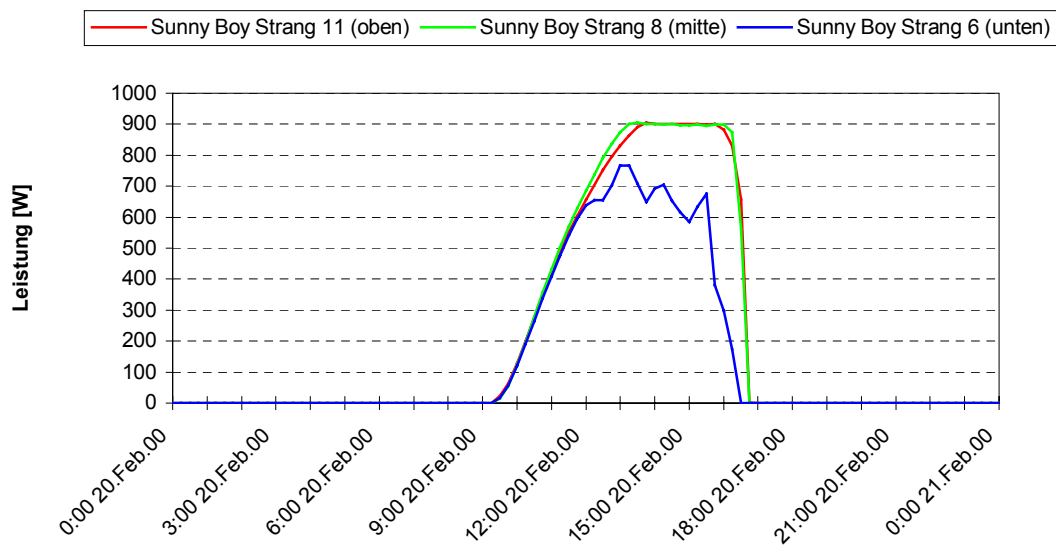
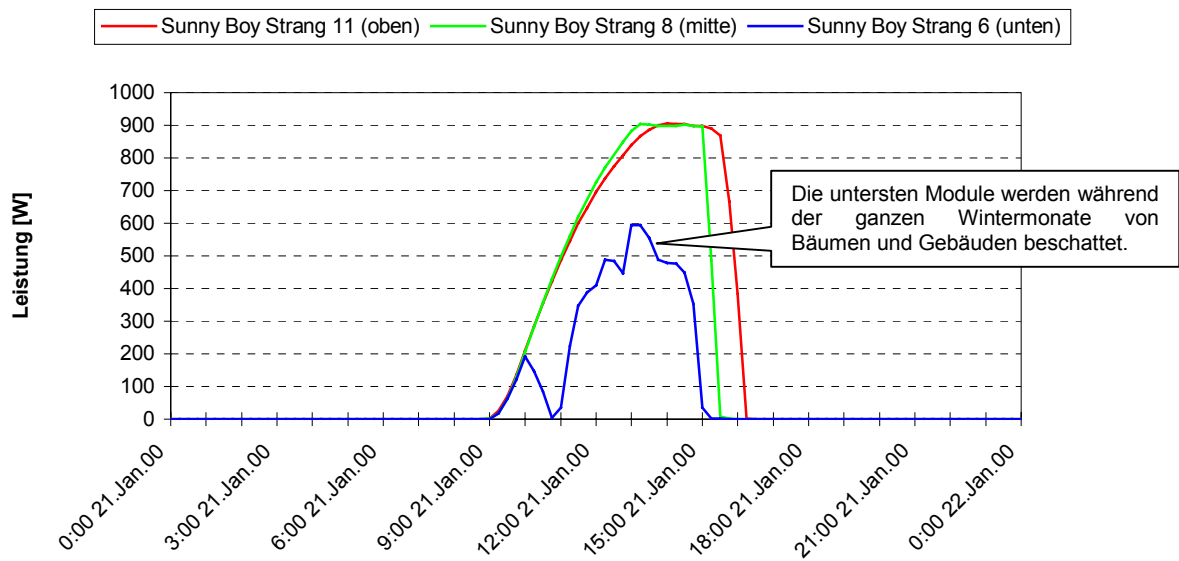
Während den Wintermonaten werden die untersten Module lediglich bis ca. 10 Uhr direkt von der Sonne beschienen. Danach werden sie von den Bäumen und ab ca. 14.15 Uhr von den gegenüberliegenden Gebäuden beschattet. Auch wenn die Bäume während dem Winter keine Blätter tragen, ist der Schattenwurf auf die untersten Module deutlich zu erkennen.

Ab ca. 15 Uhr werden die mittleren Module von den gegenüberliegenden Gebäuden beschattet. Das Vordach und die Ausrichtung der Fassaden nach Südwesten haben während der Wintermonate keinen Einfluss auf die Beschattung der Module.



Während des ganzen Winterhalbjahres werden die obersten Module nicht beschattet. Das sichtbare Plateau von Dezember bis Februar kommt von der Leistungsbegrenzung der Wechselrichter.





Ab März werden die Leistungsgrenzen der Wechselrichter nur noch selten erreicht. Die Bäume werfen nur noch kurz Schatten auf die untersten Module. Die Beschattung durch die Ausrichtung der Fassade nach Südwesten nimmt wieder zu.

7.8 Zusammenfassung und Bemerkungen

Die vorhandenen Beschattungen wirken sich, mit Ausnahme der Fassade Westflügel, nur in geringem Mass auf die Produktion aus. Bei der Fassade Westflügel wäre es wünschenswert, die Bäume vor derselben zu entfernen oder zumindest zurückzuschneiden. Durch das Wachstum der Bäume verschlimmert sich diese Problematik laufend. Beim Bau wurde darauf geachtet, dass die schlechtesten Module in den untersten Strängen eingesetzt wurden.

**Bäume
entfernen**

Gesamthaft, ohne die Fassade Westflügel, beträgt die Produktions-Minderung durch die Beschattung rund 1%, was aufgrund der Gesamtsituation ein guter Wert ist. Die Fassade Westflügel erleidet eine Beschattungsreduktion von 12%, was zu viel ist. Die beiden untersten Stränge sind auf fast 50% reduziert.

**generell
geringer
Beschattungs-
einfluss**

8 SOFREL

8.1 Einleitung

Die vorliegende Anlage war die erste grosse Anlage, welche mit SOFREL-Steinen gebaut worden ist. Es wurden hier rund 2'500 SOFREL-Sockel verbaut. Deshalb gilt das Interesse besonders dem Dauerverhalten, welches sich hier besonders gut beobachten lässt.

**erste grosse
SOFREL-Anlage**

8.2 Erste Erfahrungen

Vertiefte Versuche wurden noch nicht durchgeführt. Probleme sind aber bisher keine aufgetreten. Es sind auch keine Beschädigungen bekannt, obwohl das Dach ziemlich häufig begangen wird und die Anlage zusätzlich von der Fassadenreinigungsmaschine überfahren wird.

Interessante Ergebnisse erbrachten die Infrarotaufnahmen. Die Betonsockel beeinflussen die Module thermisch. Am Morgen sind sie an der Auflagestelle eher kühler, gegen Abend hingegen wärmer. Ob der Einfluss positiv oder negativ zu werten ist, kann noch nicht beantwortet werden.

**interessante
Thermographien**

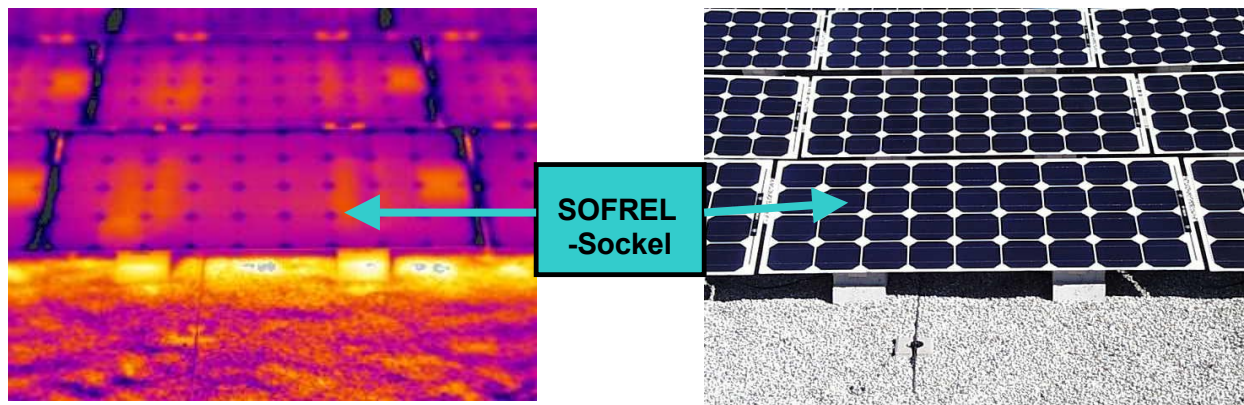


Abb. 29: Infrarotaufnahme eines SOFREL-Systems

Ergebnisse aus den Infrarotaufnahmen

Der Einfluss auf den Ertrag kann mit den vorliegenden Messungen nicht abschliessend beurteilt werden, weil die Temperaturen der Zellen nicht genau bekannt sind und andere Effekte wie Hot-Spots und die Temperaturerhöhung bei der Anschlussbox einen oft grösseren Einfluss ausüben. Ausgehend davon, dass der Temperaturanstieg bei der Zelle gleich gross ist wie an der Glassoberfläche gemessen, was bei geringen Temperaturunterschieden näherungsweise gültig ist, beträgt die Differenz maximal rund fünf Grad. Die durchschnittliche Erhöhung liegt bei weniger als zwei Grad. Die daraus geschätzte Ertragsreduktion liegt unter ein Prozent. Hierzu stellt sich aber gleichzeitig die Frage, wie der Referenzertrag definiert werden sollt. Ein frei schwebendes Solarmodul ohne Behinderung der freien Luftzirkulation kann es nicht sein. Eine geeignete Haltevorrichtung ist immer notwendig, welche in jedem Fall die

**kaum
Ertragseinbusse
durch Sockel**

gute Belüftung

Luftzirkulation rund um das Solarmodul und damit die Zelltemperatur beeinflusst. Beim System SOFREL ist die Luftzirkulation zwischen den Betonsteinen unbehindert. Das Solarlaminat ist an dieser Stelle infolge dessen sehr gut gekühlt. Umgekehrt ist wie erwähnt die Luftzirkulation im Bereich der Sockel eingeschränkt. Einige Bilder dazu sind im Kapitel 12 abgedruckt.

Die Infrarotaufnahmen zeigen ferner deutlich, dass die Temperaturerhöhung pro Sockel zwei Spitzenwerte aufweist (Bild 26). Dagegen weist die Temperaturreduktion am Morgen nur ein Maximum auf (Bild. Dazu gibt es eine einfache Erklärung. Während der Aufwärmphase erfolgt die Kühlung über die Wärmeleitung zum Betonsockel. Sobald das Modul die Stagnationstemperatur erreicht hat, geht die Kühlung via Luftzirkulation und Abstrahlung. Dabei wird dann deutlich sichtbar, wo die Luft gut zirkulieren kann. Die thermografischen Aufnahmen liefern wertvolle Ergebnisse für die Optimierung der Modulmontage. Dazu werden zusätzliche thermografische Aufnahmen mit anderen Montagesystemen empfohlen.

**zwei
Spitzenwerte**

Allgemeine Erfahrungen mit dem SOFREL – Montagestein

Neben dem zuvor erwähnten Einfluss sind keine nachteiligen Effekte bekannt geworden. Hingegen haben die positiven Erfahrungen die Erwartungen eher noch übertroffen. Die Kombination von Beton, den rostfreien Stahlklammern und dem rahmenlosen Modul bilden eine gute Grundlage für die langjährige Betriebszuverlässigkeit und Beständigkeit bezüglich Erscheinungsbild. Auch nach vier Jahren betrieb sind keinerlei Veränderungen sichtbar. Die Anlage sieht noch wie neu aus und es sind keine Modulschäden aufgetreten. Die hervorragende Qualität ist zudem nicht teurer als andere Systeme und sehr schnell montiert wie auch wieder demontiert. Bisher hat sich auch die Verklebung von Klammer und Laminat mit einem Silikonkleber sehr gut bewährt. Für die abschliessende Bewertung müssen weitere Erfahrungen gesammelt werden.

**nur positive
Erfahrungen**

In der Zwischenzeit wurde auch schon eine Anlage mit SOFREL demontiert und wieder montiert, ohne dass wesentliche Probleme aufgetreten wären und ohne Schäden an Laminaten oder Sockeln.

**auch
Demontage
möglich**

9 DC-Anbindung der USV-Anlage

9.1 Einleitung

Im Bankgebäude werden verschiedene kritische Verbraucher durch eine unterbrechungsfreie Stromversorgung beliefert. Im Vordergrund stehen heikle Applikationen, welche bei einem Stromausfall hohe Kosten verursachen würden.

Es hat sich als nützlich erwiesen, zusätzlich einen Notstromdiesel hinzuzufügen, da die Autonomiezeit der USV-Anlage üblicherweise etwa 30 Minuten beträgt. Länger dauernde Ausfälle müssten dann über den Diesel versorgt werden.

**kein
Notstromdiesel**

In Suglio wurden nun bei der USV-Anlage neue Wege eingeschlagen:

neue Wege

- die Verbraucher wurden konsequent optimiert.
- die USV-Anlage wurde konsequent minimal dimensioniert.
- Es wurde eine Offline-USV-Anlage eingesetzt.
- Der Notstrom-Generator wurde weggelassen, dafür wurde eine Verbindung zur Photovoltaik-Anlage hergestellt.

Eines der herausragendsten Resultate dieses Systems ist der ausserordentlich hohe Wirkungsgrad von 99%. Dies hat allerdings mit der Photovoltaik nichts zu tun.

**99% Wirkungs-
grad**

9.2 Technische Beschreibung

Photovoltaic System of UBS Manno Suglio, Combination with UPS

Single line diagram "as built"

ENECOLO AG / March 98, rev. June 1999/ dr

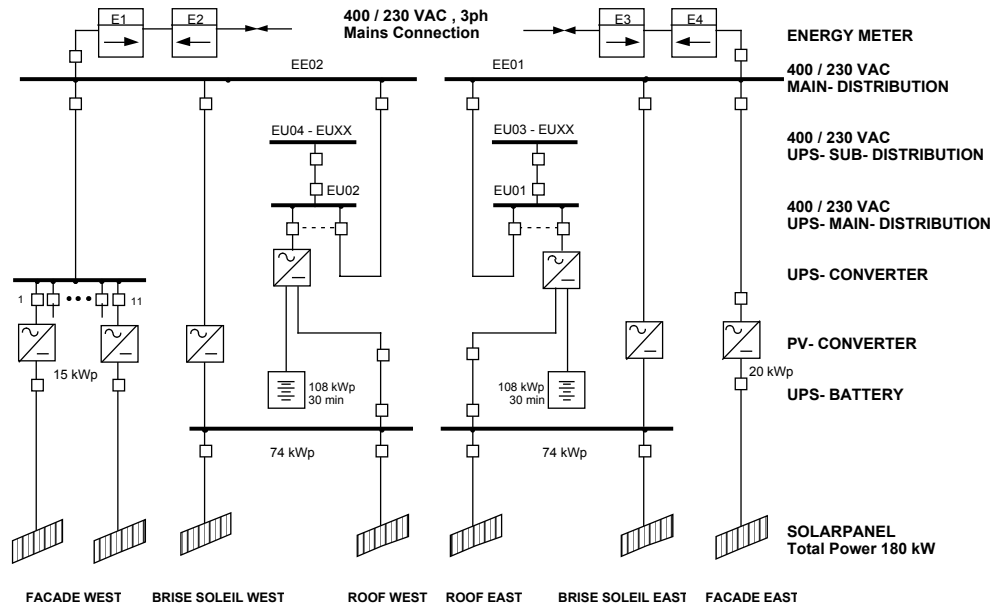


Abb. 30 : vereinfachtes Schema der Anlage

Sichtbar ist die Verbindung zwischen der Photovoltaik und der USV-Anlage. Diese Verbindung ist möglich, weil die Systemspannung der Batterien ungefähr der Arbeitsspannung der Photovoltaik entspricht. Dies ist ein Zufall, hat aber die Anlage mit einfachen Mitteln ermöglicht.

Funktion :

- Bei einem Stromausfall schalten die Wechselrichter automatisch ab (infolge der Netzüberwachung). Dadurch steigt die PV-Spannung von etwa 400 V auf ca. 500 V Leerlaufspannung.
- Die USV-Anlage schaltet innerhalb von Millisekunden vom Netz auf die Batterien/US-Wechselrichter um und entlädt die Batterien.
- Wenn die Batteriespannung einen festgelegten Wert unterschreitet, schaltet die USV-Anlage den Strom von der Photovoltaik zu.
- Je nach solarem Angebot wird dann einfach nachgespiesen, so lange es geht, oder falls die Spannung wieder über den festgelegten Wert steigt, wird die Nachspeisung abgestellt. Es ist ein einfacher EIN/AUS-Laderegler, welcher von der USV-Anlage kontrolliert wird.

Funktionsbeschreibung

9.3 Betriebserfahrung

Dank der zuverlässigen Stromversorgung musste bisher von dieser Funktion noch nicht Gebrauch gemacht werden. Allerdings wurde einmal ein Probetrieb durchgeführt. Dazu wurde das Netz, an welchem die USV-Verbraucher laufen, getrennt. Damit auch die PV-Anlage ausser Betrieb

Erfahrungen durch Versuche

ging, wurde der Hauptschalter an der Hauptverteilung ausgeschaltet. Im Probetrieb muss die PV-Anlage manuell ausser Betrieb gesetzt werden, Demzufolge hatte die Systemspannung nicht genügt. Dies ging zuerst vergessen, was dazu führte, dass möglicherweise die USV-Anlage dank der noch höheren Systemspannung die PV-Anlage unterstützte.

Das Ausschalten der PV-Anlage an der HV war aber ein Fehler. Infolge des totalen Spannungsausfalls fiel auch die Datenerfassung PV während des Probetriebes aus.

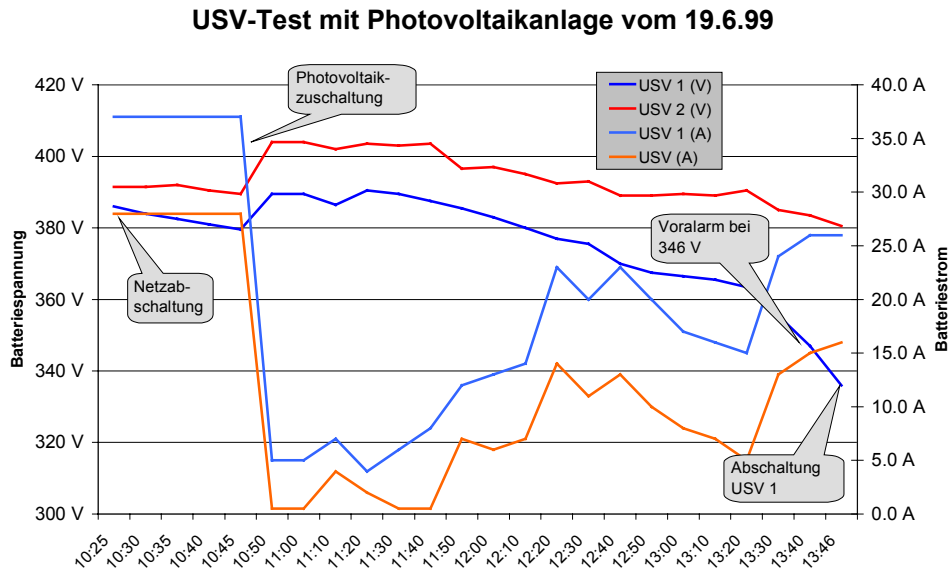


Abb. 31: Verlauf des Versuches

Die Last an der USV war über die ganze Zeit konstant, wobei die USV 2 weniger belastet war. Der Einfluss der Photovoltaik ist klar erkennbar. Die PV-Einspeisung konnte bei guter Einstrahlung die ganze USV-Last speisen. Gegen Schluss des Versuches verschlechterte sich das Wetter, demzufolge wurde die Belastung der Batterien schnell vergrößert. Dies wurde der USV 1 zum Verhängnis, da solche Verhältnisse einer schnellen Laständerung bei bereits relativ stark entladenen Batterien entspricht.

Kommentar

Der Punkt, wo die USV-Anlage wegen zu tiefer Batteriespannung ausschaltet, wurde, möglicherweise auch wegen einer etwas ungenauen Einstellung des Ausschaltkriteriums, überraschend schnell erreicht. So erfolgte eine Ausschaltung bei laufenden Rechnern. Da es Samstag war, arbeitete niemand. Das Wiedereinschalten der Rechner verursachte ziemlich viel Arbeit.

Ausfall der USV 1

Der Ausfall war zwar bedauerlich, zeigte uns aber doch Schwächen des Systems auf. Der Versuch hat gute, neue Erkenntnisse gebracht, auch dank des etwas speziellen Wetters an diesem Tag. Kurze Zeit nach dem Ausfall wurde das Wetter wieder so gut, dass der USV-Betrieb wieder gewährleistet gewesen wäre.

spezieller Tag

Die PV-Anlage kann während eines mittleren Tages die Betriebszeit der USV-Anlage fast beliebig verlängern. Die Gefahr, dass bei geschwächten Batterien infolge einer kurzfristigen Wetterverschlechterung oder aufgrund

Gefahren berücksichtigen

der Abenddämmerung der Abschaltzeitpunkt so schnell erreicht wird, dass ein geordnetes Herunterfahren der Rechner nicht mehr möglich ist, muss speziell berücksichtigt werden.

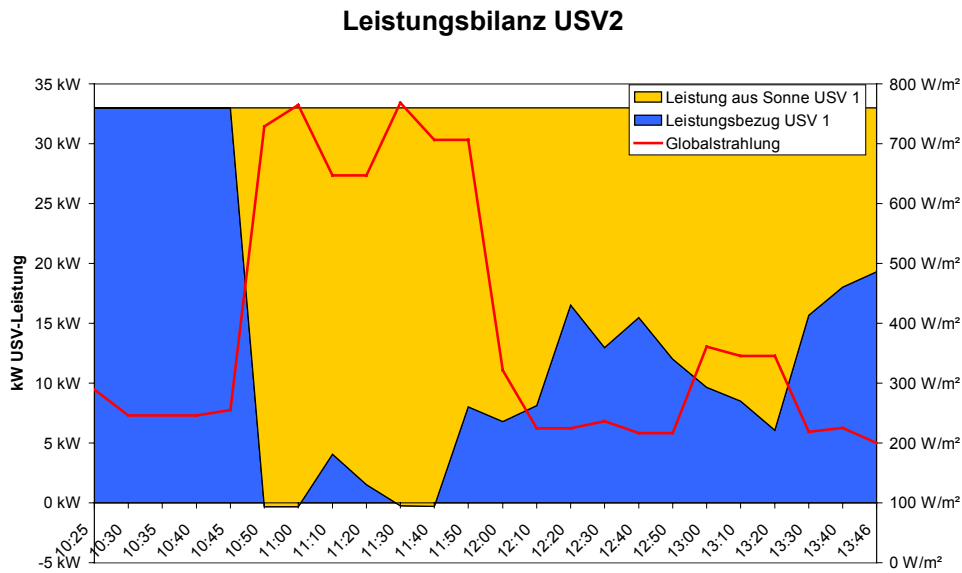


Abb. 32 : Energiebilanz USV 2

Die Photovoltaikanlage konnte sogar die Batterien wieder aufladen. Die PV-Einspeiseleistung erreicht 35 kW. Die Energiebilanz kann analysiert werden, wobei sich daraus Prognosen für die Verbesserung der Verfügbarkeit der USV ergeben.

Kommentar

Tab. 28: Daten aus dem Versuchstag

Energieverbrauch USV 1	151 kWh
Energie aus Batterie	70 kWh
Energie aus Sonne	80 kWh

Da an diesem Samstag nicht alle Geräte in Betrieb waren, war die bezogene Leistung geringer als normal. Der Last von 43 kW an diesem Tag steht eine normal Last von etwa 55 kW gegenüber. Mit einigen Grenzwertbetrachtungen kann man berechnen, wie weit die Vorhaltezeit der USV mit der Photovoltaik verbessert werden kann.

mittl. Produktionszahlen

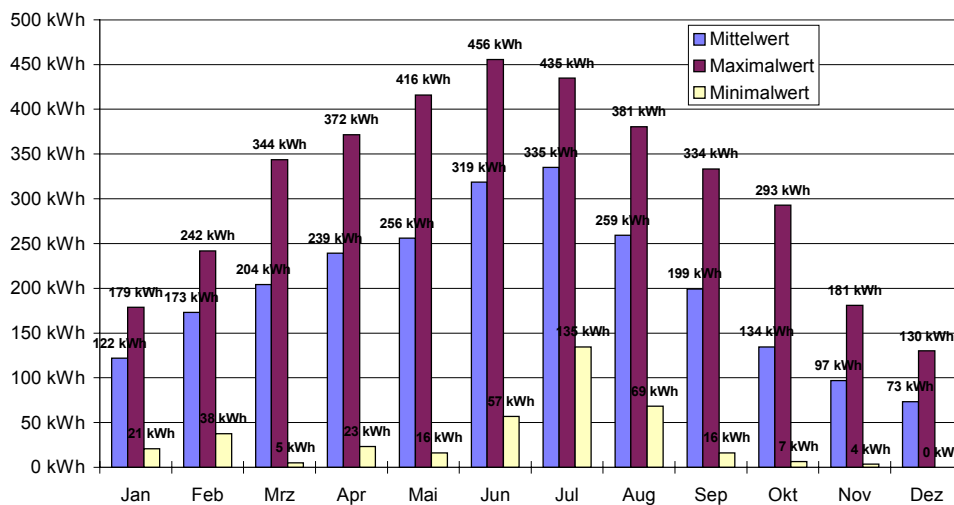


Abb. 33 : Mittel-, Maximal- und Minimalwerte der Stromproduktion einer Dachhälfte

Die Bandbreite ist naturgemäss recht gross. Mit einigen Annahmen kann man berechnen, um wie viel die Vorhalthezeit durch die PV vergrössert wird.

Annahmen :

- der Energieertrag wird in eine mittlere Leistung umgerechnet
- es werden nur die Tagesstunden berücksichtigt
- der mögliche Energiebezug aus der Batterie wird aus dem Versuch berechnet (70 kWh)
- die bezogene Leistung wird mit 55 kW angenommen

Aus diesen Annahmen ergibt sich folgendes Bild:

Verlängerung der Betriebsdauer USV

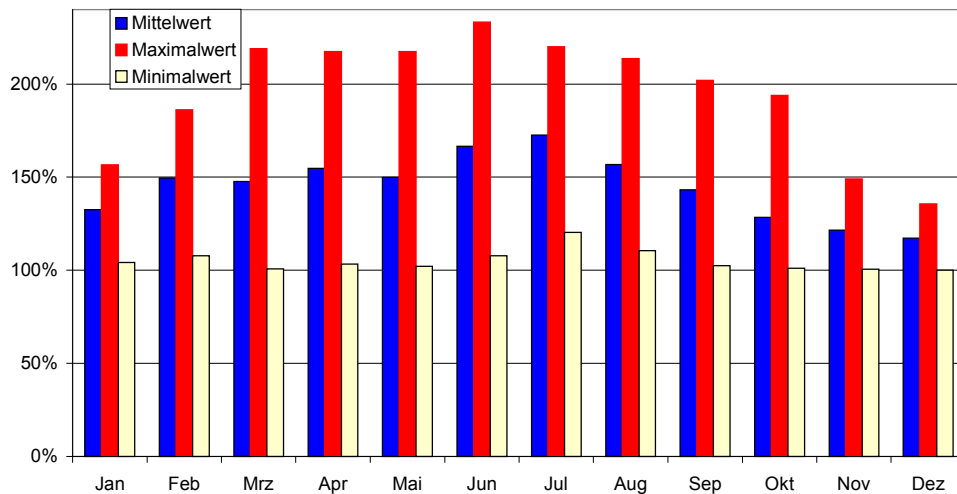


Abb. 34 : Verlängerung der Autonomiezeit

Es wurde mit mittleren Tagesleistungen gerechnet. Je nach Tageszeit, an welcher ein Stromausfall eintritt, können die obigen Werte noch um den Faktor 2 schwanken. An einem sehr guten Tag kann die Autonomiezeit auf 5 Stunden steigen. Es ist aber auch möglich das keine spürbare Verlängerung eintritt.

Kommentar

Die Grenzwertbetrachtung sagt allerdings noch nichts über die Häufigkeit aus. Deshalb soll die Eintretenshäufigkeit der verschiedenen Klimaverhältnisse noch untersucht werden.

Eintretenshäufigkeit

Tage mit Verlängerung der Autonomiezeit von mehr als 100% und weniger als 10%

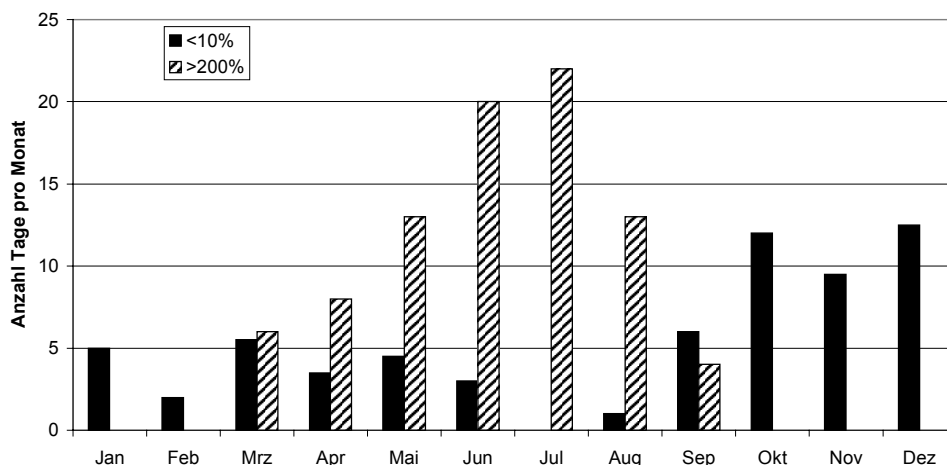


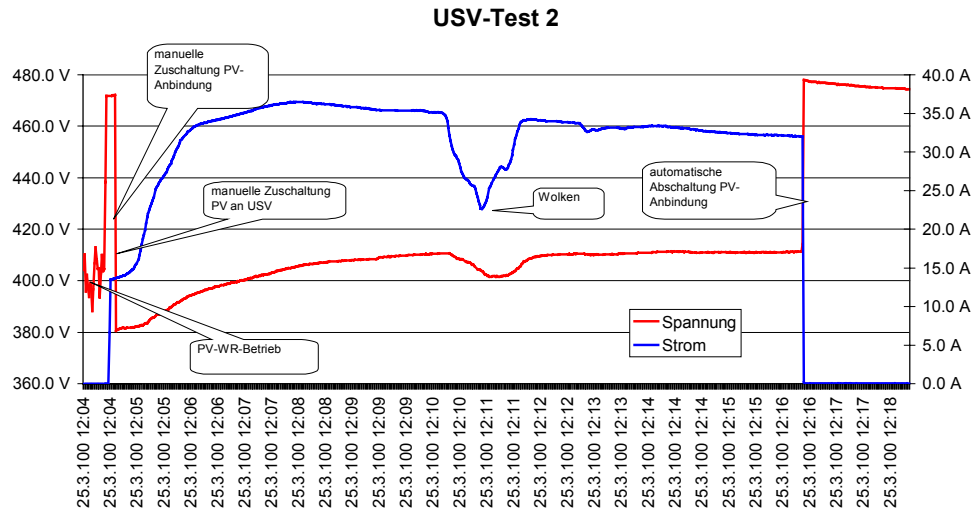
Abb. 35 : Häufigkeitsverteilung

Je nach Monat ergeben sich immer noch viele Tage, an denen die Verlängerung der Autonomiezeit relativ bescheiden ist. Mit einer

Verl. Autonomie meist im Sommer

Verlängerung der Autonomiezeit um mehr als den Faktor 2 kann regelmässig fast nur im Sommer gerechnet werden.

Im zweiten Versuch wurde untersucht, ob die Zuschaltung der PV an die Batterien nicht zu einem unzulässigen Verhalten führt. Die Daten wurden zu diesem Zweck in Sekundenschritten aufgenommen.



Es zeigt sich, dass die Zuschaltung der Photovoltaik keine Probleme verursacht. Es entsteht kein Stromstoss, der z.B. Sicherungen auslösen könnte.

Kommentar

10 Thermographic analysis

10.1 Deutsche Zusammenfassung

Die Anlage wurde einer detaillierten thermographischen Analyse unterzogen. Dieses Verfahren hat sich als sehr nützlich erwiesen. Verschiedene Probleme konnten damit erkannt werden:

- Hot-Spot an ca. 10 Modulen
- Strang-Ausfälle
- defektes Modul
- behinderte Kühlung
- thermische Effekte der SOFREL-Unterkonstruktion
- heiße Kontakte

Der Nutzen ist im Vergleich zum Aufwand sehr hoch.

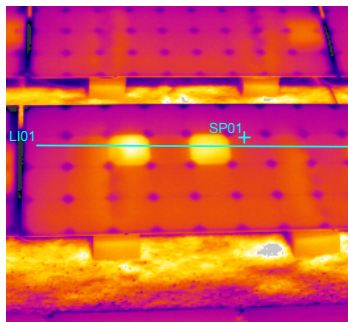
10.2 General Introduction

By means of a thermographic camera it is possible to detect thermal differences on the components of a PV plant. These thermal differences may indicate several things: string disconnection, hot spots on modules, module malfunction, thermal influences of modules supports, cooling influences, ...

Important : in order to establish the temperature by means of a thermographic camera it is necessary to know the emissivity value of the observed surface. In the literature normally the emissivity of glass, at room temperature and conditions, is given around the value 0,9. Secondly we know that glass covering the PV cells of a module, in the wavelength range (camera range) from 7,5 to 13 micrometer, should not transmit the infrared radiation emitted by the PV cells. Consequently the IR images show the temperature situation of the front glass heated by PV cells via heat conduction mechanism.

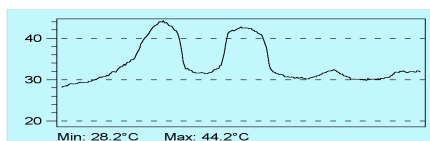
Thirdly the background temperature of the several modules has been measured by means of a PT100 (approximation: $T_{\text{bom}} = T_{\text{glass}} \pm 2^\circ \text{C}$). To match this temperature with the camera, the emissivity has been adjusted to a value of 0.8; this implies that glass, in this wavelength range, should have a reflectivity around 0,2. Assuming that the measured IR signal don't contain any relevant reflection contribution, the temperature profile indicated by the camera should roughly correspond (within the above approximation) to the glass temperature. In any case, for caution, it is better to consider such temperature profiles mostly in a qualitative way rather than in a quantitative one.

This picture shows two hot spots on the same module. The difference of temperature here is pretty high. This analysis is interesting for observing relative temperature differences.



IR information	Value
Date of creation	05/10/99
Time of creation	14.30.07
File name	J1005-29.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	3,0 m
Ambient temperature	18,0°C
Label	Value
SP01	30,0°C
LI01 : max	44,2°C
LI01 : min	28,2°C

Figure 28 : example of hot spots on a BP585 module



10.3 Example of hot spots on the façade modules

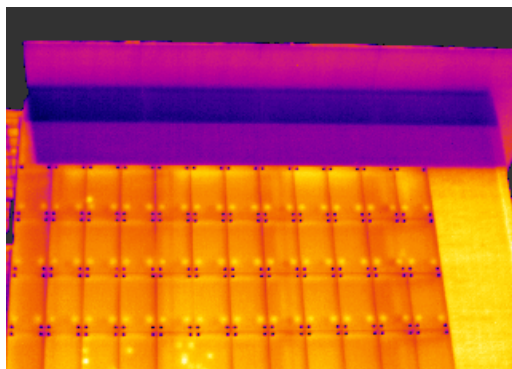
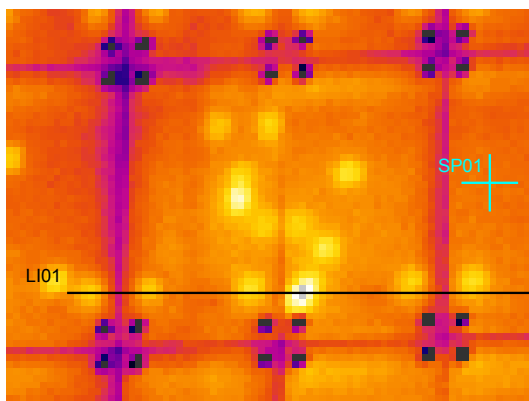


Figure 29 : hot spots on façade EAST

IR information	Value
Date of creation	17/06/99
Time of creation	15.05.59
File name	J0617-46.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	30,0 m
Ambient temperature	27,5°C
Label	Value
SP01	37,2°C
LI01 : max	41,8°C
LI01 : min	34,6°C

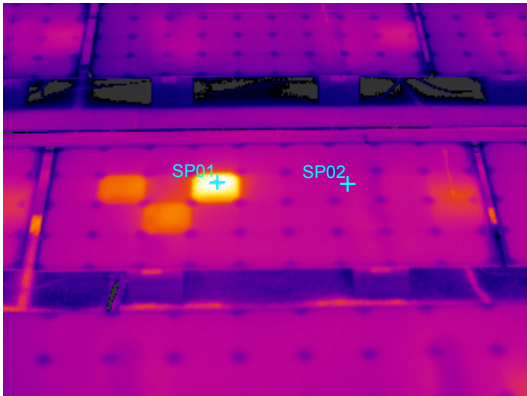


IR information	Value
Date of creation	17/06/99
Time of creation	15.08.24
File name	J0617-48.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	30,0 m
Ambient temperature	27,5°C

These pictures show many hot spots on the modules of the EAST façade. The difference of temperature should be around 5°C maximum. Unfortunately , due to the high distance and difficulties of placement, it is hard to have more precise values of temperatures.

Remarks

10.4 Example of high temperature hot spot on modules

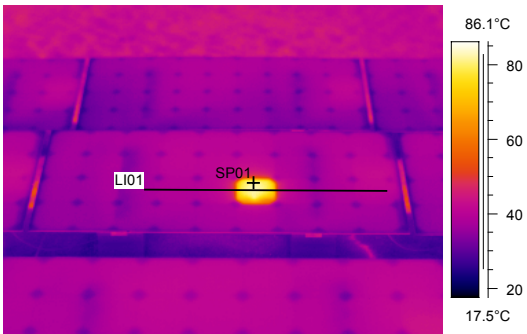


IR information	Value
Date of creation	17/06/99
Time of creation	13.26.16
File name	J0617-36.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	3,0 m
Ambient temperature	28,0°C
Label	Value
SP01	81,8°C
SP02	47,2°C

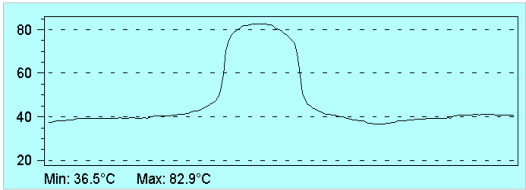
Figure 31 : of hot spots on a BP585 module

Here an example of multiple hot spot on a module. The hottest one has very high temperature and the temperature difference is around 35°C.

Figure 32 : of hot spots on a BP585 module

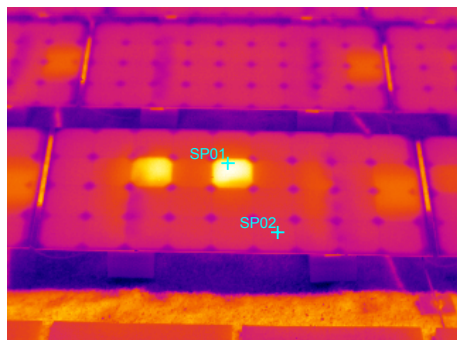


IR information	Value
Date of creation	17/06/99
Time of creation	11.18.43
File name	J0617-12.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	3,0 m
Ambient temperature	26,0°C
Label	Value
SP01	81,6°C
LI01 : max	82,9°C
LI01 : min	36,5°C

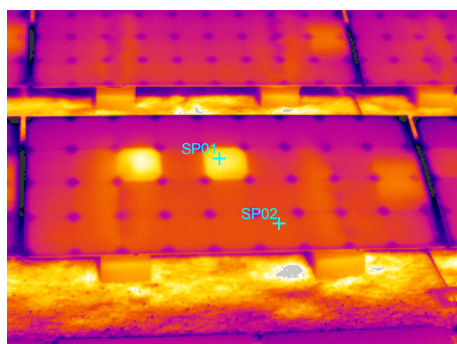


This module has a strong hot spot . Its temperature is around 80°C and the temperature difference is around 45°C.

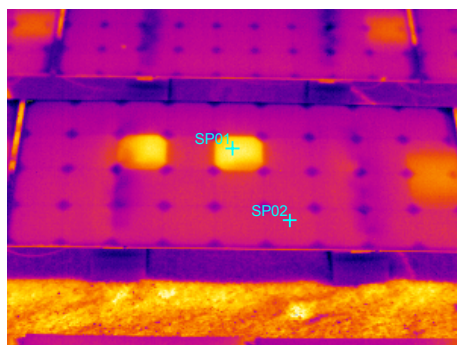
10.5 Periodic analysis of a module containing hot spots



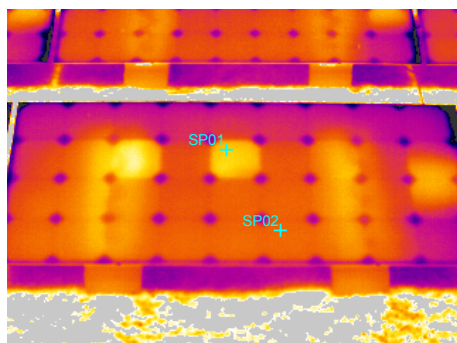
IR information	Value
Date of creation	17/06/99
Time of creation	11.29.23
File name	J0617-16.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	3,0 m
Ambient temperature	26,0°C
Label	Value
SP01	59.0°C
SP02	38.7°C



IR information	Value
Date of creation	05/10/1999
Time of creation	14.30.07
File name	J1005-29.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	3,0 m
Ambient temperature	18,0°C
Label	Value
SP01	42.5°C
SP02	32.4°C



IR information	Value
Date of creation	16/03/2000
Time of creation	10.44.05
File name	A0316-12.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	3,0 m
Ambient temperature	15°C
Label	Value
SP01	31.3°C
SP02	22.1°C

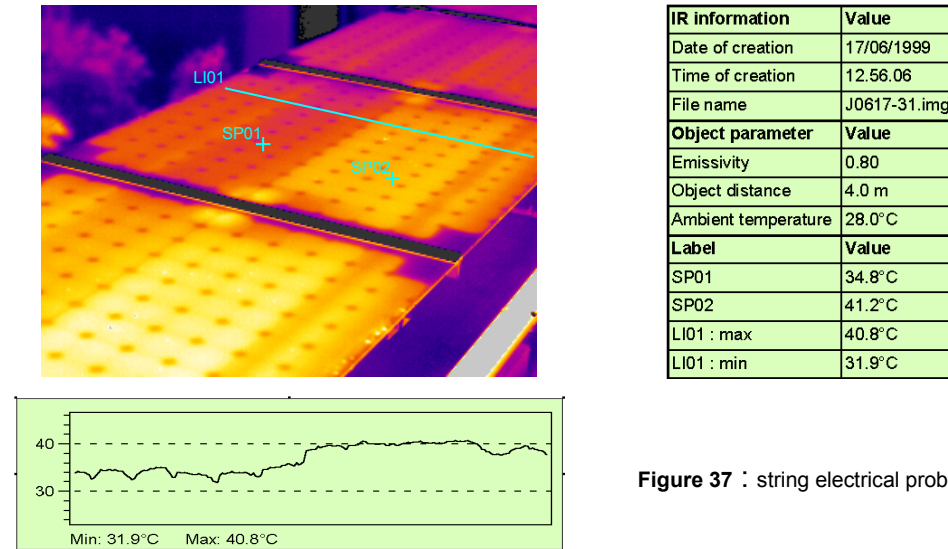


IR information	Value
Date of creation	19/07/2000
Time of creation	13.28.25
File name	A0719-30.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	3,0 m
Ambient temperature	26,0°C
Label	Value
SP01	40.0°C
SP02	35.5°C

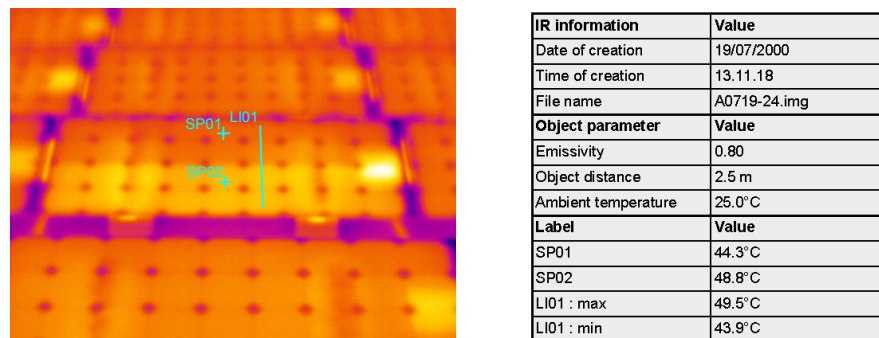
Figures 33 to 36 : periodic analysis

10.6 Utility of a "Thermographic analysis" .

The following images show two examples of how a thermographic analysis can be useful for finding electrical problems on modules or strings.



The images represent a thermography of Brise Soleil modules and a temperature profile. Each module is divided in two parts of 150 W connected in series; six and an half of these modules form a string. One half of this module belongs to a string and the other half belongs to another string. As shown, there is one string hotter than the other with a temperature difference around 7-8°C. **That means that the hottest string has electrical problems (probably in open circuit).**



This other thermography shows a BP585 module that has electrical problems. One of the two strings (connected in series), composing this kind of module present higher temperature than the other. This string has probably an electrical disconnection somewhere. The half-module bypass diode is working and this can be noticed looking at its terminal box that is hotter than the others.

10.7 Temperature vs. cooling

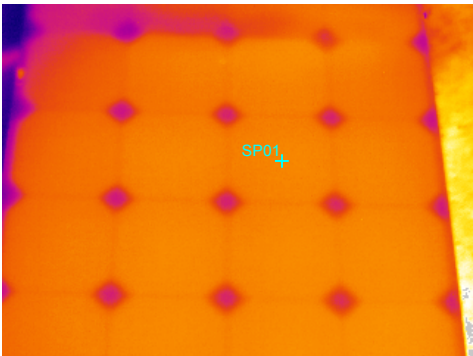


Figure 39 : J1005-34

IR information	Value
Date of creation	05/10/99
Time of creation	14.35.25
File name	J1005-34.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	1,5 m
Ambient temperature	18,0°C
Label	Value
SP01	39.2°C

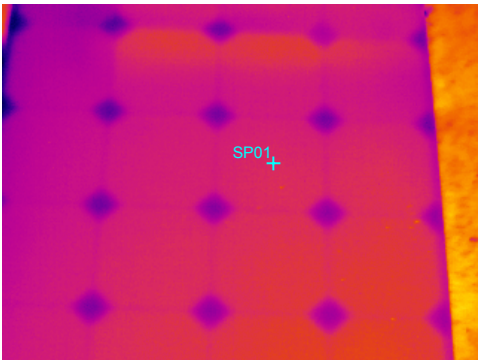


Figure 40 : J1005-35

IR information	Value
Date of creation	05/10/99
Time of creation	14.35.50
File name	J1005-35.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	1,5 m
Ambient temperature	18,0°C
Label	Value
SP01	32.4°C

The upper image shows a BP585 placed (with its back side) in front of and close to a wall of the building. This prevent the module from good cooling and thus the module is about 7°C warmer than the module beside that has better cooling condition because it is on all sides open air.

Remarks

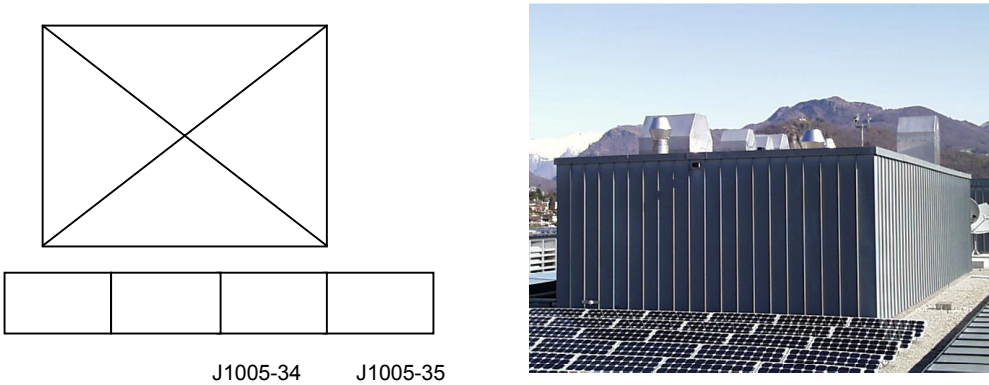
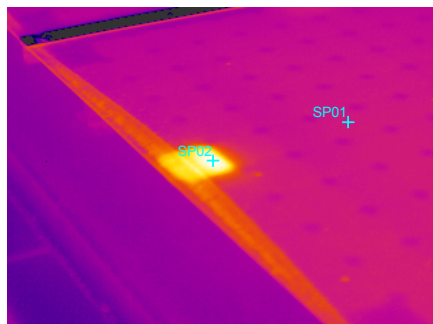


Fig. ...: place of the measured modules

10.8 Dirt on the modules

This situation has happened after a long drought period (about 90 days). Some dust has settled along this period and very low rainfall just gathered the dust together toward the lowest part of the module. This turns into a kind of shadowing that makes some cells heating.



IR information	Value
Date of creation	16/03/2000
Time of creation	12.16.54
File name	A0316-69.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	2,0 m
Ambient temperature	16,0°C
Label	Value
SP01	19,7°C
SP02	51,8°C

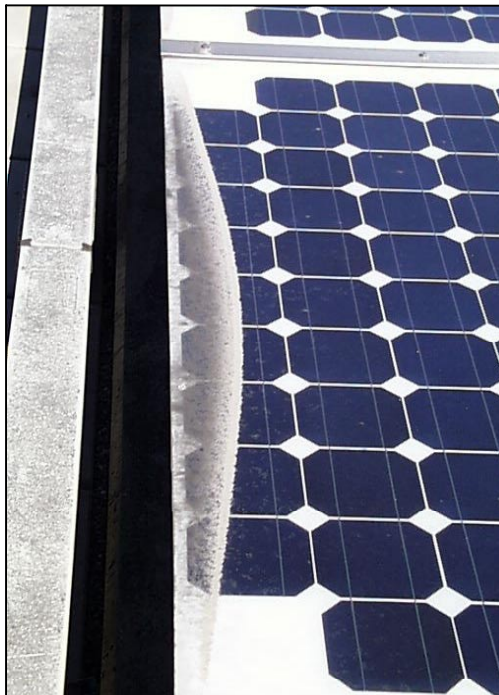


Figure 41: hot spot due to dirtiness

Tilted modules (20°) don't show any dust dirtiness problems. Flat placed modules should be periodically controlled and if necessary cleaned out. After a good rainfall all modules had been found pretty well "self" cleaned.

Remarks

10.9 Influence of Sofrel supports on modules

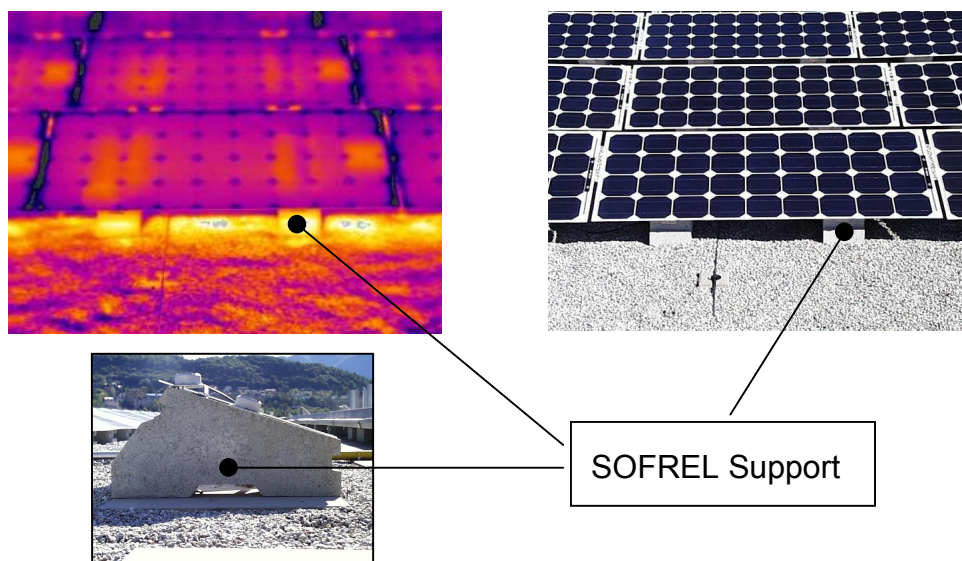
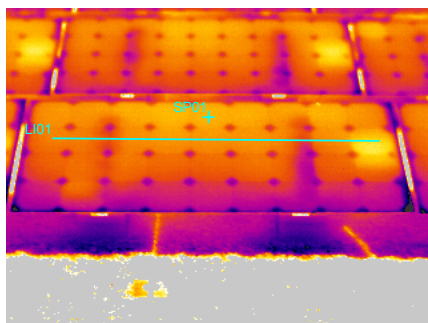


Figure 42 : Sofrel support

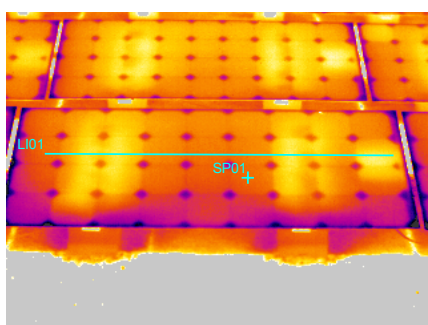
Example : same module, summer period , nice weather :

Figure 43 : in the morning :



IR information	Value
Date of creation	19/07/2000
Time of creation	09.23.56
File name	A0719-01.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	2,5 m
Ambient temperature	24,0°C
Label	Value
SP01	33,2°C
LI01 : max	34,9°C
LI01 : min	29,2°C

Figure 44 : in the afternoon :



IR information	Value
Date of creation	19/07/2000
Time of creation	13.55.20
File name	A0719-36.img
Object parameter	Value
Emissivity	0,80
Object distance	2,5 m
Ambient temperature	24,0°C
Label	Value
SP01	38,0°C
LI01 : max	42,9°C
LI01 : min	37,7°C

The Sofrel support has a thermic inertia higher than the module. Thus in the morning it tends to keep the module cooler whilst in the afternoon it tends to warm it up . The back of the module practically leans on the Sofrel support surface and this condition prevents from good air cooling.

Remarks

11 Darstellung der Produktion

11.1 Einleitung

Im Rahmen dieser Arbeit wurden verschiedene Produktionszahlen ermittelt. Einerseits ist es die absolute Produktion, andererseits wurden auch andere PV-Kennwerte berechnet.

**PV-
Standardwerte**

Es sind dies:

- Performance Ratio PR
- Sonnenenergie in Feldebene ESA
- Sonnenstunden nominal Yr
- Spez. Ertrag AC Yf
- Sollwert IMIPP (klimatisch berechnete Prod.-Zahlen)

11.2 Dach West und Ost

	Prod.AC Dach Ost	Prod.AC Dach Ost	Sollwert	Prognose	PR	ESA	Yr	Yf
	kWh	kWh	kWh	kWh		kWh	h	kWh/kW
Jan	3'766	3'544	3'667	3'667	94%	5'778	79	50
Feb	5'012	4'684	4'259	4'259	83%	6'867	93	66
März	6'448	5'611	6'096	6'096	82%	8'538	116	82
April	7'148	7'041	6'401	6'401	79%	9'141	124	97
Mai	8'061	7'935	7'744	7'744	78%	10'163	138	109
Juni	9'315	9'277	8'764	8'764	75%	12'321	168	126
Juli	10'127	9'892	9'755	9'755	75%	13'561	185	136
Aug	8'032	8'036	9'008	9'008	78%	10'529	143	109
Sept	6'000	5'949	6'732	6'732	83%	8'266	112	81
Okt	4'165	4'154	4'634	4'634	84%	5'992	82	57
Nov	2'944	2'883	3'449	3'449	87%	4'487	61	40
Dez	2'293	2'241	3'260	3'260	77%	3'607	49	31
1999	73'311	71'247	73'769	73'769	81%	99251	1350	983
Jan	3'627	3'588	3'478	3'667	87%	4'089	67	49
Feb	4'397	4'381	4'329	4'259	82%	F	58	60
März	6'743	6'723	6'633	6'096	79%	7'575	76	92
April	5'732	5'718	5'869	6'401	80%	5'989	43	78
Mai	8'495	8'451	8'140	7'744	80%	9'170	55	115
Juni	7'473	8'730	9'823	8'764	61%	7'222	42	78
Juli	9'519	9'753	9'276	9'755	77%	9'940	55	121
Aug	8'914	8'893	8'582	9'008	80%	9'681	F	121

Werte Dächer

Sept	7'077	7'156	7'262	6'732	99	7481	102	97
Okt	3'316	3'215	3'195	4'634	61	3515	48	44
Nov	2'015	1'407		3'449	56	F	355	23

11.3 Fassade Ostflügel

	Prod.AC	Sollwert	Prognose	PR	ESA	Yr	Yf
	kWh	kWh	kWh		kWh	h	kWh/kW
Jan	1'277	1'188	1'188	100%	1'754	86	62
Feb	1'371	1'146	1'146	89%	1'669	81	67
März	1'281	1'294	1'294	82%	1'637	80	62
April	1'004	1'114	1'114	63%	1'350	66	49
Mai	989	1'188	1'188	61%	1'396	68	48
Juni	1'083	1'251	1'251	59%	1'642	80	53
Juli	1'232	1'410	1'410	62%	1'783	87	60
Aug	1'149	1'470	1'470	66%	1'667	81	56
Sept	1'080	1'328	1'328	73%	1'541	75	53
Okt	968	1'109	1'109	82%	1'502	73	47
Nov	988	1'023	1'023	84%	1'546	75	48
Dez	863	1'116	1'116	86%	1'302	64	42
1999	13'285	73'769	73'769	76%	18'788	916	648
Jan	1'291	1'050	1'188	101%	1'370	67	63
Feb	1'296	1'111	1'146	91%	1'196	58	63
März	1'519	1'415	1'294	84%	1'551	76	74
April	813	1'062	1'114	64%	884	43	40
Mai	1'028	1'336	1'188	62%	1'122	55	50
Juni	1'120	1'539	1'251	57%	860	42	38
Juli	1'152	1'431	1'410	63%	1'137	55	51
Aug	1'321	1'506	1'470	69%	F	F	64
Sept	1'334	1'497	1'328	90	F	F	65
Okt	716	739	1'109	61	803	39	35
Nov	558		1'023	47	674	33	27

Fassade
Ostflügel 1999

11.4 Fassade Westflügel

	Prod.AC	Sollwert	Prognose	PR	ESA	Yr	Yf
	kWh	kWh	kWh		kWh	h	kWh/kW
Jan	803	884	884	84%	1'305	86	52
Feb	848	853	853	74%	1'242	81	55
März	853	963	963	75%	1'218	80	55

Fassade
Westflügel 1999

April	702	829	829	61%	1'004	66	45
Mai	690	884	884	59%	1'038	68	45
Juni	751	931	931	57%	1'222	80	48
Juli	770	1049	1049	55%	1'326	87	50
Aug	680	1'094	1'094	55%	1'240	81	44
Sept	667	988	988	64%	1'146	75	43
Okt	609	825	825	71%	1'159	73	39
Nov	589	761	761	82%	1'150	75	38
Dez	516	830	830	69%	969	64	33
1999	8478	10'889	73769	67%	14'018	916	547
Jan	801	776	884	79%	1'019	67	52
Feb	840	822	853	80%	890	58	54
März	923	1'046	963	69%	1'154	76	60
April	485	785	829	51%	658	43	31
Mai	574	988	884	46%	834	55	37
Juni	571	1'138	931	39%	640	42	26
Juli	678	1'058	1'049	49%	846	55	40
Aug	780	1'114	1'094	55%	F	F	50
Sept	737	1'106	988	67%	F	F	48
Okt	359	546	825	41%	598	39	23
Nov	296		761	34%	501	33	19

11.5 Graphische Übersichtsdarstellungen

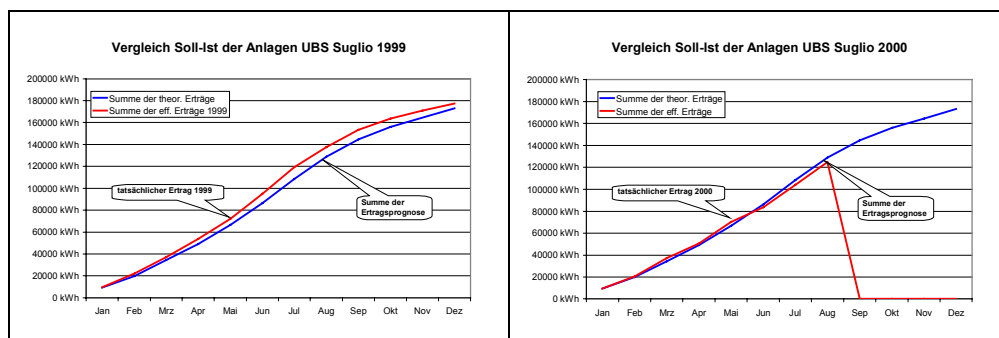
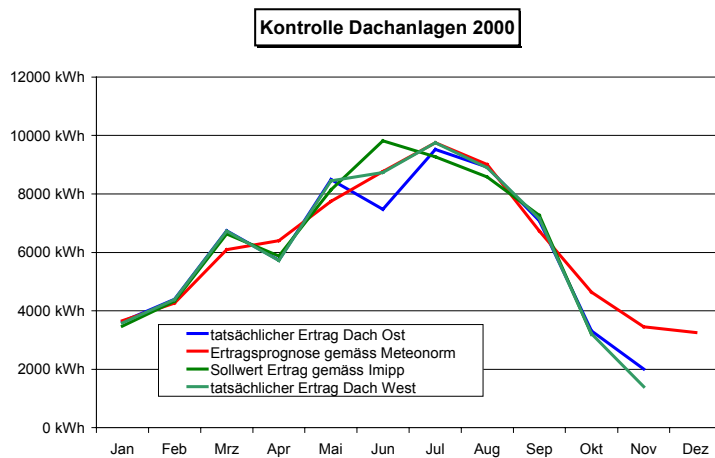
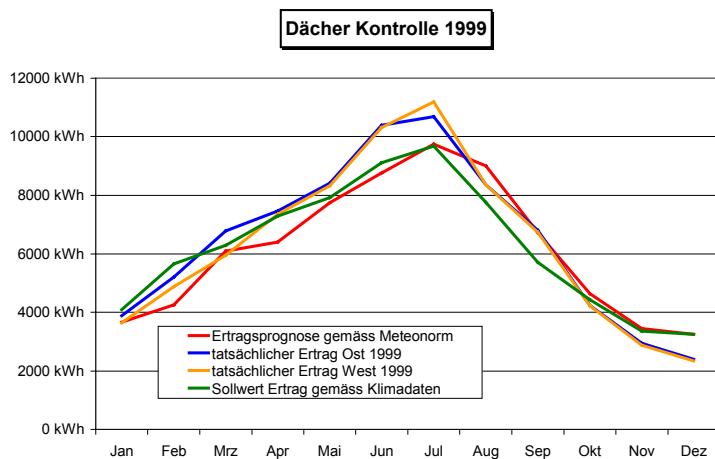


Abb. 36 : Vergleich Soll-Ist

Die Einbusse des Jahr 2000 gegenüber dem Vorjahr ist klar auf **Kommentar** schlechtere klimatische Verhältnisse zurückzuführen.



Es wird rasch ersichtlich, welche Monate für den Minderertrag verantwortlich sind. Erfreulich ist zudem, dass der effektive Ertrag über dem Sollwert nach Simulation liegt.

Kommentar

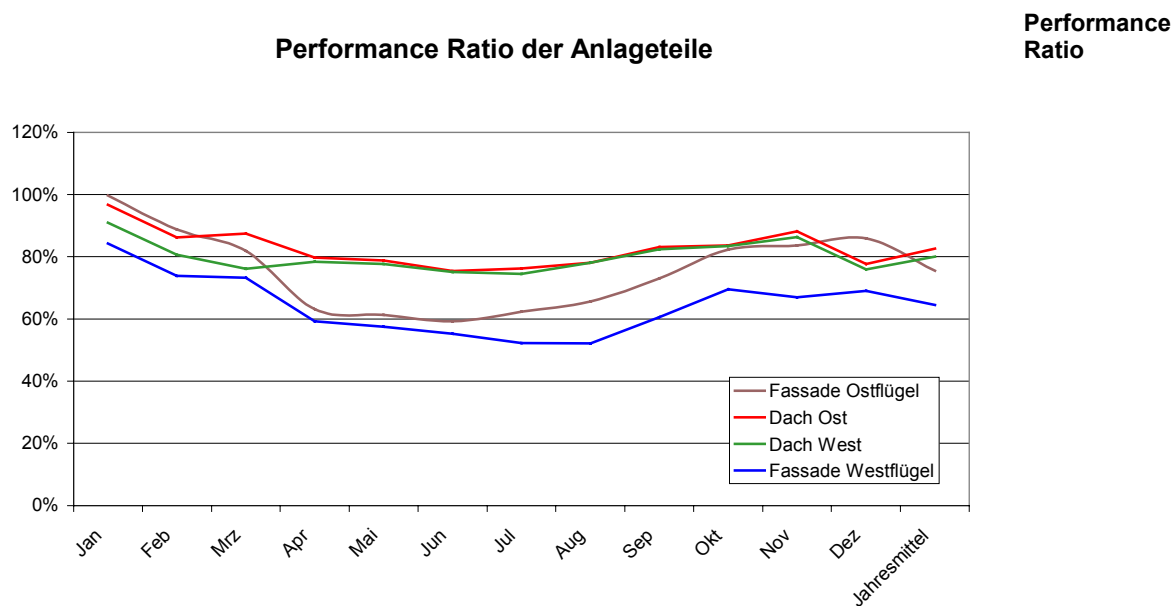


Abb 39 : Performance Ratio

Die Performance Ratio liegt sehr hoch. Der etwas überhöhte Wert der Fassaden im Januar kann nicht erklärt werden. Vielleicht spielen Albedo-Faktoren eine Rolle. Der Jahresmittelwert 99 für die Dachanlagen beträgt 81%.

Kommentar

12 Aussichten und Lehren

Die aus dieser Arbeit gewonnen Erkenntnisse sind vielfältig. Sie betreffen einerseits neue Erkenntnisse, wie z.B. diejenigen der USV-Anbindung. Andererseits ergaben sich auch wertvolle Erfahrungen mit dem Betrieb einer Anlage dieser Grösse und Komplexität.

Inbetriebsetzung

Die Anlage ist mit dem Einschalten des Hauptschalters nicht in Betrieb gesetzt. Die Inbetriebsetzung läuft über ein Jahr, während dem verschiedene Faktoren optimiert werden müssen.

Inbetriebsetzungsphase notwendig

Beispiele:

- Übererwärmung in den Wechselrichtern beheben
- Defekte Module ersetzen
- Kinderkrankheiten an den Wechselrichtern beheben
- Störungen an einzelnen Strängen beheben

All diese Faktoren führen zur einer Verbesserung der Produktion um einige Prozente. Unterbleiben diese Massnahmen, arbeitet die Anlage zwar, es wird dann aber nicht eine sehr gute, sondern nur noch eine durchschnittliche oder mittelmässige Anlage sein.

Anlagebetrieb

Eine Anlage dieser Grössenordnung bedarf einer eingehenden Überwachung. Die Anzahl der eingesetzten Geräte führt dazu, dass immer wieder einzelne Komponenten einen Defekt erleiden.

gründliche Überwachung

Beispiele:

- Defekte an Kondensatoren
- Modulzerstörung durch Türe
- durchgebrannte Brücke in Anschlussdose
- etc.

Überwachung

Die Überwachung durch das Monitoring-System hat sich als sehr nützlich erwiesen, konnten doch einige Probleme ausschliesslich dank der 15-Minuten-Überwachung erkannt werden. Das Monitoring durch das Gebäudeleitsystem hat sich als störungsanfällig und schwerfällig erwiesen. Ein Überwachungssystem sollte in Zukunft unabhängig vom Leitsystem aufgebaut werden. Das Monitoring-Programm war die einzige Lösung, um die Datenflut überhaupt bewältigen zu können.

separates Datenerfassungssystem!

Neu und überaus wertvoll waren die Erkenntnisse der Überwachung mittels Thermographiekameras.

Thermographie!

Aussichten

Die gewonnenen Erkenntnisse können wie folgt eingesetzt werden:

- In der bestehenden Anlage kann durch die genaue Kenntnis der Anlage und deren Verhalten der folgende Betrieb effizient geführt werden.
- Der Ertrag verbesserte sich durch die Modifikationen und Optimierungen.
- Durch die detaillierten Erkenntnisse können neuen USV-Anlagen mit PV-Unterstützung einfacher geplant werden.
- Die gewonnenen Erkenntnisse mit den Wechselrichtern liefern interessante Ergebnisse für die Dimensionierung neuer Anlagen.
- Die PV-Anlagenüberwachung durch Thermographiekameras kann mit gutem Gewissen propagiert werden.
- Mit den ausführlichen Berechnungen konnte das PV-Simulationsprogramm PV-Syst validiert werden.

Online-Information: <http://www.suglio.ch/pv/>

Online

13 Verdankungen

Dieses Projekt konnte dank der Unterstützung folgender Institutionen und Personen durchgeführt werden:

- Bundesamt für Energie
- UBS AG, Herren K. Becker und R. Herrmann
- Herr Mondini, Tech-Management